การศึกษาตัวแปรที่เหมาะสมเพื่อใช้ในการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนแสงอาทิตย์

โดย

รศ. ดร. มานิจ ทองประเสริฐ
รศ. ดร. ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สนับสนุนการวิจัยโดย
สำนักงานพลังงานแห่งชาติ
กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
กรุงเทพ ฯ

สิงหาคม 2527

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการวิจัยเรื่อง

การศึกษาตัวแปรที่เหมาะสมเพื่อใช้ในออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนแสงอาทิตย์

ดำเนินการวิจัยโดย

รศ.ดร.มานิจ ทองประเสริฐ
Ph.D.(Texas Tech.)

รศ.ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ
Ph.D.(Texas Tech.)

สนับสนุนการวิจัยโดย

สำนักงานพลังงานแห่งชาติ
กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สิงหาคม 2527

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยนี้เป็นโครงการที่จัดทำขึ้นเพื่อเป็นแนวทางในการพัฒนาออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้จำหน่ายระบบฯ และเป็นแนวทางในการพิจารณาตัดสินใจเลือกใช้ระบบฯสำหรับผู้ที่มีความประสงค์จะนำระบบฯไปใช้ในกิจการของตน โครงการนี้เป็นโครงการที่มีความสำคัญโครงการหนึ่งในอันที่จะช่วยให้ผู้ผลิตจำหน่ายและผู้ใช้งานระบบฯได้ข้อมูลประกอบการตัดสินใจออกแบบและใช้งานระบบฯ ผู้วิจัยจึงใคร่ขอขอบคุณสำนักงานพลังงานแห่งชาติ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ที่ได้ให้การสนับสนุนการจัดทำโครงการวิจัยนี้

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

		หน้า
บทที่ 1	บทนำ	
1.1	ความนำ	1
1.2	ศักยภาพการใช้ประโยชน์จากระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์	1
1.3	ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย	4
1.4	วัตถุประสงค์ของโครงการ	4
1.5	ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	5
1.6	วิธีวิจัย	5
บทที่ 2	ส่วนประกอบของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	
2.1	ความนำ	6
2.2	ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์	6
2.3	อัตราพลังงานแสงอาทิตย์รับได้บนแผงรับแสงอาทิตย์	10
2.4	การคำนวณหาประสิทธิภาพของแผงรับแสงอาทิตย์	14
2.5	การถ่ายเทความร้อนให้ของไหลทำงาน	18
2.6	พารามิเตอร์ของระบบผลิตน้ำร้อนแสงอาทิตย์	19
บทที่ 3	ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์และภูมิอากาศ	
3.1	ความนำ	26
3.2	ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์	26
3.3	การสร้างข้อมูลโดยเทคนิคมอนติคาร์โล	27
3.4	การสร้างข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์	29
3.5	ข้อมูลความเร็วลม	29
3.6	อุณหภูมิอากาศ	30

เลขหมู่ วศ. ๑๗. 15
เลขทะเบียน 002190
วัน.เดือน.ปี 21 มิ.ย. 28

บทที่ 4	พารามิเตอร์ที่เหมาะสมของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์		
	4.1	ความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	32
	4.2	การจำลองแบบปัญหาของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	33
	4.3	วิธีวิเคราะห์ตัวพารามิเตอร์ที่เหมาะสม	37
	4.4	ขอบเขตของค่าพารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา	38
	4.5	ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนที่เหมาะสม	40
	4.6	ตัวอย่างการคำนวณค่าพารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนที่เหมาะสม	45
	4.7	การเลือกศึกษาเฉพาะพารามิเตอร์ของระบบที่จะนำมาใช้งาน	52
	4.8	การนำแผงรับแสงอาทิตย์ต่างชนิดมาติดตั้งใช้งานร่วมกัน	57
บทที่ 5	สรุปผลการศึกษาตัวแปรที่เหมาะสมของระบบ		
	5.1	ลำดับการศึกษาพารามิเตอร์ที่ใช้ออกแบบระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	59
	5.2	เปรียบเทียบสมรรถนะของระบบฯสำหรับรูปแบบการใช้น้ำร้อน 5 แบบ	61
	5.3	การประยุกต์ใช้งานของค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม	62
	5.4	การหาค่า μ และ σ	64
บทที่ 6	การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์		
	6.1	ความนำ	71
	6.2	ทฤษฎีทางเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้อง	71
	6.3	การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	79
บทที่ 7	บทสรุป		86
ภาคผนวก	ก.	ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์รายชั่วโมงของกรุงเทพฯ	89
ภาคผนวก	ข.	คอมพิวเตอร์โปรแกรม"TRNSYS"	101
ภาคผนวก	ค.	โปรแกรมสำหรับคำนวณพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม, A_{op}	107
ภาคผนวก	ง.	ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อน	116
ภาคผนวก	จ.	ตารางแสดงผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	122
ภาคผนวก	ฉ.	ตารางแสดงประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบฯ	200

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญรูป

		หน้า
รูปที่ 2.1	โครงสร้างของแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่น	7
" 2.2	แผ่นดูดแสงอาทิตย์ของแผงรับแสงอาทิตย์ BNL	7
" 2.3	แสดงการประกอบส่วนประกอบของแผงรับแสงอาทิตย์ของBNLเข้าด้วยกัน	11
" 2.4	ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงBNL	11
" 2.5	เปรียบเทียบประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่นหลายแบบ	15
" 2.6	ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่น ผิวแผ่นดูดสีดำ กระจก 1 ชั้น	15
" 2.7	ตัวประกอบของอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน F'_R/F_R	17
" 2.8	ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ของไหลทำงานสองชนิดและมีอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน	17
" 2.9	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนแบบของไหลทำงานเป็นของเหลว	20
" 2.10	ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ของไหลทำงานสัมผัสโดยตรงกับแผงรับแสงอาทิตย์	20
" 2.11	การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 1	23
" 2.12	การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 2	23
" 2.13	การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 3	24
" 2.14	การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 4	24
" 2.15	การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 5	25
" 4.1	พารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	34
" 4.2	แผนภาพแสดงระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์แบบพื้นฐาน	34
" 4.3	แผนภาพแสดงถังเก็บน้ำร้อน	35
" 4.4	แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณสมรรถนะของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ของโปรแกรม"TRNSYS"	37
" 4.5	แสดงค่าใช้จ่ายรายปีสัมพัทธ์ของถังเก็บน้ำร้อน 4 ขนาด	43

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่	4.6	แสดงการต่อ INPUT และ OUTPUT ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในโปรแกรม"TRNSYS"	46
"	4.7	แสดงคำสั่งในโปรแกรม TRNSYS และคำอธิบาย	47
"	4.8	ตัวอย่างของผลการคำนวณที่ได้จากโปรแกรม TRNSYS	49
"	4.9	แสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานเสริมรายปีกับพื้นที่แผง	51
"	4.10	พื้นที่แผงที่เหมาะสมของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	56
"	4.11	แสดงระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ใช้แผง 2 แบบ	58
"	5.1	แสดงลำดับขั้นตอนการศึกษาและคำนวณขนาดพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม	60

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	ผลการคำนวณ $\bar{H}_d/\bar{H}$ ของพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับกรุงเทพฯ	13
" " 3.1	ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน	30
" " 3.2	ค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงอุณหภูมิอากาศ	31
" " 4.1	ความสัมพันธ์ของพลังงานเสริมที่ใช้รายปีกับพื้นที่แผง	41
" " 4.2	ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาด	42
" " 4.3	อัตราการใช้น้ำร้อนของผู้ใช้ประเภท 3	50
" " 4.4	สมรรถนะของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์	50
" " 4.5	ความสัมพันธ์ของปริมาณพลังงานเสริมกับพื้นที่แผง	53
" " 4.6	แสดงพื้นที่แผงที่เหมาะสม	55
" " 5.1	เปรียบเทียบปริมาณพลังงานเสริมของระบบตามประเภทผู้ใช้	62
ตารางในภาคผนวก ก.	อัตราพลังงานแสงอาทิตย์รายชั่วโมงที่กรุงเทพฯ	89-100
" " ง.	ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อน	116-121
" " จ.	ขนาดพื้นที่แผงที่เหมาะสมของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์, Annual Operating Cost	122-147
" " จ.	Annual Energy Saving ของระบบซึ่งใช้ขนาดแผงที่เหมาะสม	148-173
" " จ.	อัตราผลตอบแทนการลงทุน (จากการประหยัดค่าเชื้อเพลิง)	174-199
" " ฉ.	ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบ	200-202

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สัญญลักษณ์

A = พื้นที่รับแสงอาทิตย์

b = ปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อนต่อหน่วยพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์

C_c = ราคาต่อหน่วยพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์

C_f = ราคาต่อหน่วยของพลังงานเสริม

$\bar{C}_f$ = ราคาต่อหน่วยของพลังงานเสริมเมื่อราคาเชื้อเพลิงและค่าของเงินไม่คงที่

C_p = ความร้อนจำเพาะ

C_t = ราคาต่อหน่วยปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อน

$C_{s,a}$ = ค่าใช้จ่ายรายปีของระบบ

C_t = ราคาต่อหน่วยปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อน

C_y = ค่าใช้จ่ายอื่นๆต่อหน่วยพื้นที่แผง

D = วัน

F_R = Collector heat removal factor

G = อัตราการไหลต่อหน่วยพื้นที่

$H, \bar{H}$ = อัตราการไหลต่อหน่วยพื้นที่บนระนาบระดับ

H_T, I_T = อัตราพลังงานแสงอาทิตย์บนระนาบของแผง

i = อัตราดอกเบี้ย

I = สัดส่วนของเงินลงทุนคิดเป็นรายปี

I_{sc} = ค่าคงที่ของแสงอาทิตย์

$\dot{m}$ = อัตราการไหล

M = ค่าบำรุงรักษารายปี, เดือน, ...วล

n = อายุการใช้งาน

Q_{aux} = ปริมาณพลังงานเสริมรายปี

Q_m = ปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบใช้เมื่อพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์เท่ากับศูนย์

Q_{sys} = ปริมาณพลังงานความร้อนที่ระบบ (แผง + ถังเก็บน้ำร้อน) ผลิตได้

Q_u = พลังงานที่นำไปใช้ประโยชน์

R = แฟคเตอร์เปลี่ยนค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกบนระนาบระดับไปบนระนาบเอียง

r = ฟังชั่นความคุ้ม

s, S = มุมเอียงของระนาบ

t = เวลา

T = อุณหภูมิ

U_L = สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนทั้งหมด

W = ความเร็วลม

γ ,β = มุมสัมพันธ์ควบคุมให้น้ำที่ไหลเข้าสัมผัสกับน้ำร้อนไปสู่ที่ระยะที่มีความหนาแน่นเท่ากัน

σ = Inflation-discount function

μ = Life cycle solar cost fraction

α = ค่าการดูดกลืนอาทิตย์

ε = ค่าการส่งออกรังสีความร้อน

λ = ตัวเลขคงที่ของความสัมพันธ์ Q_{aux} กับ A

ρ = การสะท้อนกลับของรังสี

τ = ค่าการผ่านทะลุของกระจก

Subscript

a = อากาศที่ล้อมรอบระบบ

aux = พลังงานเสริม

b = รังสีแบบตรง

c = แผงรับแสงอาทิตย์

d = รังสีแบบกระจาย

h = น้ำร้อนจากแผง

i = ทางไหลเข้า

env = สิ่งแวดล้อม

L = ภาระ(Load)

o = ทางไหลออก หรือ พลังงานแสงอาทิตย์รับได้บนระนาบ

p = แผ่นดูดแสงอาทิตย์

s = ถังเก็บน้ำร้อน

set = ค่าที่กำหนด

บทคัดย่อ

การวิจัยนี้เป็นไปเพื่อการศึกษาหาตัวแปรที่เหมาะสมสำหรับใช้ในการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม

โดยอาศัยการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมกับการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์โดยการจำลองแบบปัญหาด้วยสอมพิวเตอร์ พบว่าขนาดถังเก็บน้ำร้อนที่ประหยัดคือ 65 ลิตร/ม^2 (พื้นที่รับแสง) สำหรับระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่นำไปใช้งานเท่ากับ 60^0ซ และเท่ากับ 55 ลิตร/ม^2 สำหรับระดับอุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ 70^0ซ ส่วนขนาดพื้นที่รับแสงที่เหมาะสมมีความแปรเปลี่ยนตามลักษณะของแผงรับแสงอาทิตย์ประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน และพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ จากขนาดพื้นที่รับแสงที่เหมาะสมได้ทำการวิเคราะห์หามูลค่าปัจจุบันและมูลค่าเสียเท่ารายปีของระบบฯ เพื่อใช้สำหรับเปรียบเทียบกับระบบผลิตน้ำร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่น นอกจากนั้นยังได้ทำการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนการลงทุนเมื่อต้องการจะติดตั้งระบบฯ เข้าไปใช้ร่วมกับระบบผลิตน้ำร้อนเดิมโดยที่ระบบฯจะช่วยให้ผู้ลงทุนประหยัดค่าเชื้อเพลิง แต่จากการวิเคราะห์พบว่าการติดตั้งระบบฯ เพื่อลดค่าเชื้อเพลิงนั้นจะคุ้มกับเงินลงทุนก็ต่อเมื่อราคาของระบบฯไม่เกิน 6000 บาท/ม^2 และระบบเดิมใช้ไฟฟ้าในการผลิตน้ำร้อน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความนำ

การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ใช่ของใหม่สำหรับประเทศไทย บ้านพักอาศัย โรงแรม หลายๆแห่งได้ติดตั้งและใช้งานอยู่แล้ว ทั้งยังมีบริษัทผลิตระบบน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จำหน่าย หรือสั่งเข้ามาจำหน่ายประมาณ 16 บริษัท โดยในปี 2522 ได้ติดตั้งระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ไป 1000 ม^2 และในปัจจุบันได้ติดตั้งไปแล้วกว่า 10000 ม^2 และคาดว่าจะมีการติดตั้งเพิ่มขึ้นกว่า 3 เท่า ในปี 2528 (1) จากข้อมูลดังกล่าว ย่อมเป็นเครื่องยืนยันถึงความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ของการผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่นิยมแพร่หลายในปัจจุบัน เป็นการใช้งานเพื่อความสะดวกสบายของผู้อยู่อาศัยมากกว่าที่จะเป็นการใช้งานเพื่อการผลิตในอุตสาหกรรม ทั้งนี้มิได้หมายความว่า การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ไม่เหมาะสมที่จะใช้ในงานประเภทอื่น แต่เป็นเพราะการผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แม้จะไม่ใช่ของใหม่สำหรับประเทศไทย แต่ก็ยังใหม่มากเมื่อเทียบกับการผลิตน้ำร้อนด้วย น้ำมัน ก๊าซ หรือไฟฟ้า นักอุตสาหกรรมยังไม่ค่อยแน่ใจในความเชื่อถือได้ของระบบ การติดตั้งระบบยุ่งยากกว่าการผลิตน้ำร้อนด้วยเชื้อเพลิงแบบอื่นๆ อีกทั้งเงินลงทุนค่อนข้างสูง ในขณะที่ไม่มีผลประโยชน์อื่นใดที่จะได้รับจากการติดตั้งระบบและดอกเบี้ยเงินกู้ค่อนข้างสูง ทำให้ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการไม่เป็นที่น่าพอใจ (2) อย่างไรก็ตาม ในอุตสาหกรรมที่จำเป็นต้องใช้น้ำร้อนเพื่อการประกอบการผลิต ระบบน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์อาจประหยัดกว่าระบบที่ใช้พลังงานรูปอื่น โดยเฉพาะเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกันในฐานะอุปกรณ์ใหม่ที่จะนำเข้าไปติดตั้งในระบบการผลิต

1.2 ศักยภาพของการใช้ประโยชน์จากระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

ผลผลิตจากระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ก็คือ น้ำร้อนที่อุณหภูมิแตกต่างกันตามความสามารถของระบบ น้ำร้อนที่ได้จากระบบอาจนำไปใช้ประโยชน์ในด้านต่างๆสำหรับผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัย และอุตสาหกรรมดังต่อไปนี้

ผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัย

ผู้ใช้ประเภทนี้ ได้แก่ บ้านที่อยู่อาศัย โรงแรม น้ำร้อนอาจนำไปใช้ในการทำความสะอาด เช่น ทำความสะอาดร่างกาย ซักเสื้อผ้า ฯลฯ ในการประกอบอาหาร ฯลฯ

ผู้ใช้ประเภทอุตสาหกรรม

ผู้ใช้ประเภทนี้ ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิต แบ่งตามประเภทของอุตสาหกรรม ดังตัวอย่างดังต่อไปนี้

1. อุตสาหกรรมเหมืองกำมะถัน

โดยเฉพาะที่ใช้กระบวนการ *Frasch (Frasch Process)* สกัดกำมะถันออกจากแร่โดยฉีด *Superheated water* ภายใต้ความดันประมาณ 95 ถึง 200 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว อุณหภูมิของน้ำประมาณ 160 ถึง 166 ^{o}C

2. โรงงานฆ่าสัตว์

ใช้น้ำร้อนในการล้างทำความสะอาดและกำจัดขนออกจากหนังสัตว์ ทำความสะอาดอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิต และโรงงาน อุณหภูมิของน้ำร้อนที่ใช้ประมาณ 60 ^{o}C

3. โรงงานอาหารกระป๋อง

ทั้งประเภทที่ผลิตเนื้อสัตว์กระป๋องและผลไม้กระป๋อง ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตที่อุณหภูมิน้ำร้อนสูงสุดไม่เกิน 125 ^{o}C

4. โรงงานนมกระป๋อง

ใช้น้ำร้อนสำหรับการฆ่าเชื้อจุลินทรีย์ และอาจใช้สำหรับการทำความสะอาดอุปกรณ์การผลิต อุณหภูมิสูงสุดของน้ำร้อนที่ใช้ไม่เกิน 125 ^{o}C

5. โรงงานนมสด

อาจใช้น้ำร้อนร่วมกับระบบการถ่ายเทความร้อนสำหรับการอุ่นนมที่อุณหภูมิประมาณ 77 ^{o}C และอาจใช้น้ำร้อนสำหรับการทำความสะอาดอุปกรณ์การผลิต

6. โรงงานทำผลไม้แห้ง

อาจใช้น้ำร้อนในการทำความสะอาดอุปกรณ์การผลิต และอาจใช้ร่วมกับระบบการถ่ายเทความร้อนเพื่อผลิตอากาศร้อนสำหรับการอบแห้ง

7. โรงงานขนมปังและผลิตภัณฑ์อาหารจากแป้ง

อาจใช้น้ำร้อนในการทำความสะอาดอุปกรณ์การผลิต และอาจใช้ร่วมกับระบบถ่ายเทความร้อนในการผลิตอากาศร้อนสำหรับการอบอาหาร

8. โรงงานฆ่าสัตว์

ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตที่อุณหภูมิสูงสุดไม่เกิน 150 ^{o}C

9. โรงงานน้ำมันพืช

ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตที่อุณหภูมิสูงสุดไม่เกิน 177 ^{o}C และอาจใช้น้ำร้อนในการทำความสะอาดอุปกรณ์การผลิต

10. โรงงานทำเบียร์และสุรา

ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตที่อุณหภูมิสูงสุดไม่เกิน 177 ^{o}C และอาจใช้น้ำร้อนในการทำความสะอาดอุปกรณ์การผลิต

11. โรงงานเครื่องดื่มที่ไม่มีแอลกอฮอล์

ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตที่อุณหภูมิประมาณ 77 ^{o}C และอาจใช้น้ำร้อนในการทำความสะอาดขวด และอุปกรณ์การผลิต

12. อุตสาหกรรมทอผ้า

อาจใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตต่างๆ (ยกเว้นการย้อมสี)

13. อุตสาหกรรมกระดาษ เยื่อกระดาษ และผลิตภัณฑ์จากกระดาษ

ใช้น้ำร้อนในขบวนการผลิตหลายขั้นตอน อุณหภูมิสูงสุดที่ต้องการใช้ไม่เกิน 180 ^{o}C

นอกจากอุตสาหกรรมต่างๆที่กล่าวถึงแล้ว ยังมีอุตสาหกรรมอีกหลายประเภทที่ต้องใช้น้ำร้อนทั้งในขบวนการผลิตและการทำความสะอาด อาทิ โรงงานฟอกหนัง โรงงานสบู่และผงซักฟอก ฯลฯ การใช้น้ำร้อนอาจจะอยู่ในรูปของน้ำร้อนหรือไอน้ำ การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตน้ำร้อนเหล่านี้ อาจจะใช้ระบบที่ใช้แผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่น หรือระบบกระจกรวมแสง ความได้เปรียบเสียเปรียบในเชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบทั้งสองอยู่ที่ระดับของอุณหภูมิของน้ำร้อน ลักษณะการใช้ และปริมาณการใช้ สำหรับการวิจัยในเอกสารฉบับนี้จะมุ่งเฉพาะระบบที่ใช้แผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่นเท่านั้น ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนที่อาจจะทำให้ระบบได้เปรียบกว่าการใช้ระบบกระจกรวมแสงคือ อุณหภูมิของน้ำร้อนไม่เกิน 120 ^{o}C การผลิตน้ำร้อนอาจกระทำโดยตรงหรือผลิตร่วมกับเชื้อเพลิงประเภทอื่น

1.3 ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่น ซึ่งต่อไปจะเรียกว่าระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยระบบย่อย 4 ระบบ ทำงานต่อเนื่องกันคือ แผงรับแสงอาทิตย์ ถังเก็บน้ำร้อน ระบบควบคุม และระบบท่อส่งน้ำร้อน เมื่อวิศวกรได้รับข้อมูลการใช้น้ำร้อน รูปแบบการใช้น้ำร้อน ระดับอุณหภูมิน้ำร้อน สถานที่สำหรับติดตั้งระบบ และข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ จะนำมาประกอบการคำนวณเพื่อหาขนาดที่เหมาะสมของระบบย่อยทั้ง 4 ดังกล่าว วิศวกรที่มีความชำนาญงานและมีข้อมูล เช่น อัตราการใช้น้ำร้อน สมรรถนะเชิงความร้อนของระบบย่อยที่ให้ค่าถูกต้อง จะคำนวณและออกแบบระบบฯซึ่งให้ผลผลิตพลังงานในราคาที่ต่ำกว่า ทำให้ระบบที่ออกแบบและนำไปใช้งานให้ผลตอบแทนสูงกว่า

ปัจจุบัน วิศวกรผู้ออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ส่วนมากจะนำข้อมูล เช่น ขนาดถังบรรจุน้ำร้อนต่อขนาดหน่วยพื้นที่รับแสงซึ่งใช้กันในต่างประเทศ อาทิ 75 ลิตร/พ.ท.รับแสง 1 $ม^2$ (3) เป็นต้น มาใช้ในการออกแบบระบบ ข้อมูลของขนาดถังเก็บน้ำร้อนดังกล่าวได้มาจากการคำนวณโดยวิธีการจำลองแบบปัญหาด้วยคอมพิวเตอร์*(Computer Simulation Technique)* โดยใช้สภาพบรรยากาศ (อุณหภูมิ พลังงานแสงอาทิตย์) รูปแบบการใช้น้ำร้อนและสมรรถนะของแผงรับแสงอาทิตย์ของประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งเมื่อนำมาใช้กับประเทศไทยไม่แน่ว่าจะใช้ได้เหมาะสม

1.4 วัตถุประสงค์ของโครงการ

1. หาขนาดถังเก็บน้ำร้อน (ลิตร/พท.แผงรับแสงอาทิตย์) ที่เหมาะสมสำหรับผู้ใช้น้ำร้อนประเภทที่อยู่อาศัยและประเภทอุตสาหกรรมที่ใช้น้ำร้อน โดยมีเงื่อนไขว่าขนาดถังเก็บดังกล่าวจะมีผลทำให้ราคาพลังงานที่ได้จากระบบมีค่าต่ำที่สุด

2. หาปริมาณน้ำร้อนที่ระบบน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ทำได้ เมื่อระบบใช้แผงรับแสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ (การแบ่งชนิดของแผงรับแสงอาทิตย์แบ่งโดยการดูจากเส้นแสดงประสิทธิภาพเชิงความร้อนที่ระดับอุณหภูมิของน้ำต่างๆ) และทำงานภายใต้สภาวะที่กำหนด เช่น ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งติดตั้งอยู่กับที่อยู่อาศัย สภาวะดังกล่าวคือ อุณหภูมิน้ำร้อนประมาณ 60 ^{o}C และอัตราการใช้น้ำร้อนจะสูงในตอนเช้าและในตอนเย็น เป็นต้น

3. หาความสัมพันธ์ของอัตราส่วนการใช้แผงรับแสงอาทิตย์ต่างแบบ (เช่น กระจกชั้นเดียว แผ่นดูดสีดำ หรือกระจกชั้นเดียว แผ่นดูดเป็นผิวซีเลคตีฟ เป็นต้น) ซึ่งต่อทำงานร่วมกัน (เช่น แผงรับ

แสงอาทิตย์ชนิดกระจกชั้นเดียวใช้ติดตั้งสำหรับการผลิตน้ำร้อนที่ระดับอุณหภูมิต่ำ ชนิดกระจก 2 ชั้น ใช้ติดตั้งสำหรับการผลิตน้ำร้อนที่ระดับอุณหภูมิสูง เป็นต้น) ซึ่งจะให้ผลตอบแทนสูงสุด

4. สร้างสมการ หรือตาราง หรือกราฟ แสดงผลตอบแทนการลงทุน เช่นผลตอบแทนการลงทุนสำหรับที่อยู่อาศัยขนาดใหญ่ ซึ่งผู้ลงทุนจะได้รับเมื่อติดตั้งระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งมีส่วนประกอบต่างชนิด เช่น แผงรับแสงอาทิตย์ราคาต่างกัน เป็นต้น

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

เป็นข้อมูลสำหรับ

1. วิศวกรผู้ออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

2. ผู้ใช้ เพื่อประกอบการตัดสินใจในการลงทุนติดตั้งระบบ

3. ผู้ผลิตและจำหน่ายแผงรับแสงอาทิตย์และระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อใช้กำหนดเป้าหมายด้านราคาและสมรรถนะของแผงรับแสงอาทิตย์และระบบผลิตน้ำร้อน

1.6 วิธีวิจัย

มีขั้นตอนดังนี้

1. เลือกโมเดลทางคณิตศาสตร์ที่เหมาะสมของระบบย่อย คือ แผงรับแสงอาทิตย์ ถังเก็บน้ำร้อน สำหรับระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ภายใต้สภาวะแวดล้อมและการใช้น้ำร้อนภายในประเทศ

2. ใช้เทคนิคการจำลองแบบปัญหาด้วยคอมพิวเตอร์ในการคำนวณหาตัวแปรและพารามิเตอร์ที่เหมาะสม เช่น ขนาดถังเก็บน้ำร้อนต่อขนาดหน่วยพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่สภาพการใช้งานหลายๆแบบ

3. จากข้อมูลสำหรับการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนและข้อมูลด้านราคาของระบบ นำไปใช้วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อหาตัวแปรและพารามิเตอร์ที่จะทำให้ระบบทำงานได้โดยให้ผลตอบแทนสูงสุดกับผู้ลงทุน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

ส่วนประกอบของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

2.1 ความนำ

แผงรับแสงอาทิตย์ที่จะกล่าวถึงต่อไปทั้งในบทและต่อไปในเรื่องอื่นๆหมายถึงแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่น(Flat Plate Solar Collector) อันเป็นส่วนประกอบที่สำคัญในระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และเป็นส่วนที่ต้องใช้ค่าใช้จ่ายของระบบมากที่สุด แผงรับแสงอาทิตย์มีอยู่หลายประเภท แต่ละประเภททำให้ระบบมีสมรรถนะแตกต่างกัน อันเป็นผลทำให้ผลตอบแทนการลงทุนในการติดตั้งระบบแตกต่างกันไปด้วย

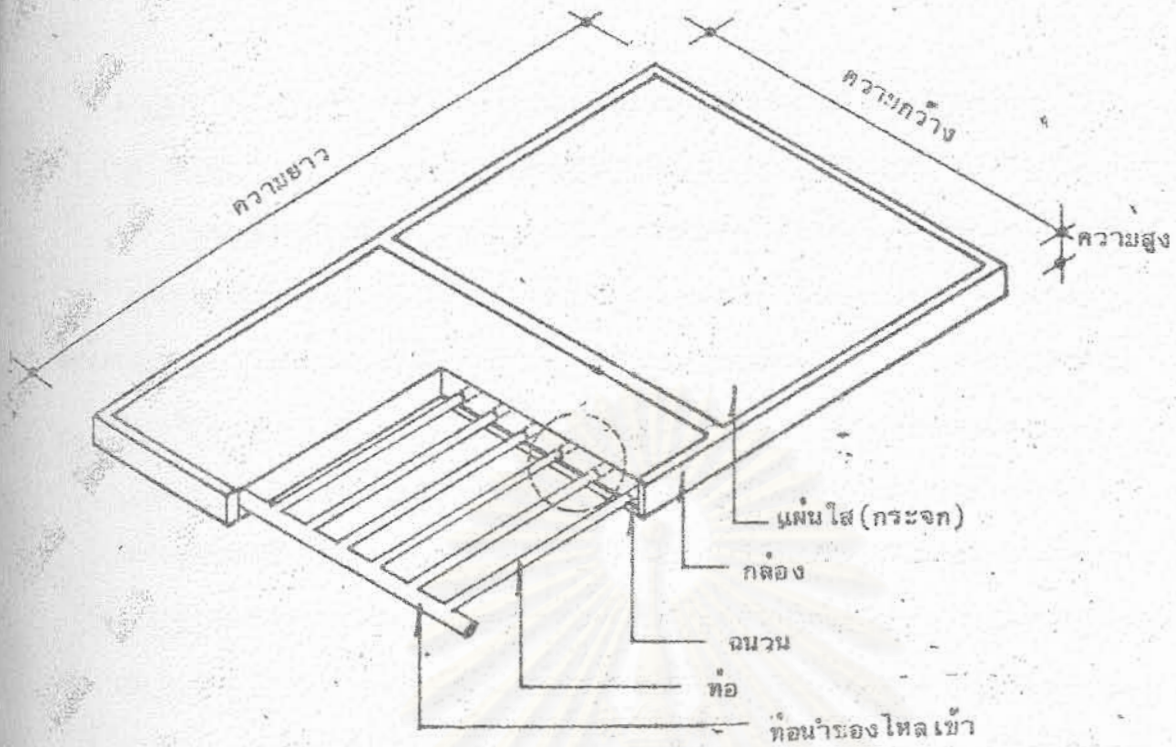
ส่วนประกอบสำคัญของแผงรับแสงอาทิตย์ ประกอบด้วย แผ่นดูดพลังงาน(Absorber Plate) กระจกปิด(Cover Plate) ท่อของไหล ฉนวนกันความร้อน และกล่องบรรจุส่วนประกอบทั้งหมด ดังแสดงในรูปที่ 2.1 ปัจจุบันแผงรับแสงอาทิตย์ที่ผลิตออกจำหน่ายเชิงพาณิชย์มักจะเป็นประเภทที่ใช้แผ่นดูดพลังงานและท่อของไหลเป็นโลหะซึ่งมีราคาแพงและมีน้ำหนักมาก การพัฒนาเพื่อลดต้นทุนการผลิตและลดน้ำหนักแผงฯจึงเป็นแนวการวิจัยและพัฒนาที่กำลังดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

หลักการทำงานของแผงฯ จะเริ่มด้วยแผ่นดูดพลังงานจะทำหน้าที่รับและดูดกลืนพลังงานความร้อนที่ได้จากแสงอาทิตย์ที่ตกลงบนแผ่นดูดพลังงานแล้วคายความร้อนที่ได้นั้นให้กับของไหลที่ไหลผ่านท่อของไหลที่ถูกทำให้ติดกับแผ่นดูดพลังงาน แล้วของไหลที่มีความร้อนก็จะถูกนำไปใช้งานต่อไป ความแตกต่างกันของสมรรถนะของแผงฯ ส่วนใหญ่ขึ้นอยู่กับความสามารถในการรับและดูดกลืนพลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์และความสามารถในการถ่ายเทพลังงานความร้อนให้กับของไหลในท่อของไหล

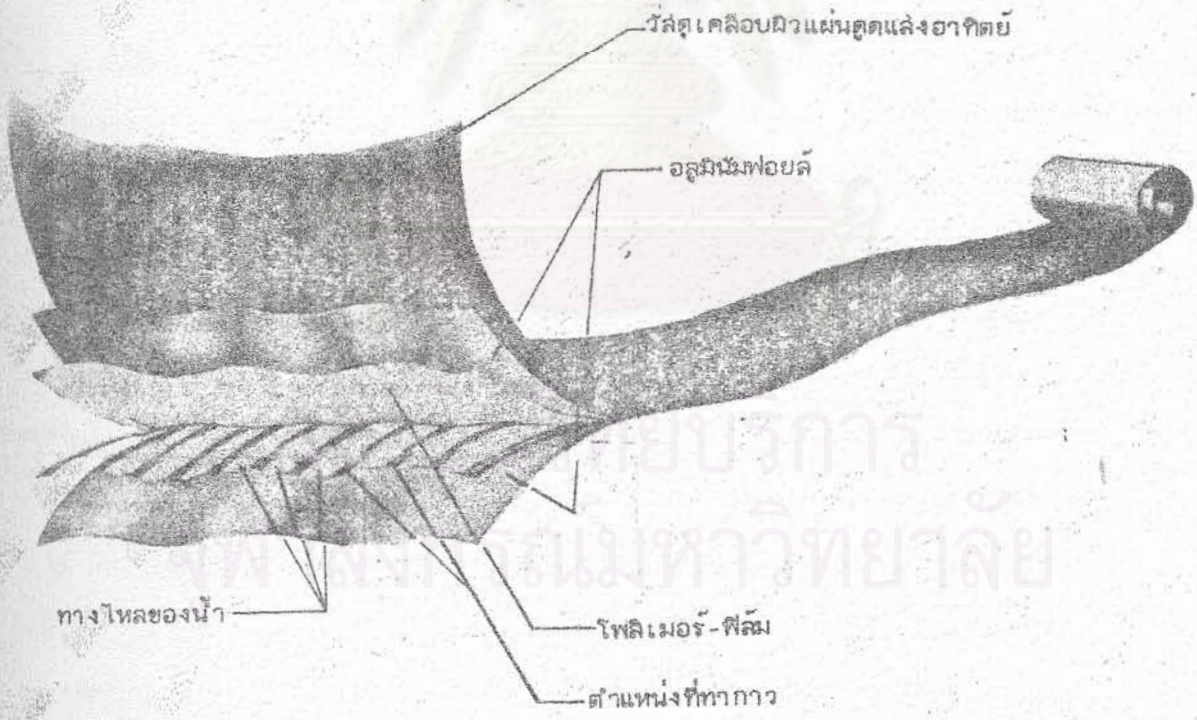
2.2 ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์

ปัจจุบันประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์อาจจำแนกได้ดังนี้

1. จำแนกตามลักษณะของผิวดูดพลังงาน
2. จำแนกตามจำนวนกระจกปิดแผ่นดูดพลังงาน
3. จำแนกตามวัสดุที่ใช้ทำแผ่นดูดพลังงานและท่อของไหล



รูปที่ 2.1 โครงสร้างของแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่น



รูปที่ 2.2 แผ่นดูดแสงอาทิตย์ของแผงรับแสงอาทิตย์ BNL

ลักษณะของผิวดูดพลังงานคือลักษณะของผิวของแผ่นดูดพลังงาน ปัจจุบันมี 2 ประเภท คือ ผิวดูดสีดำ(Black Painted) และประเภทผิงซีเลคตีฟ(Selective)ซึ่งอาจจะได้มาจากการทาด้วยสีซีเลคตีฟหรือใช้กรรมวิธีทาง Electrolysis หรือ ปฏิกิริยาเคมี ความแตกต่างของผิวสองประเภทนี้ คือ ลักษณะสมบัติด้านแสง กล่าวคือ พวกผิวดูดสีดำจะมีทั้ง Absorptivity และ Emissivity สูง โดยปกติจะมีค่า Absorptance, α , อยู่ระหว่าง 0.95-0.98 และมีค่า Emittance, ε , อยู่ระหว่าง 0.85-0.95 ส่วนพวกผิวซีเลคตีฟจะมี Absorptivity สูงแต่จะมี Emissivity ต่ำ โดยทั่วไปมักจะมีค่าEmittance ต่ำกว่า 0.4 และที่ดีที่สุดมีค่า Emittance ประมาณ 0.08-0.1 การที่ผิวดูดพลังงานมี Absorptivity สูงทำให้สามารถดูดกลืนพลังงานความร้อนได้มาก แต่การที่มีEmissivity สูงทำให้แผ่นดูดพลังงานหลังจากดูดกลืนความร้อนแล้วแผ่รังสีส่งความร้อนออกไปจากตัวมันออกสู่บรรยากาศได้มาก เป็นผลให้มีการสูญเสียความร้อนออกจากแผ่นดูดพลังงานมาก อันจะทำให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงลดลง

สำหรับผิวซีเลคตีฟที่ดีที่มีจำหน่ายเชิงพาณิชย์ในปัจจุบัน เป็นผิวซีเลคตีฟที่ผลิตขึ้นโดยกรรมวิธี Electrolysis และโดยใช้ปฏิกิริยาเคมี ซึ่งแต่ละประเภทจะมีค่า α และ ε แตกต่างกันไปดังนี้

ก. ผิวซีเลคตีฟประเภท Black Chrome(α = 0.92, ε = 0.1) อายุการใช้งานและความคงทนต่อสภาวะภูมิและความชื้นอยู่ในเกณฑ์ดีมาก แต่ต้นทุนการผลิตจะแพงกว่าผิวซีเลคตีฟประเภทอื่นๆ

ข. ผิวซีเลคตีฟประเภท Copper Oxide (α = 0.9, ε = 0.15) ใช้ได้กับแผ่นดูดพลังงานที่เป็นทองแดงหรือผิวเป็นทองแดง กรรมวิธีการทำผิวซีเลคตีฟก็โดยการเปลี่ยนทองแดงที่ผิวให้เป็นทองแดงออกไซด์โดยอาศัยปฏิกิริยาเคมีของสารละลายเกลือและสารสำหรับการออกซิไดซ์(Oxidizing Agent) ความสามารถในการใช้งาน ไม่ควรใช้ที่อุณหภูมิเกินกว่า 400 ^{o}F (204^{o}C)

ค. ผิวซีเลคตีฟจาก Alcoa655 process (α = 0.93, ε = 0.35) การผลิตผิวซีเลคตีฟประเภทนี้ใช้ขบวนการผลิตของบริษัท Alcoa สำหรับใช้กับแผ่นดูดพลังงานที่เป็นอลูมิเนียม ผิวซีเลคตีฟประเภทนี้จะมีค่า Absorptance ลดลงเมื่อใช้ที่อุณหภูมิสูงกว่า 300^{o}F

($149^{\circ}C$) แต่ค่า Emittance จะลดลงเมื่อใช้ที่อุณหภูมิสูงขึ้น กรรมวิธีในการผลิตคล้ายๆ กับการผลิตผิว Copper Oxide คือใช้สารเคมีเปลี่ยนลักษณะสมบัติของผิวให้เป็นผิวซีเลคตีฟ

ในบรรดาผิวซีเลคตีฟที่มีจำหน่ายเชิงพาณิชย์ ผิวประเภท Black Chrome เป็นประเภทที่ดีที่สุดทั้งในด้านสมรรถนะและความคงทน อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบระหว่างผิวดูดสีดำและผิวซีเลคตีฟ ที่อุณหภูมิการใช้งานสูงๆผิวซีเลคตีฟจะช่วยให้แผงฯมีประสิทธิภาพเชิงความร้อนดีกว่าผิวดูดสีดำ แต่ความคงทนของความเป็นซีเลคตีฟยังเป็นปัญหาและราคาของแผงฯสูงกว่า ซึ่งบางกรณีอาจไม่คุ้มกับประสิทธิภาพที่ดีกว่า

ประเภทของแผงฯซึ่งแบ่งตามจำนวนกระจกปิดที่มีใช้อยู่ในปัจจุบันอาจแบ่งออกเป็น ๓ ประเภทคือ ไม่มีกระจกปิด มีกระจกปิดชั้นเดียวและสองชั้น หน้าที่ของกระจกปิดแผ่นดูดพลังงานก็คือ ช่วยป้องกันการสูญเสียพลังงานจากแผ่นดูดพลังงานออกสู่บรรยากาศภายนอกในขณะที่ยอมให้แสงอาทิตย์ผ่านลงไปยังแผ่นดูดพลังงานมากที่สุด วัสดุที่ใช้คือวัสดุโปร่งใสประเภทกระจกและพลาสติคบางชนิด วัสดุที่ดีที่สุดคือ วัสดุที่มีค่า Transmittance สูงสุด ที่มีใช้อยู่ปัจจุบันค่า Transmittance ของกระจกปิดจะประมาณ 0.84-0.92 พวกที่มีค่า Transmittance สูงสุดคือ พวกกระจกที่มีเหล็กออกไซด์ต่ำ(Low Iron Oxide)การที่ได้ค่า Transmittanceสูงสุดเพียง 0.92 ก็เพราะผลจากการสะท้อนกลับของแสงจากด้านหน้าและด้านหลังของกระจก การแก้ไขซึ่งกำลังพัฒนาอยู่ในขณะนี้ก็คือ การกัด(Etch) กระจกโดยใช้กรดบางชนิด จากผลการทดลองในห้องปฏิบัติการสามารถเพิ่มค่า Transmittance ได้ถึง 0.98 นอกจากคุณสมบัติด้านค่า Transmittanceแล้ว กระจกปิดยังต้องมีคุณสมบัติอื่นๆ เช่น สามารถทำความสะอาดได้ง่าย ทนต่อแรงกดและแรงกระแทกได้พอเหมาะ มีอายุการใช้งานนาน ฯลฯ จากคุณสมบัติต่างๆ ในปัจจุบันกระจกเป็นที่นิยมใช้มากกว่าพลาสติค

นอกจากการแบ่งประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ตามลักษณะของผิวดูดพลังงานและจำนวนกระจกปิดแผ่นดูดพลังงานแล้ว เนื่องจากในปัจจุบันได้มีการวิจัยและพัฒนาเพื่อลดต้นทุนการผลิตและน้ำหนักแผงฯซึ่งอาจจะกระทำได้โดยการเปลี่ยนวัสดุที่ใช้ในการทำส่วนประกอบของแผงฯจากโลหะไปใช้เป็นวัสดุอื่นๆที่มีราคาถูกกว่าและมีน้ำหนักเบากว่า จึงอาจจำแนกประเภทของแผงฯตามวัสดุที่ใช้ในการทำแผงฯ จากการศึกษาและวิจัยของ Brookhaven National

Laboratory(BNL)(4,5) พบว่าการเปลี่ยนแผ่นดูดพลังงานมาเป็น Polymer Film ประกบติดกับ Aluminum Foil โดยให้ Aluminum Foil เป็นผิวด้านนอก ผิวด้านบนของ Aluminum Foil จะฉาบด้วยวัสดุสีดำซึ่งอาจจะเป็นสีดำธรรมดาหรือสีชีเลคตีฟ ส่วน Polymer Film ที่อยู่ตรงกลางจะทำให้มีลักษณะเป็นร่องให้น้ำไหลผ่าน ผลจากการพัฒนานี้ทำให้สาธารณลดต้นทุนการผลิตได้ประมาณ 5 เท่าและลดน้ำหนักแผงลง เหลือ 1/7 ของน้ำหนักแผงที่เป็นโลหะ ลักษณะของแผง BNL แสดงไว้ในรูปที่ 2.2 , 2.3 และ 2.4

2.3 อัตราพลังงานแสงอาทิตย์รับได้บนแผงรับแสงอาทิตย์

เมื่อนำแผงรับแสงอาทิตย์ไปติดตั้งใช้งาน แผงวางเอียงให้มีความลาดชันประมาณเท่าเส้นรุ้งของตำแหน่งที่ติดตั้งแผง และหันหน้าไปทางทิศใต้ แต่โดยที่ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์บนระนาบระดับ(Horizontal Surface) ดังนั้นจึงต้องเปลี่ยนอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ให้อยู่บนระนาบของแผงรับแสงอาทิตย์ อนึ่งในการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์จะใช้ข้อมูลเฉลี่ยรายเดือนซึ่งรับได้บนระนาบแผงรับแสงอาทิตย์ สมการที่ใช้คือ

$$\bar{H}_T = \bar{R}\bar{H} \qquad (2\text{-}1)$$

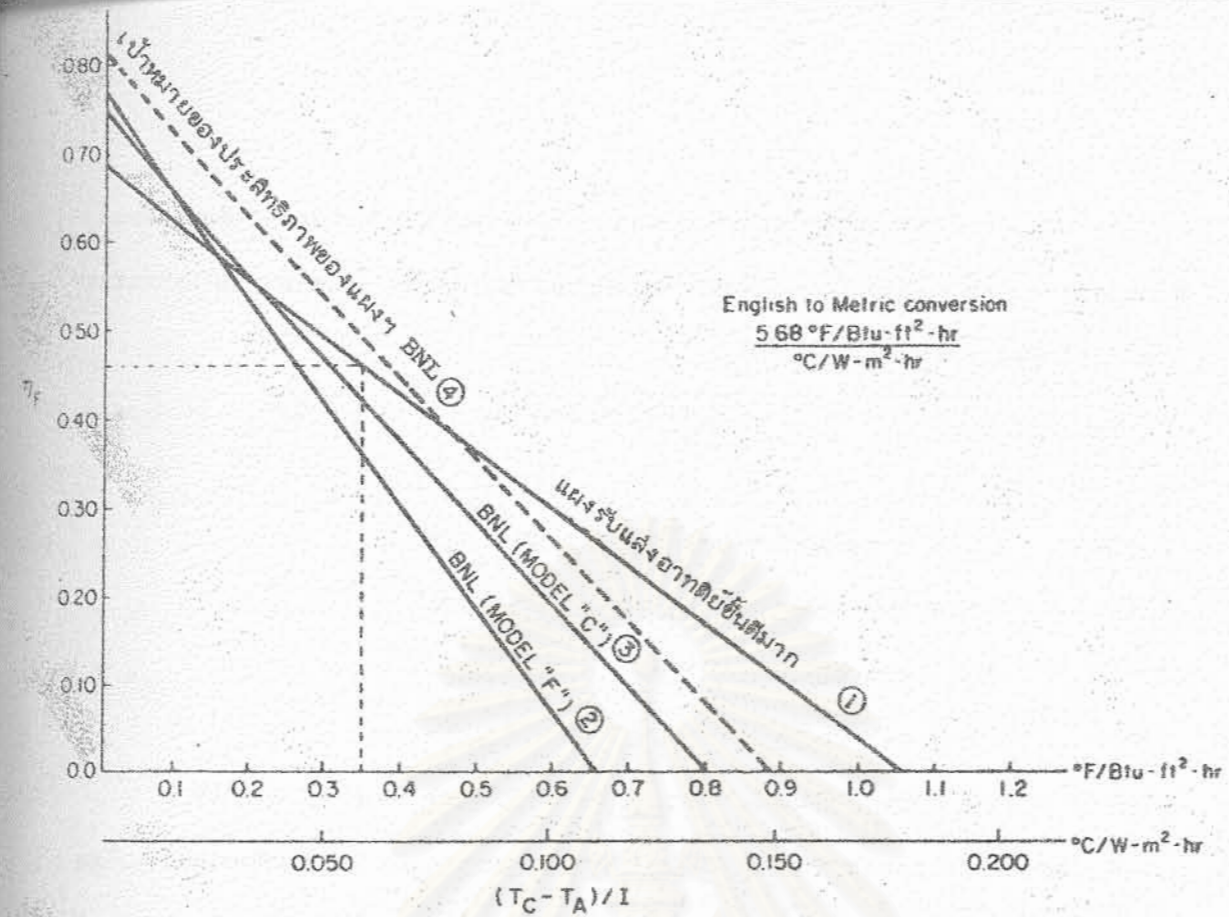
เมื่อ $\bar{H}$ = อัตราพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดรายวันเฉลี่ยของเดือน(Monthly Average Daily Radiation) รับได้บนระนาบระดับ $\bar{H}_T$ = อัตราพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยในช่วงเวลาเดียวกันกับ $\bar{H}$ ซึ่งรับได้บนระนาบแผงรับแสงอาทิตย์ และ $\bar{R}$ = แฟคเตอร์ใช้เปลี่ยน $\bar{H}$ เป็น $\bar{H}_T$

$$\bar{R} = (1 - \bar{H}_d/\bar{H})\bar{R}_b + \bar{H}_d/\bar{H}(1 + \cos S)/2 + \rho(1-\cos S)/2 \qquad (2\text{-}2)$$

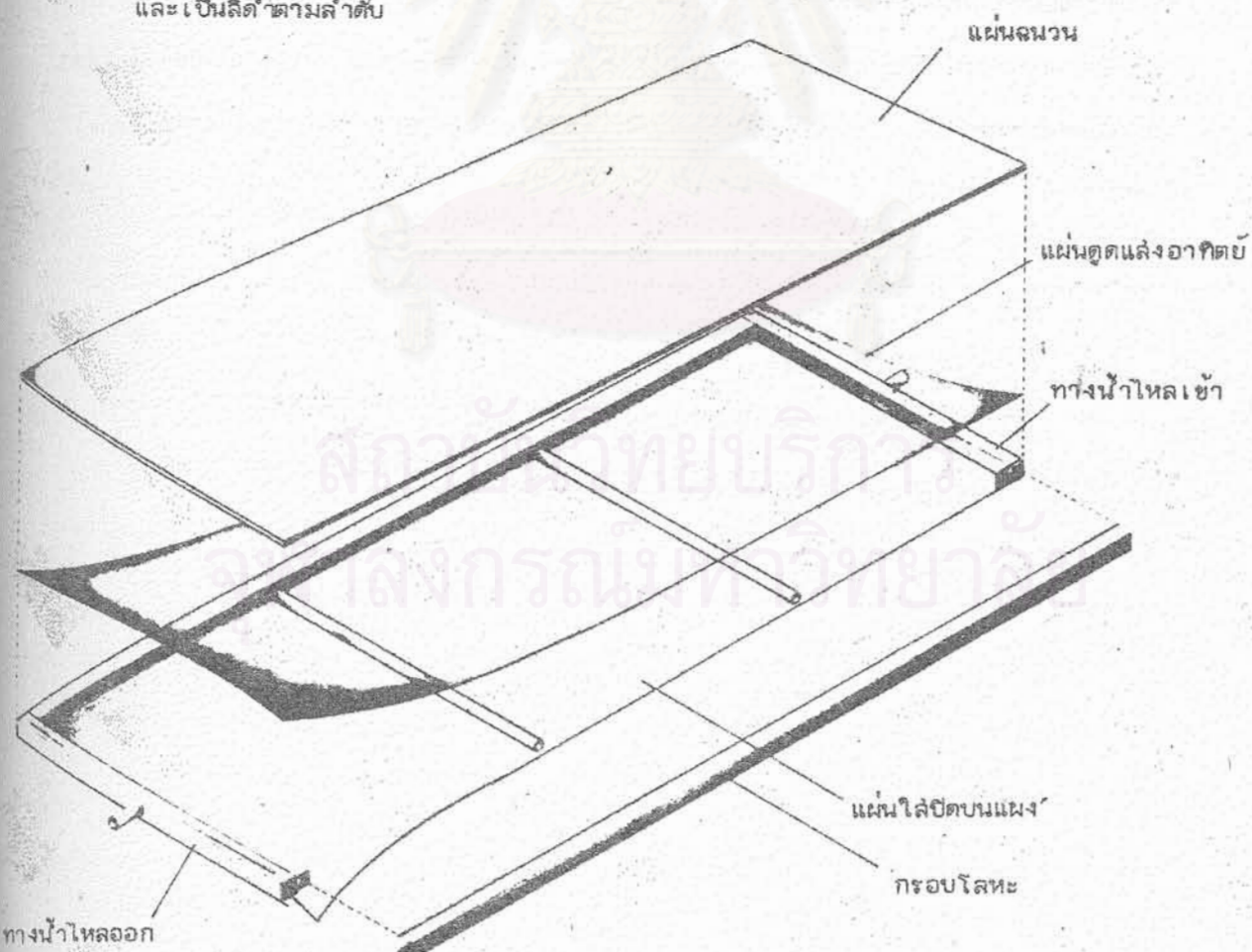
เมื่อ $\bar{H}_d$ = อัตราพลังงานแสงอาทิตย์กระจายรายวันเฉลี่ยของเดือน $\bar{R}_b$ = แฟคเตอร์ใช้เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์แบบรังสีตรงซึ่งรับได้บนระนาบระดับรายวันจากข้อมูลรายเดือนให้อยู่บนระนาบของแผงรับแสงอาทิตย์ S =มุมลาดชันของแผงรับแสงอาทิตย์ ρ = การสะท้อนกลับของพื้นซึ่งนำแผงรับแสงอาทิตย์ไปติดตั้ง

ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์โดยมากจะเป็นพลังงานแสงอาทิตย์รวม(Total Solar Radiation) ต้องแยกข้อมูลดังกล่าวออกเป็นพลังงานแบบรังสีกระจาย(Diffuse)และพลังงานแบบรังสีตรง (Beam) โดยใช้สมการ(3)

$$\bar{H}_d/\bar{H} = 1.39 - 4.03\bar{K}_T + 5.53\bar{K}_T^2 - 3.11\bar{K}_T^3 \qquad (2\text{-}3)$$



รูปที่ 2.4 ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงฯ BNL แบบ C และแบบ F ผิวแผ่นดูดเป็นซีเลกตีฟ และเป็นลีดำตามลำดับ



รูปที่ 2.3 แสดงการประกอบส่วนประกอบ (แผ่นดูดแสงอาทิตย์ ฉนวน กรอบโลหะ และแผ่นใสปิดบน) ของแผงรับแสงอาทิตย์ของ BNL เข้าด้วยกัน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

เมื่อ K_T = อัตราส่วนของอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดรายวันเฉลี่ยของเดือนต่ออัตราพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันของเดือนซึ่งรับได้บนระนาบระดับเมื่อไม่มีบรรยากาศ(Extraterrestrial Daily Insolation) H_o

$$H_o = \frac{24}{\pi} I_{sc}((1 + 0.033\cos(\frac{360n}{365}))(\cos\phi \cos\delta \sin W_s + \frac{2\pi W_s}{360} \sin\phi \sin\delta)) \quad (2\text{-}4)$$

เมื่อ I_{sc} = ค่าคงที่แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 4871 kJ/m^2hr

n = วันที่ของกลางเดือนนับจากวันที่ 1 มกราคม

W_s = sunset hour angle

ϕ = องศาของเส้นรุ้ง

δ = มุมเดคลีเนชั่น = $23.45\sin(360 \times (284 + n)/365)$

เพื่อแสดงตัวอย่างการคำนวณ $\bar{H}_d/\bar{H}$ ผลการคำนวณของ $\bar{H}_d/\bar{H}$ ของพลังงานแสงอาทิตย์ที่กรุงเทพฯได้แสดงไว้ในตารางที่ 2.1

สำหรับแผงรับแสงอาทิตย์วางตันหน้าไปทางทิศใต้ $\bar{R}_b$ ในสมการ(2-2)คำนวณได้จากสมการที่ ถ้าแผงรับแสงอาทิตย์ติดตั้งตันหน้าทำมุม $\pm 15^\circ$ จากแนวเหนือใต้ สมการ(2-5) ยังใช้ได้แต่ถ้าแผงรับแสงอาทิตย์ติดตั้งตันหน้าทำมุมกับแนวเหนือใต้มากกว่านี้ การคำนวณดูจากเอกสารอ้างอิง

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi-S)\cos\delta\sin W_s' + (\pi/180)W_s'\sin(\phi-S)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\sin W_s + (\pi/180)W_s\sin\phi\sin\delta} \quad (2\text{-}5)$$

และ $W_s = \arccos(-\tan\phi \times \tan\delta)$

$W_s' = \text{MIN}(W_s, \arccos(-\tan(\phi - S) \times \tan\delta))$

เมื่อ S = มุมเอียงของระนาบที่ติดตั้งแผงรับแสงอาทิตย์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.1

ผลการคำนวณ $\bar{H}_d/\bar{H}$ ของพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับกรุงเทพฯ

เดือน	H_o kJ/m^{2}Day	$\bar{H}$ kJ/m^{2}Day	$\bar{K}_T=\bar{H}/H_o$	$\bar{H}_d/\bar{H}$ kJ/m^{2}Day	$\bar{H}_d$ kJ/m^{2}Day	$\bar{H}_b$ kJ/m^{2}Day
ม.ค.	29911	16705	0.558	0.321	5362	11343
ก.พ.	32867	18129	0.551	0.330	5963	12166
มี.ค.	35182	18631	0.529	0.345	6433	12198
เม.ย.	37650	17794	0.473	0.392	6979	10815
พ.ค.	37585	16622	0.428	0.4002	6652	9969
มิ.ย.	37577	16328	0.434	0.427	6985	9342
ก.ค.	37570	16077	0.427	0.597	9642	6435
ส.ค.	37536	15491	0.412	0.598	9269	6221
ก.ย.	36434	14905	0.409	0.453	6765	8139
ต.ค.	33691	15659	0.464	0.399	6253	9405
พ.ย.	33558	16496	0.492	0.496	8198	8298
ธ.ค.	28884	16622	0.575	0.308	5119	11503

H_o คำนวณโดยใช้สมการที่ (2-4)

$\bar{H}$ จาก เอกสารอ้างอิง (6)

$\bar{H}_d/\bar{H}$ คำนวณโดยใช้สมการที่ (2-3)

$\bar{H}_d = \bar{H}_d/\bar{H} \times \bar{H}$

$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d$

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2.4 การคำนวณหาประสิทธิภาพแผงรับแสงอาทิตย์

การคำนวณหาประสิทธิภาพแผงรับแสงอาทิตย์ คำนวณโดยอาศัยสูตรของ Hottel-Whillier-Bliss (๓) ดังนี้

$$\eta = Q_u/AI_T$$

$$= F_R((\alpha\tau)_n - U_L(T_i - T_a))/I_T \qquad (2\text{-}6)$$

เมื่อ η = ประสิทธิภาพ เชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์

Q_u = พลังงานที่นำไปใช้ประโยชน์ได้ (Useful Energy Gain) watt,W

A = พื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์ m^2

I_T = อัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกลงบนแผงรับแสงอาทิตย์ , W/m^2

F_R = Heat Removal Efficiency Factor ของแผงรับแสงอาทิตย์

$(\alpha\tau)_n$ = Normal Incident Absorptance-Transmittance Product ของแผ่นดูดพลังงานและกระจกปิด

U_L = สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์ , $W/^oC\text{-}m^2$

T_i = อุณหภูมิน้ำไหลเข้าแผงรับแสงอาทิตย์ , ^oC

T_a = อุณหภูมิบรรยากาศรอบแผง, ^oC

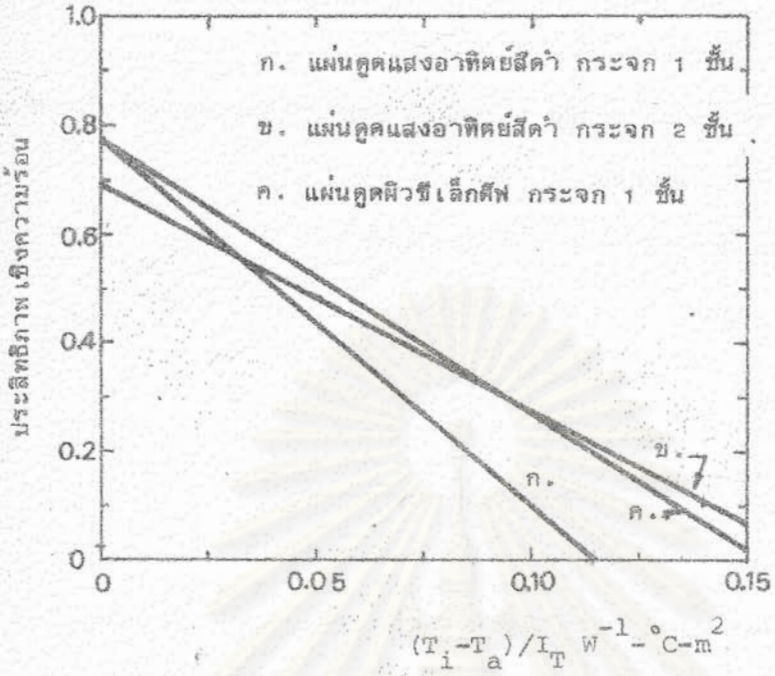
ประสิทธิภาพ เชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์ได้จากการทดลอง แผงรับแสงอาทิตย์แต่ละชนิดผู้ผลิตจะให้กราฟแสดงประสิทธิภาพมาด้วย ในกรณีที่ผู้ผลิตไม่ให้กราฟแสดงประสิทธิภาพ หรือเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของกราฟแสดงประสิทธิภาพที่ผู้ผลิตให้มา อาจสร้างกราฟแสดงประสิทธิภาพของแผงรับแสงอาทิตย์ขึ้นเองได้ กราฟแสดงประสิทธิภาพของแผงรับแสงอาทิตย์สามแบบแสดงไว้ในรูปที่ 2.5

โดยเปรียบเทียบสมการที่ ๑ กับรูปที่ 2.5 ได้ความสัมพันธ์คือ

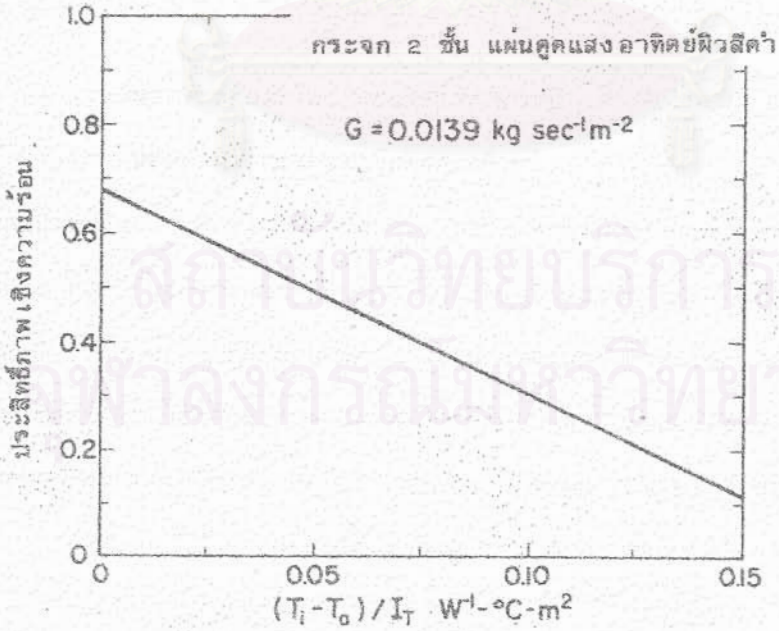
$$\left.\begin{aligned} F_R U_L &= -(\text{slope}) \\ \text{และ} \quad F_R(\alpha\tau)_n &= (\text{Intercept}) \end{aligned}\right\} \qquad (2\text{-}7)$$

เมื่อ slope = ความลาดชันของเส้นแสดงประสิทธิภาพแผง

และ Intercept = ค่าซึ่งเส้นประสิทธิภาพตัดแกนตั้งของกราฟแสดงประสิทธิภาพ



รูปที่ 2.5 เปรียบเทียบประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่นหลายแบบ



รูปที่ 2.6 ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่นดูดสีดำ และกระจก 2 ชั้น

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตัวอย่างที่ 1

แผงรับแสงอาทิตย์กระจกสองชั้น แผ่นดูดสีดำ ประสิทธิภาพแผงแสดงไว้ในรูปที่ 2.6 จงคำนวณ $F_R(\alpha\tau)_n$ และ $F_R U_L$ ของแผง

จากกราฟแสดงประสิทธิภาพแผงรับแสงอาทิตย์ที่กำหนดให้

$$F_R U_L = - \text{ความลาดชันของเส้นประสิทธิภาพแผง}$$

$$= - 0.68/0.15$$

$$= - 3.73$$

$$F_R(\alpha\tau)_n = \text{ประสิทธิภาพที่กราฟตัดแกนตั้ง}$$

$$= 0.68$$

ในกรณีที่ กราฟแสดงประสิทธิภาพแผงรับแสงอาทิตย์แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง η กับ $(T_{avg} - T_a)/I_T$ หรือ η กับ $(T_o - T_a)/I_T$ (T_{avg} = อุณหภูมิเฉลี่ยของน้ำในแผง และ T_o = อุณหภูมิน้ำขณะไหลออกจากแผง) ให้ใช้ตัวคงที่ K คูณกับความลาดชันของกราฟและจุดตัดของกราฟบนแกนตั้ง ก็จะได้ค่า $F_R U_L$ และ $F_R(\alpha\tau)_n$ โดยที่ K มีค่าเป็น

$$K = \begin{cases} GC_p/(GC_p - \text{slope}/2) & \text{for } \eta \text{ vs } (T_{avg}-T_a)/I_T \\ GC_p/(GC_p - \text{slope}) & \text{for } \eta \text{ vs } (T_o - T_a)/I_T \end{cases}$$

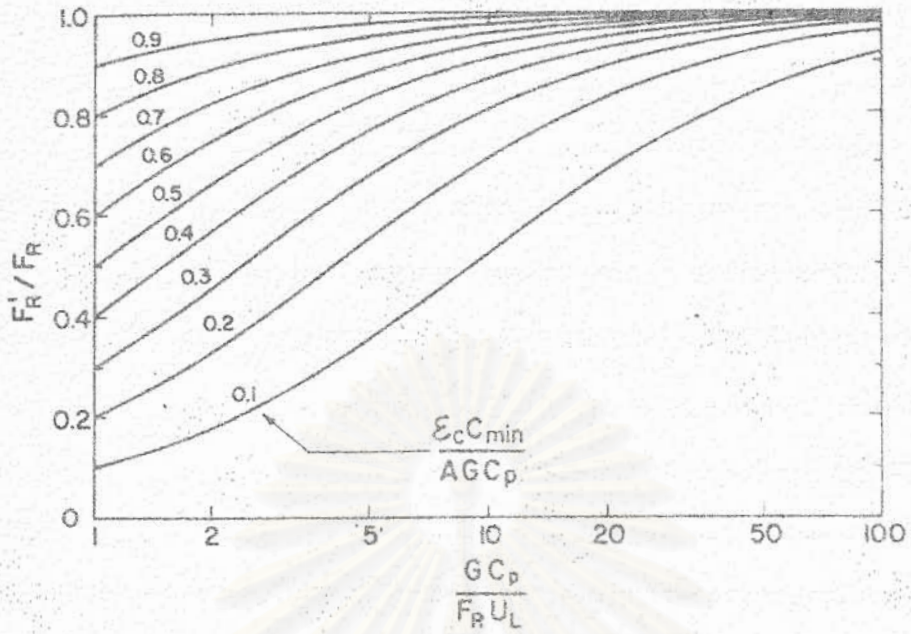
G = อัตราการไหลของของไหลทำงานผ่านแผง, $kg/s\text{-}m^2$ (2-8)

C_p = ความร้อนจำเพาะของของไหลทำงาน, $kj/kg\text{-}^oC$

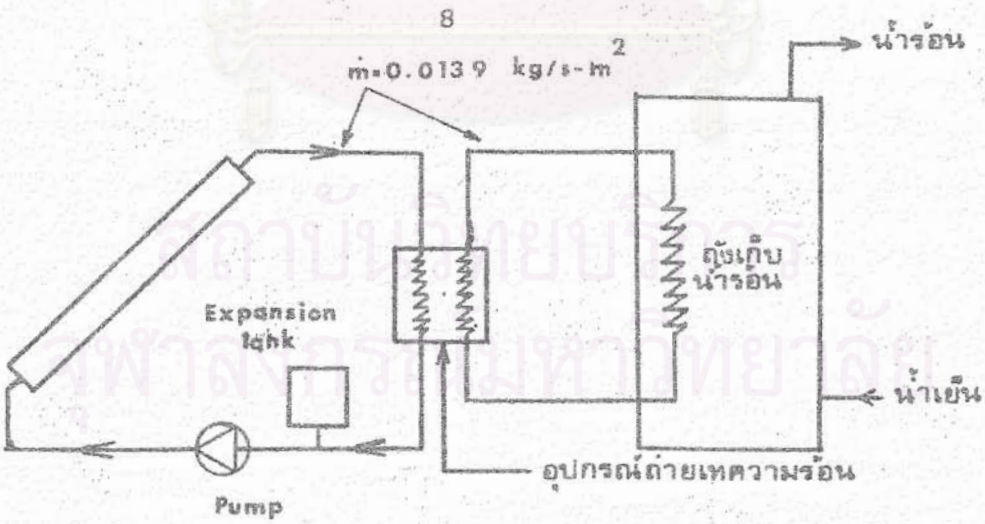
ในระบบซึ่งของไหลทำงานในแผงและของไหลทำงานในถังเก็บความร้อนเป็นคนละชนิดกัน เช่น ของไหลในแผงเป็น Antifreeze Solution แต่ในถังเก็บความร้อนเป็นน้ำ ระบบประเภทนี้ต้องใช้อุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนจากของไหลทำงานจากแผงรับแสงอาทิตย์ให้กับน้ำในถังเก็บความร้อน การทำงานลักษณะนี้ แผงรับแสงอาทิตย์ต้องทำงานที่อุณหภูมิสูงกว่าแบบที่ไม่ใช้อุปกรณ์ถ่ายเทความร้อน มีผลให้ค่า F_R ของแผงลดลง แฟคเตอร์ที่ใช้เปลี่ยนค่า F_R เมื่อมีอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนติดตั้งเพิ่มที่แผงรับแสงอาทิตย์แสดงไว้ในสมการที่ 5 และ รูปที่ 2.7 (5)

$$F_{R'}/F_R = (1 + (F_R U_L/GC_p)(AGC_p/\varepsilon_c C_{min} - 1))^{-1} \quad (2\text{-}9)$$

$F_{R'}$ = Collector-Heat Exchanger Efficiency Factor



รูปที่ 2.7 ตัวประกอบของอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน F_R'/F_R



รูปที่ 2.8 ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ของไหลทำงานสองชนิดและมีอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน

ε_c = Heat Exchanger Effectiveness (6)

C_{min} = ค่าต่ำของ Fluid Capacitance (6)

F_R'/F_R มีค่าอยู่ระหว่าง 0 และ 1 ค่าซึ่ง F_R'/F_R แตกต่างจาก 1 คือ อัตราส่วนที่ต้องเพิ่มเนื้อที่แผงรับแสงอาทิตย์ ถ้าจะคงไว้ซึ่งสมรรถนะของระบบ เช่น ถ้า F_R'/F_R = 0.97 ก็ต้องเพิ่มเนื้อที่รับแสงขึ้นอีก 3% (ใช้แผงมากขึ้น) เพื่อให้สมรรถนะเท่ากับระบบซึ่งไม่มีอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อน เป็นต้น

ตัวอย่างที่ 2

แผงรับแสงอาทิตย์ตามตัวอย่างที่ 1 ถ้านำไปติดตั้งใช้งานกับอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนเพื่อรับความร้อนจากแผงรับแสงอาทิตย์แล้วถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำในถังเก็บความร้อน ดังแสดงในรูปที่ 2.8 จงคำนวณ F_R'/F_R ถ้าอัตราการไหลของของไหลทำงานทั้งสองด้านของอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนเป็น 0.0139 kg/s-m^2 (ของแผง) ความร้อนจำเพาะของของไหลทำงานในแผงและในถังเก็บน้ำร้อนเป็น 3350 j/kg-C และ 4190 j/kg-C ตามลำดับ กำหนด effectiveness ของอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนเป็น 0.7

วิธีทำ จากตัวอย่างที่ 1 $F_R U_L$ = 3.73

$GC_p/F_R U_L$ ของแผงรับแสงอาทิตย์มีค่าเป็น

$$GC_p/F_R U_L = (0.0139)(3350)/(3.73)$$

โดยที่อัตราการไหลของของไหลในอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนทางด้านแผงรับแสงอาทิตย์และถังเก็บน้ำร้อนเท่ากัน แต่ C_p ของของไหลทำงานทางด้านแผงรับแสงอาทิตย์มีค่าต่ำกว่า ดังนั้น C_{min} เป็นของของไหลทำงานด้านแผงรับแสงอาทิตย์ ดังนั้น $C_{min}/AGC_p = 1$

นั่นคือ $\varepsilon_c C_{min}/AGC_p = \varepsilon_c = 0.7$

โดยรูปที่ 2.7 $F_R'/F_R = 0.97$

2.5 การถ่ายเทความร้อนให้กับของไหลทำงาน

ส่วนประกอบสำคัญในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ถัดจากแผงรับแสงอาทิตย์ คือถังเก็บน้ำร้อน ในระหว่างช่วงเวลาที่มีแสงอาทิตย์ ของไหลทำงานซึ่งโดยทั่วไปจะใช้น้ำไหลเข้าไปรับพลังงาน

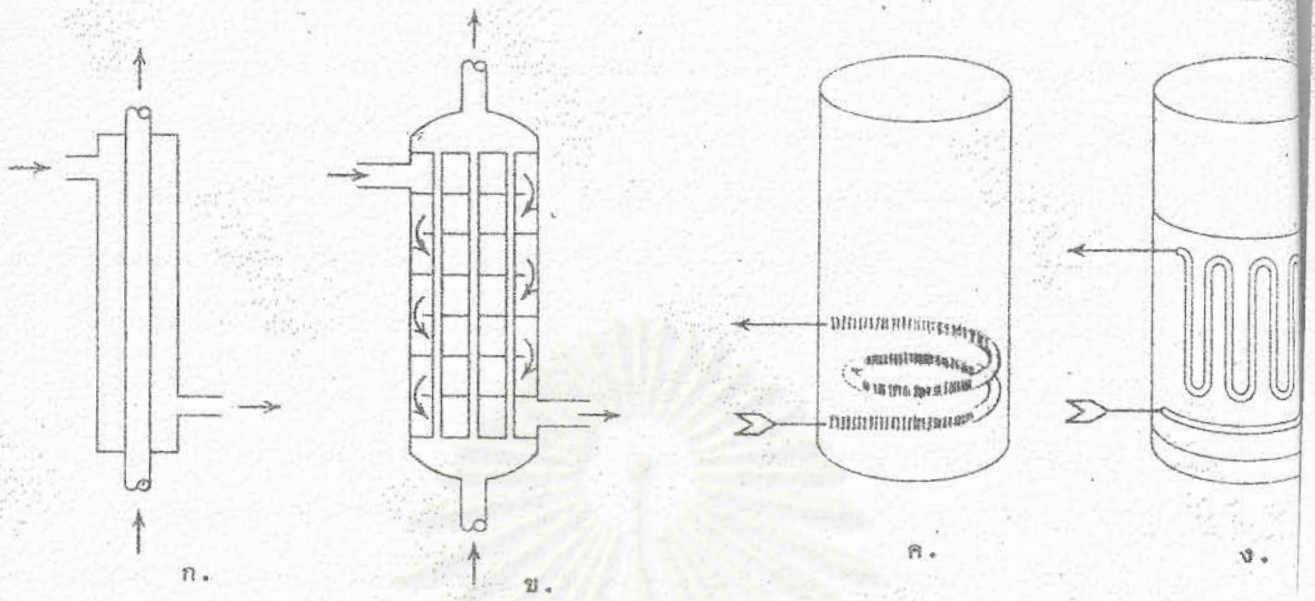
จากแผงรับแสงอาทิตย์แล้วไหลออกไปใช้งานโดยตรงหรืออาจไหลเข้าไปในถังเก็บน้ำร้อนก่อนแล้วจึงนำออกไปใช้ ลักษณะการถ่ายเทความร้อนให้ของไหลทำงานอาจแบ่งได้เป็นสองลักษณะ คือ

1. ของไหลทำงานที่ไหลผ่านแผงรับแสงอาทิตย์กับที่นำไปใช้งานต่างชนิดกัน หรือของไหลทำงานชนิดเดียวกันแต่ไม่สัมผัสกัน ของไหลทำงานที่ไหลเข้าไปรับพลังงานความร้อนจากแผงรับแสงอาทิตย์แล้วจะนำไปถ่ายเทต่อให้ของไหลทำงานต่างชนิดเพื่อนำไปใช้งาน ตัวอย่างได้แก่ระบบที่แผ่นดูดพลังงานของแผงรับแสงอาทิตย์ทำด้วยวัสดุซึ่งไม่ทนทานต่อการกัดกร่อน ของไหลทำงานที่ไหลผ่านแผงจึงควรเป็นของไหลที่ไม่กัดกร่อนแผ่นดูดพลังงาน ตัวอย่างเช่น ถ้าแผ่นดูดพลังงานทำด้วยอลูมินั่ม ของไหลทำงานที่ผ่านแผงควรใช้ Silicone หรือน้ำมันปิโตรเลียม การใช้ของไหลทำงานเป็นของไหลต่างชนิด นอกจากจะใช้ในการแก้ปัญหาการกัดกร่อนแผ่นดูดพลังงานแล้วยังใช้ในกรณีที่แผงรับแสงอาทิตย์ประกอบด้วยแผ่นดูดพลังงานประเภทที่รับความดันสูงของของไหลทำงานไม่ได้ เช่น แผ่นดูดพลังงานเป็นแบบ Rolled Bond ซึ่งถ้านำไปใช้ในระบบที่มีความดันของไหลสูงก็ต้องใช้ของไหลทำงานสองชนิดหรืออาจใช้ของไหลชนิดเดียวกันก็ได้แต่ของไหลที่ผ่านแผงกับของไหลที่นำไปใช้งานจะไม่สัมผัสกันโดยตรง การถ่ายเทความร้อนของระบบดังกล่าวใช้อุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนดังแสดงในรูปที่ 2.9 ซึ่งสองแบบแรกติดตั้งไว้บริเวณหลังแผงรับแสงอาทิตย์โดยของไหลทำงานจากแผงมาถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำที่ไหลผ่านอุปกรณ์ น้ำร้อนที่ผลิตได้อาจนำไปใช้โดยตรงหรือไปเก็บในถังเก็บน้ำร้อน ส่วนสองแบบหลังอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนติดตั้งไว้ภายในถังเก็บน้ำร้อน

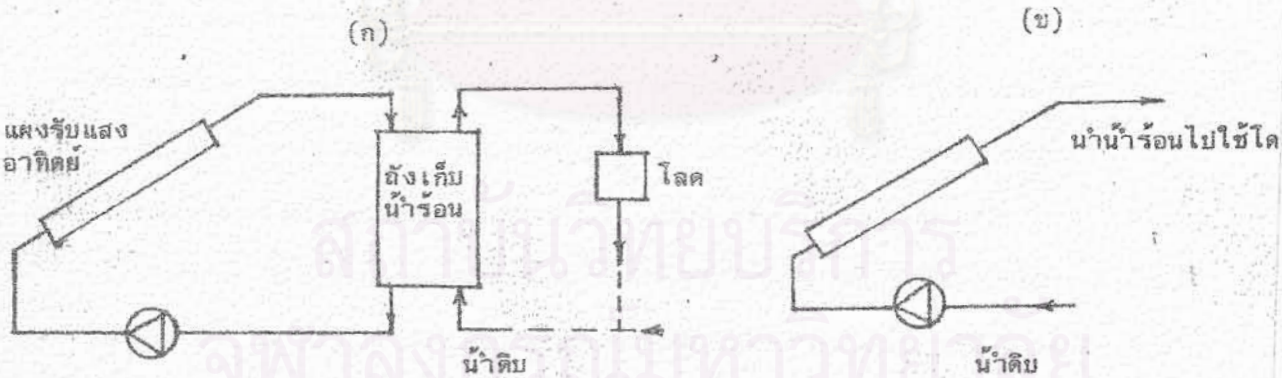
2. ของไหลทำงานในระบบเป็นชนิดเดียวและสัมผัสโดยตรงกับแผ่นดูดพลังงาน ลักษณะของระบบดังแสดงในรูปที่ 2.10 ในรูปที่ 2.10 ก. มีถังเก็บน้ำร้อน น้ำร้อนที่ผลิตได้ไหลเข้าไปเก็บในถังบางส่วน และบางส่วนถูกนำไปใช้โดยตรง ในระบบนี้จะควบคุมระดับของอุณหภูมิน้ำร้อนที่จะนำไปใช้ได้ หรือในกรณีที่มีน้ำเหลือใช้ก็จะเก็บไว้ในถังเก็บน้ำร้อนและสามารถนำกลับมาใช้ได้ภายหลัง ในรูปที่ 2.10 ข. น้ำดิบจากท่อหรืออาจเป็นน้ำที่ใช้ประโยชน์แล้วไหลกลับมาเพื่อรับพลังงานจากแผงอีก น้ำร้อนที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้โดยตรง ถ้าเหลือใช้ก็จะไหลกลับเข้าแผง ในระบบประเภทนี้ไม่อาจควบคุมระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน มักจะเป็นระบบที่ใช้ร่วมกับการผลิตน้ำร้อนพลังงานชนิดอื่นโดยใช้เป็นระบบอุ่นน้ำร้อนก่อนส่งเข้าหม้อไอน้ำ เป็นต้น

2.6 พารามิเตอร์ของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

พารามิเตอร์ของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์อาจแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่ม กลุ่มแรกเป็น



รูปที่ 2.9 อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนแบบที่ของไหลทำงานเป็นของเหลว (ก) แบบท่อร่วมแกน (ข) แบบเชลล์และท่อ (ค) และ (ง) อุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนติดตั้ง



รูปที่ 2.10 ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ของไหลทำงานสัมผัสโดยตรงกับแผงรับแสงอาทิตย์ (ก) แบบมีถังเก็บน้ำร้อน (ข) แบบไม่มีถังเก็บน้ำร้อน โดยนำน้ำร้อนไปใช้โดยตรง

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ของแผงรับแสงอาทิตย์ เองไปแก้ไขไม่ได้ เช่น ค่าการดูดแสงอาทิตย์ ค่าการปล่อยรังสีความร้อน ของผิวหน้าแผ่นดูด เป็นต้น ผลของพารามิเตอร์กลุ่มนี้จะมีอิทธิพลโดยตรงต่อประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงรับแสงอาทิตย์ และดังที่ได้กล่าวมาแล้ว กราฟแสดงประสิทธิภาพเชิงความร้อนของแผงนั้นผู้ผลิตจะให้มาซึ่งนำไปใช้ประกอบการคำนวณออกแบบระบบได้เลย ส่วนพารามิเตอร์กลุ่มที่สอง เป็นพารามิเตอร์ที่ผู้ออกแบบและผู้ใช้ระบบจะกำหนดขึ้นเองหรือถูกกำหนดโดยสภาพการใช้งานของระบบ ตัวอย่างเช่น ขนาดของถังเก็บน้ำร้อน ระดับอุณหภูมิและรูปแบบการใช้น้ำร้อนที่ต้องผลิต และลักษณะการต่อแผงรับแสงอาทิตย์เข้าด้วยกัน เป็นต้น

ประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบซึ่งมีผลโดยตรงต่อราคาของหน่วยพลังงานที่ระบบทำได้ จะขึ้นกับพารามิเตอร์สองกลุ่มที่กล่าวมาแล้ว พารามิเตอร์ทุกตัวยกเว้นรูปแบบการใช้น้ำร้อน ผู้ออกแบบสามารถกำหนดค่าที่เหมาะสมขึ้นใช้ แต่สำหรับรูปแบบการใช้น้ำร้อนนั้นจะขึ้นกับงานที่จะนำระบบไปใช้เป็นรายๆไป ในการศึกษานี้จะแบ่งช่วงเวลาการใช้ออกเป็นสองช่วง คือ ช่วงเวลากลางวัน ระหว่าง 8.30 - 16.30 น. และช่วงเวลานอกเหนือจากช่วงแรกซึ่งมีปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์น้อยมากจนไม่อาจนำมาใช้ประโยชน์ได้ ผู้ใช้ประเภทที่สองจะต้องใช้ขนาดถังเก็บน้ำร้อนใหญ่ซึ่งส่งผลให้ราคาของระบบสูงตามไปด้วย ในการศึกษาจะแบ่งรูปแบบการใช้น้ำร้อนออกเป็น 5 ประเภท ดังนี้

ประเภทที่ 1 ปริมาณการใช้น้ำร้อนในช่วงเวลากลางวัน(ระหว่าง 8.30-16.30 น.) เป็น 100% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน รูปแบบการใช้น้ำร้อนดังแสดงในรูปที่ 2.11 ผู้ใช้ประเภทนี้ได้แก่โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้น้ำร้อนเฉพาะช่วงกลางวัน

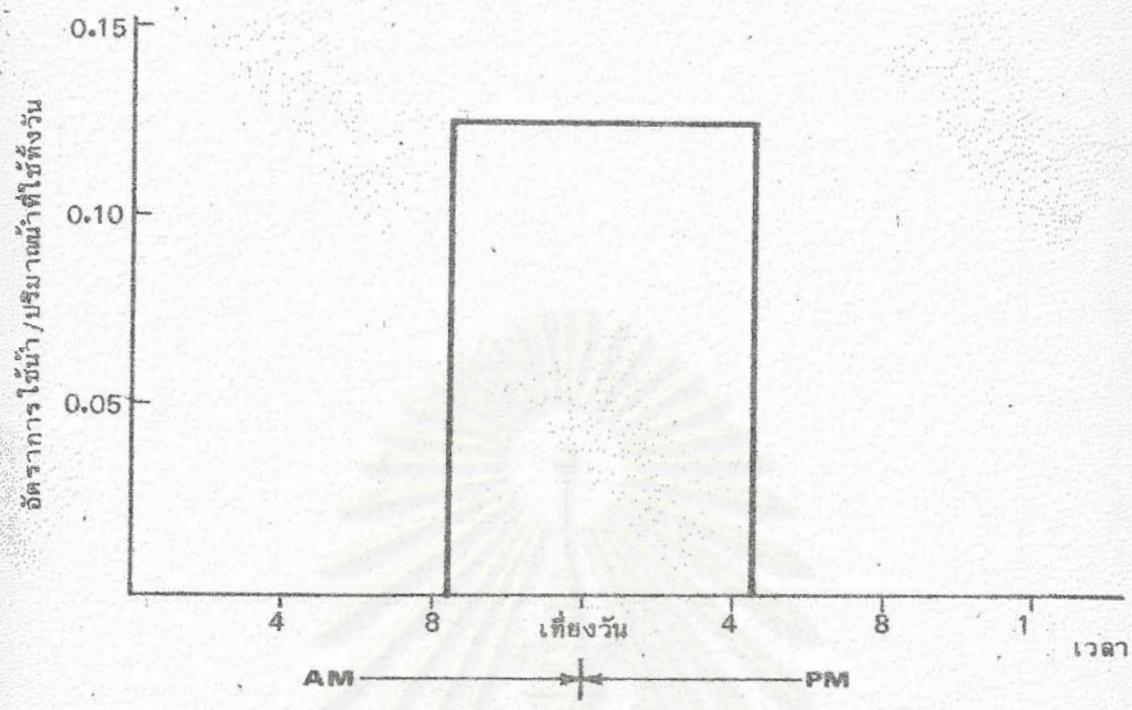
ประเภทที่ 2 ปริมาณการใช้น้ำร้อนในช่วงกลางวันเป็น 75% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน รูปแบบการใช้น้ำร้อนดังแสดงในรูปที่ 2.12 ตัวอย่างผู้ใช้ได้แก่ โรงพยาบาล

ประเภทที่ 3 ปริมาณการใช้น้ำร้อนในช่วงกลางวันเป็น 50%ของปริมาณการใช้ตลอดวันดังแสดงในรูปที่ 2.13 สำหรับผู้ใช้ประเภทนี้ได้แก่ โรงแรม ที่อยู่อาศัยขนาดใหญ่ เช่น คอนโดมิเนียม การออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนโดยวิธี เอฟ-ชาร์ท จะใช้อัตราการใช้น้ำร้อนประเภทนี้ รายละเอียดการใช้เป็นรายชั่วโมงจึงมีผู้สำรวจและทำไว้โดยละเอียดดังที่แสดงในรูปที่ 2.13(3)

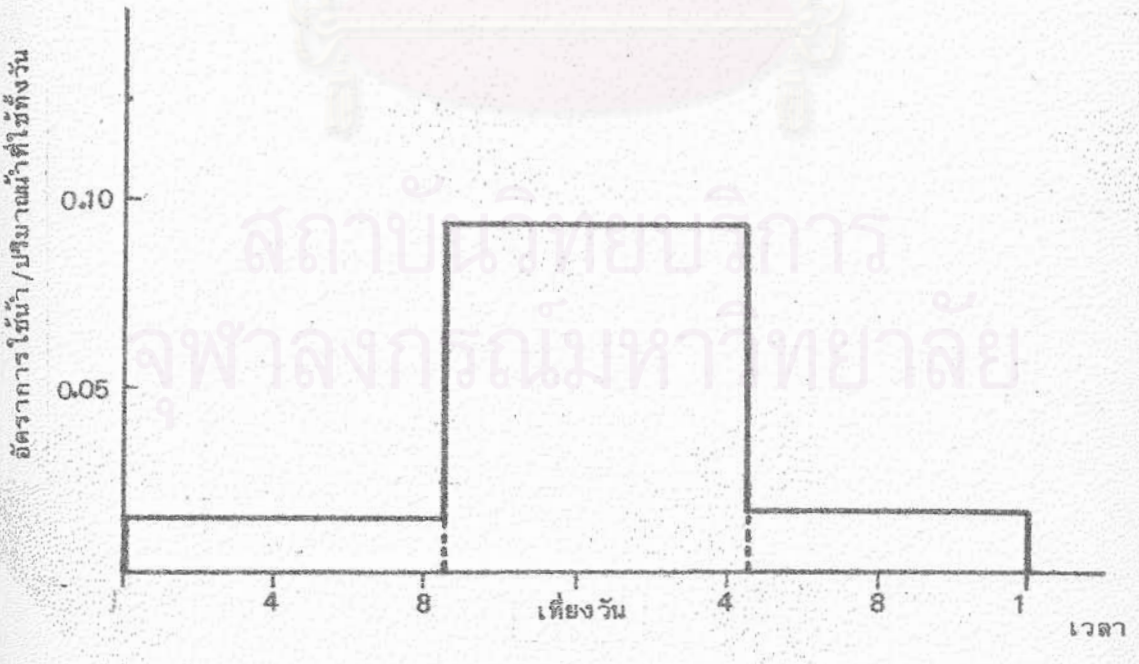
ประเภทที่ 4 ปริมาณการใช้น้ำร้อนในช่วงกลางวันเป็น 25% ของปริมาณการใช้ตลอดวัน ดังแสดงในรูปที่ 2.14 ตัวอย่างของผู้ใช้ประเภทนี้ได้แก่ที่อยู่อาศัยขนาดเล็ก

ประเภทที่ 5 ปริมาณการใช้น้ำร้อนในช่วงเวลากลางวันเป็น 0% ของปริมาณการใช้ตลอดวัน ดังแสดงในรูปที่ 2.15 ตัวอย่างของผู้ใช้ประเภทนี้เช่น อุตสาหกรรมโรงฆ่าสัตว์ เป็นต้น

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

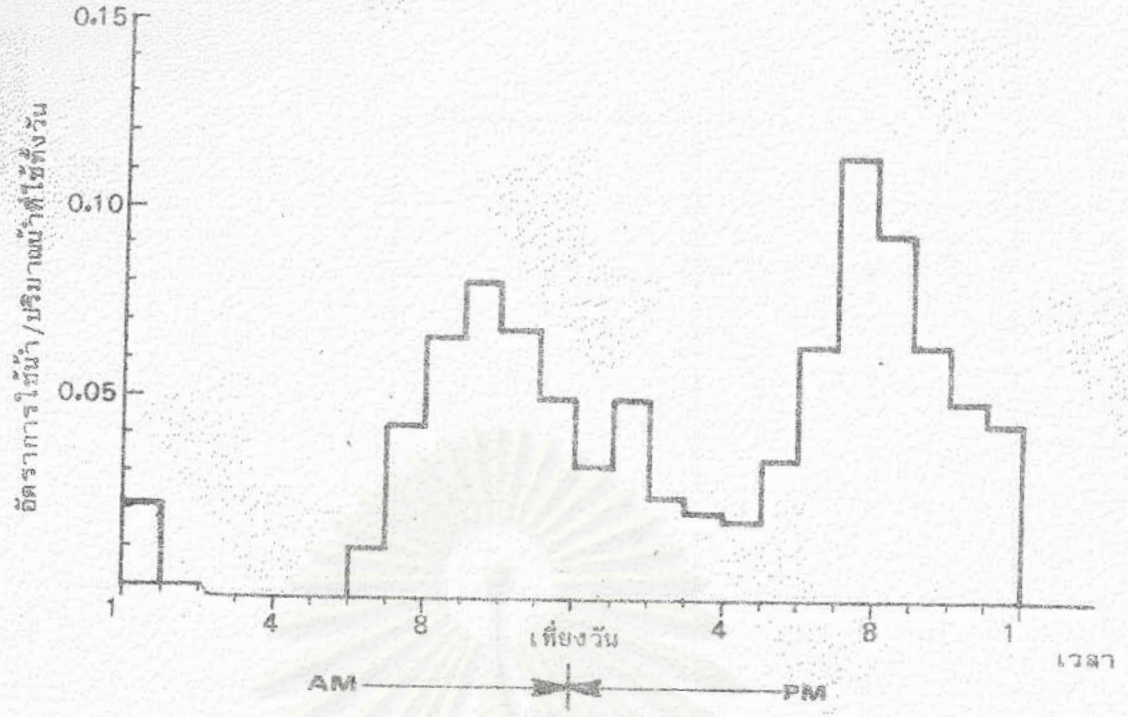


รูปที่ 2.11 การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 1 ปริมาณน้ำที่ใช้ช่วงเวลากลางวัน เป็น 100% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน

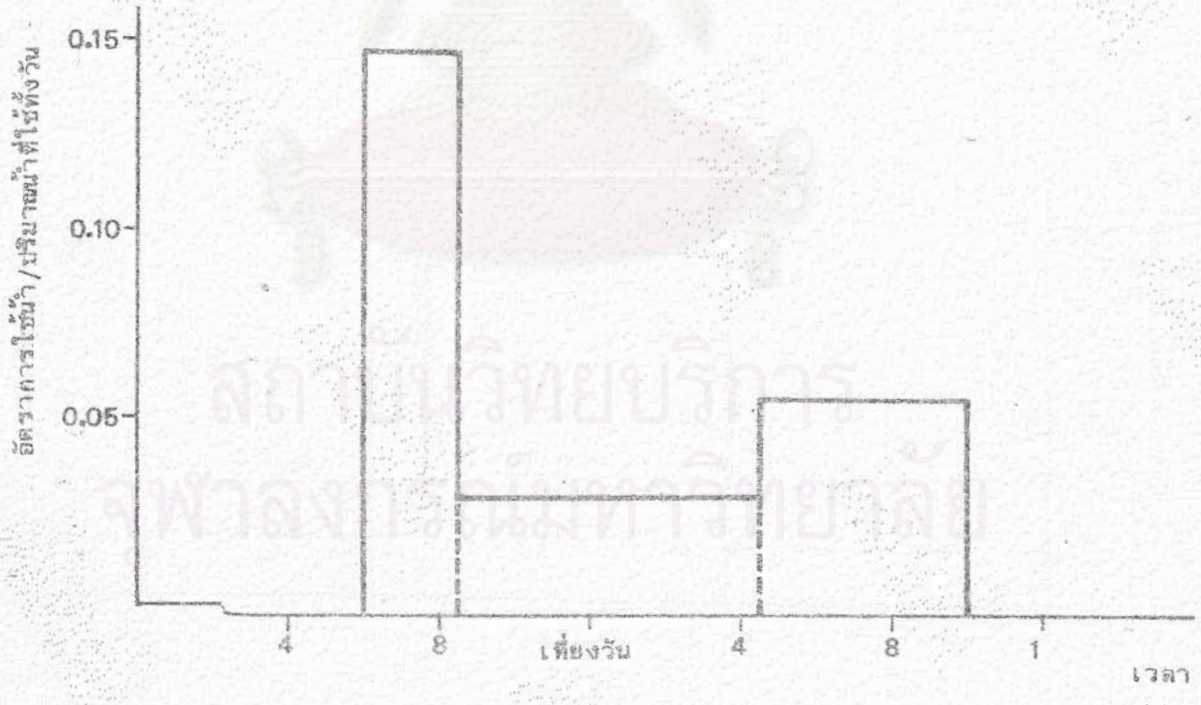


รูปที่ 2.12 การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 2 ปริมาณน้ำที่ใช้ช่วงเวลากลางวันเป็น 75% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน

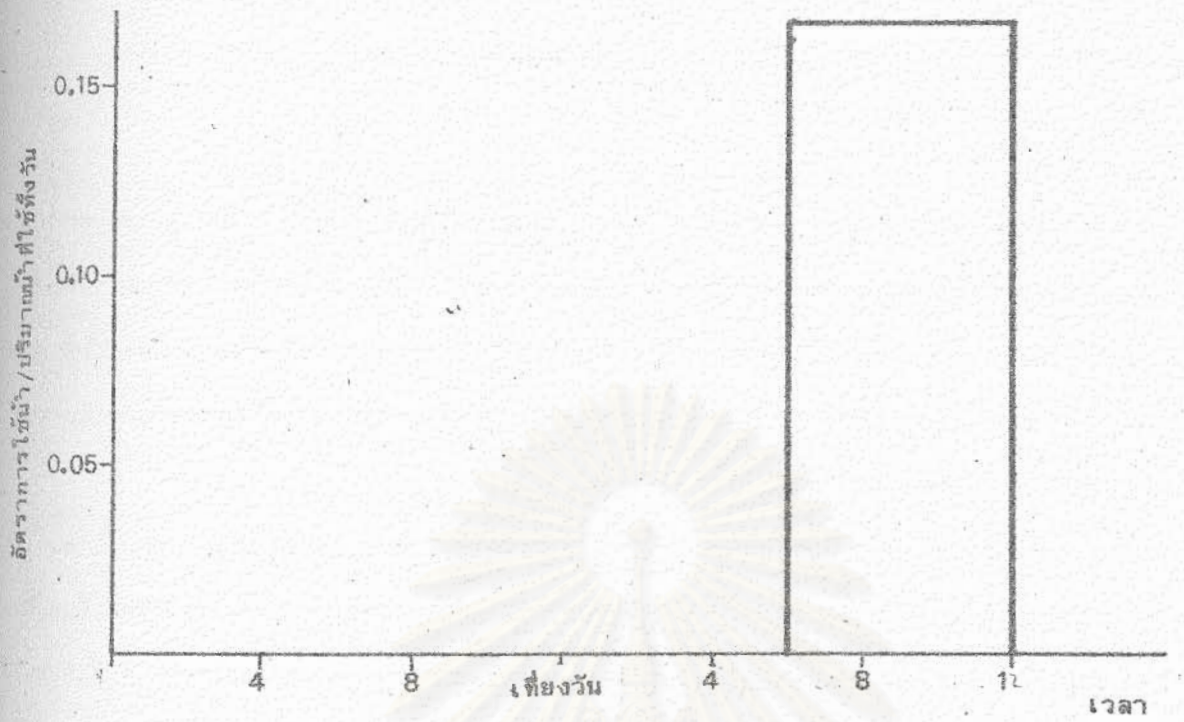
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.13 การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 3 ปริมาณน้ำที่ใช้ช่วงเวลากลางวันเป็น 50% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน



รูปที่ 2.14 การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 4 ปริมาณน้ำที่ใช้ช่วงเวลากลางวันเป็น 25% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน



รูปที่ 2.15 การใช้น้ำร้อนประเภทที่ 6 ปริมาณน้ำที่ใช้ช่วงเวลากลางวันเป็น 0% ของปริมาณการใช้น้ำร้อนทั้งวัน

หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ ๓

ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์และภูมิอากาศ

๓.๑ ความนำ

จากการที่พลังงานแสงอาทิตย์ที่รับได้บนผิวโลกแปรเปลี่ยนตามเวลา ทำให้ปริมาณพลังงานความร้อนที่ดูดกลืนได้โดยแผงรับแสงอาทิตย์แปรเปลี่ยนตามเวลาด้วย ดังนั้นปริมาณพลังงานความร้อนที่ของไหลในระบบอาจนำไปใช้ประโยชน์ได้ จึงแปรเปลี่ยนตามเวลา นั่นคือของไหลที่นำไปใช้ประโยชน์จะมีอุณหภูมิไม่คงที่ เพื่อช่วยให้ของไหลทำงานมีอุณหภูมิคงที่ อาจกระทำได้โดยการใช้ถังเก็บความร้อนหรือใช้เครื่องทำความร้อนเสริม

การที่จะทราบว่าปริมาณความร้อนที่ได้จากแผงรับแสงอาทิตย์ ขนาดของถังเก็บความร้อน และขนาดของเครื่องทำความร้อนเสริมจะเหมาะสมเพียงพอกับความต้องการใช้น้ำร้อนหรือไม่ขึ้นอยู่กับข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์และข้อมูลภูมิอากาศสำหรับใช้ในการคำนวณหาปริมาณความร้อนที่แผงรับได้และปริมาณความร้อนที่ถ่ายเทให้ของไหลทำงาน เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการคำนวณหาขนาดถังเก็บความร้อนที่เหมาะสมและขนาดของเครื่องทำความร้อนเสริม เพื่อให้ได้น้ำร้อนสนองความต้องการของผู้ใช้ในราคาที่ประหยัดที่สุด ดังนั้นจึงเป็นความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทราบข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งมักจะบันทึกหรือใช้งานในลักษณะของอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ อัตราความเร็วลมและอุณหภูมิของอากาศ

๓.๒ ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์

การคำนวณออกแบบส่วนประกอบต่างๆของระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ต้องใช้ข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์เป็นปัจจัยสำคัญประการหนึ่ง ข้อมูลที่ใช้ อาจเป็นข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่วัดได้จริงของปีที่ผ่านมา เช่น จากข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ที่เก็บบันทึกไว้โดยกรมอุตุนิยมวิทยา ในการคำนวณออกแบบ เนื่องจากอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ในปีที่ผ่านมาที่เวลาใดเวลาหนึ่งอาจมีค่าไม่เท่ากับอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาเดียวกันของปีปัจจุบัน อย่างไรก็ดีความแตกต่างนี้อาจจะไม่มีผลมากนักในการคำนวณออกแบบ เพราะปริมาณอัตราพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีมีค่าไม่แตกต่างกันมากระหว่างปี แต่ปัญหาที่เกิดระหว่างการคำนวณออกแบบที่เหมาะสมก็คือ การที่จะต้องใส่ข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดปีเข้าไว้ในหน่วยความจำของคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมของตัวแปรต่างๆซึ่งทำให้ต้องเสียจำนวนหน่วยความจำสำหรับการเก็บข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์มาก อีกทั้งการเรียกใช้ร่วมกับโปรแกรม TRNSYS ซึ่งเป็นโปรแกรมหลักที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมของตัวแปรก็ทำได้ลำบาก ต้องเสียเวลาของผู้ใช้และเสีย

เวลาของคอมพิวเตอร์มาก ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาวิธีการลดการใช้หน่วยความจำและเพื่อลดความยุ่งยากในการวิเคราะห์ความเหมาะสมของตัวแปร อีกทั้งเพื่อลดความลำเอียง(Bias) ของข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ รวมทั้งเพื่อจะได้สามารถเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบเมื่อเปลี่ยนค่าตัวแปร วิธีการที่อาจนำมาใช้ในกรณีนี้ก็คือ การสร้างข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์โดยอาศัยวิธีการทางสถิติและเทคนิคการสร้างข้อมูลที่นิยมแพร่หลายคือ เทคนิคมอนติคาร์โล

๓.๓ การสร้างข้อมูลโดยเทคนิคมอนติคาร์โล

การสร้างข้อมูลโดยเทคนิคมอนติคาร์โล สร้างขึ้นโดยอาศัยตัวเลขแบบสุ่ม(Random number) และความน่าจะเป็นสะสม(Cumulative probability) ของข้อมูล ตัวเลขแบบสุ่มที่ใช้อาจจะเป็นตัวเลขแบบสุ่มที่ได้จากแหล่งสร้างข้อมูลแบบสุ่ม เช่น ตารางข้อมูลแบบสุ่ม โปรแกรมคอมพิวเตอร์ ฯลฯ ส่วนค่าความน่าจะเป็นสะสมอาจได้มาจากการเก็บข้อมูลในอดีต หรือจากการทราบลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็น(Probability Distribution)

จากตัวเลขแบบสุ่มและค่าความน่าจะเป็นสะสม ขั้นตอนในการสร้างข้อมูลจากเทคนิคมอนติคาร์โลจะเป็นดังนี้

๑. สร้างกราฟหรือตารางของข้อมูลกับค่าความน่าจะเป็นของข้อมูล

๒. เลือกตัวเลขแบบสุ่มจากแหล่งข้อมูลแบบสุ่มเป็นทศนิยมมีค่าอยู่ระหว่าง ๐ ถึง ๑

๓. จากกราฟหรือตารางในข้อ ๑ เลือกค่าของข้อมูลที่ให้ค่าความน่าจะเป็นสะสมเท่ากับค่าของตัวแปรแบบสุ่มในข้อ ๒

๔. ค่าของข้อมูลที่ได้ในข้อ ๓ ก็คือข้อมูลที่สร้างขึ้นโดยเทคนิคมอนติคาร์โล ดำเนินการซ้ำข้อ ๒ - ๓ จนกว่าจะได้จำนวนข้อมูลที่ต้องการ

ปัญหาสองประการในการใช้เทคนิคมอนติคาร์โลในการสร้างข้อมูลจำนวนมากๆซึ่งต้องอาศัยคอมพิวเตอร์ช่วย ก็คือ ตัวเลขแบบสุ่มและค่าความน่าจะเป็นสะสม ซึ่งถ้าหากไม่มีวิธีการอื่นใด ผู้ใช้ก็จะต้องใส่ตัวเลขแบบสุ่มและค่าความน่าจะเป็นสะสมดังกล่าวเข้าไปเก็บไว้ในหน่วยความจำของคอมพิวเตอร์

ในปัจจุบัน ปัญหาประการแรกได้รับการแก้ไขโดยการสร้างตัวเลขแบบสุ่มโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ซึ่งมักจะมีมาให้พร้อมกับเครื่องคอมพิวเตอร์ การสร้างตัวเลขแบบสุ่มดังกล่าว ตัวเลขแบบสุ่มที่ได้จะไม่ใช่ตัวเลขแบบสุ่มที่แท้จริง แต่เป็นตัวเลขที่ยอมรับว่าเป็นแบบสุ่มโดยวิธีการทดสอบทางสถิติ ข้อดีของตัวเลขแบบสุ่มดังกล่าวก็คือ ทำให้ไม่ต้องเปลืองหน่วยความจำของคอมพิวเตอร์

และเราอาจสร้างอนุกรมของตัวเลขแบบสุ่มที่เหมือนกันเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบผลของการเปลี่ยนค่าตัวแปรตัวใดตัวหนึ่งหรือหลายตัวต่อผลการทำงานของระบบ เมื่อทดลองใช้โดยมีเงื่อนไขต่างๆ เหมือนกัน ส่วนข้อเสียก็คือ ถ้าขนาดของอนุกรมตัวเลขสั้นกว่า (น้อยกว่า) จำนวนตัวเลขที่ต้องการใช้ ก็จะทำให้ตัวเลขที่ใช้ทั้งหมดอาจไม่ใช่ตัวเลขแบบสุ่ม เพราะในตัวเลขที่ใช้ทั้งหมดอาจประกอบด้วยอนุกรมตัวเลขที่ซ้ำกันหลายอนุกรม ข้อเสียดังกล่าวอาจแก้ไขได้โดยการใช้ค่าต่างๆที่จำเป็นสำหรับการสร้างตัวเลขแบบสุ่มที่จะทำให้ได้อนุกรมตัวเลขที่มีขนาดยาวพอ

สำหรับปัญหาประการที่สอง อาจแก้ไขได้โดยการประมาณลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นของข้อมูลและใช้หลักการแปลงผกผัน(Inverse transformation) แล้วสร้างเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการสร้างค่าของข้อมูลจากตัวเลขแบบสุ่ม ในกรณีที่ไม่อาจประมาณลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นของข้อมูลได้ ก็จำเป็นที่ยังจะต้องใช้ค่าความน่าจะเป็นของข้อมูลจริงใส่เข้าเก็บไว้ในหน่วยความจำของคอมพิวเตอร์

ตัวอย่างที่ ๓.๑

การสร้างข้อมูลโดยเทคนิคมอนติคาร์โล เมื่อข้อมูลจริงมีลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นแบบสม่ำเสมอ(Uniform Distribution)

สมมติให้ x เป็นตัวแปรแบบสุ่ม(Random Variable) ซึ่งมีค่าเป็นข้อมูลที่ต้องการ และ $f(x)$ คือการกระจายของความน่าจะเป็นของ x และให้ RN_i คือตัวเลขแบบสุ่มตัวที่ i ใดๆ

เพราะว่า x มีลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นแบบสม่ำเสมอ ดังนั้น

$$f(x) = \begin{cases} 1/(b-a) & a \leq x \leq b \\ 0 & \text{เมื่อไม่อยู่ในช่วงที่ระบุ} \end{cases}$$

โดยเทคนิคมอนติคาร์โล $RN_i = F(x) = \int_a^{x_i} f(x)dx$

$$RN_i = \int_a^{x_i} 1/(b-a)\, dx$$

$$= x/(b-a) \Big|_a^{x_i}$$

$$= (x_i - a)/(b-a)$$

$$x_i = a + RN_i(b-a)$$

ถ้าจากแหล่งข้อมูลแบบสุ่มได้ค่า $RN_i = 0.8$ จากข้อมูลจริงได้ค่า $a = 0$ $b = 10$ เราจะได้

$$x_i = 0 + 0.8(10-0)$$

$$= 8$$

ดังนั้นจากตัวเลขแบบสุ่ม ๑ ตัว เราจะสามารถสร้างข้อมูลได้ ๑ ค่า ต้องการข้อมูลกี่ค่าก็สร้างข้อมูลแบบสุ่มเท่านั้นจำนวน

ในกรณีที่ x มีลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นแบบอื่นๆจะใช้จำนวนตัวเลขแบบสุ่มในการสร้างข้อมูล ๑ ค่าไม่เท่ากัน โดยเฉพาะเมื่อ x มีลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นแบบนอร์มอล (Normal Distribution) จะต้องใช้ตัวเลขแบบสุ่มอย่างน้อย ๑๒ ตัวในการสร้างข้อมูล ๑ ค่า โดยที่

$$x_i = (\Sigma_{i=1}^{12} RN_i - 6)\sigma_x + \mu_x$$

เมื่อ σ_x = ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานของ x

μ_x = ค่าเฉลี่ยของ x

๓.๔ การสร้างข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์

โดยอาศัยเทคนิคมอนติคาร์โลในการสร้างข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หาค่าตัวแปรที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ดังมีรายละเอียดขั้นตอนการสร้างดังต่อไปนี้

๑. โดยใช้ข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างเวลา ๗.๐๐ - ๑๗.๐๐ น. ที่เก็บบันทึกโดยกรมอุตุนิยมวิทยาย้อนหลัง ๓ ปี คือระหว่าง ค.ศ. ๑๙๘๐ - ๑๙๘๒ ในการวิเคราะห์หาลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นของอัตราพลังงานแสงอาทิตย์และค่าพารามิเตอร์ของการกระจาย

๒. โดยให้ x_i คือตัวแปรแบบสุ่มที่แสดงค่าอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาใดๆระหว่าง ๗.๐๐ - ๑๗.๐๐ น. เนื่องจากจำนวนข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์มีมากพอ จึงอาจประมาณลักษณะการกระจายของความน่าจะเป็นของ x_i ด้วยการกระจายแบบนอร์มอลโดยอาศัยทฤษฎีการเข้าสู่ศูนย์กลาง (Central Limit Theorem)

๓. จากข้อมูล ๓ ปีย้อนหลังดังกล่าว คำนวณหาค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานและค่าเฉลี่ยของ x_i และใช้เป็นค่าโดยประมาณของ σ_{x_i} และ μ_{x_i} ตามลำดับ และจากข้อมูลหาค่าต่ำสุดและสูงสุด (Lower limit and Upper limit) ของ x_i และใช้เป็นค่าโดยประมาณสำหรับค่าต่ำสุดและสูงสุดสำหรับการกระจายของ x_i

๔. โดยการสร้างโปรแกรมคอมพิวเตอร์ตามหลักการแปลงผกผันร่วมกับโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับสร้างตัวเลขแบบสุ่ม ได้สร้างข้อมูลอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ดังปรากฏใน Computer print-out ในภาคผนวก ก.

๓.๕ ข้อมูลความเร็วลม

เนื่องจากแผงรับแสงอาทิตย์ติดตั้งไว้ในที่โล่งแจ้ง จึงมีลมพัดผ่าน ลมเมื่อพัดผ่านผิวหน้าของแผง

รับแสงอาทิตย์ จะไปเพิ่มการพาความร้อนจากแผงรับแสงอาทิตย์ ดังนั้นในการคำนวณสมรรถนะของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์จึงต้องรวมเอาความเร็วลมไว้ด้วย

สำหรับพื้นที่ภายในกรุงเทพมหานคร ความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างต่ำ ประมาณ ๗ กม./ชม. หรือประมาณ ๑.๙๔ ม./วินาที (7) การผันแปรของความเร็วลมในแต่ละเดือนมีลักษณะที่แสดงเป็นตัวอย่างในตารางที่ ๓.๑ ซึ่งเป็นข้อมูลของปี ๑๙๘๒ สำหรับปีอื่น ความเร็วลมเฉลี่ยจะมีค่าใกล้เคียงกับค่าความเร็วลมที่แสดงไว้ในตารางที่ ๓.๑ ในการคำนวณสมรรถนะของระบบผลิตน้ำร้อนในเดือนใดก็จะใช้ความเร็วลมเฉลี่ยของเดือนนั้นในการคำนวณ

ตารางที่ ๓.๑

ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน*

เดือน	มค.	กพ.	มีค.	เมย.	พค.	มิย.	กค.	สค.	กย.	ตค.	พย.	ธ
ความเร็วลมเฉลี่ย,ม./วินาที	๑.๑๗	๒.๖๑	๓.๒๕	๑.๖๗	๒.๑๑	๒.๒๗	๒.๓๖	๒.๑๙	๑.๖๙	๐.๘๓	๑.๐๘	๑.

* ข้อมูลของปี ๑๙๘๒

๓.๖ อุณหภูมิอากาศ

อุณหภูมิอากาศเป็นตัวแปรอีกตัวหนึ่งที่ต้องใช้ในการคำนวณสมรรถนะของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อมูลอุณหภูมิอากาศที่ใช้เป็นแบบอุณหภูมิเฉลี่ยรายชั่วโมงของเดือนดังแสดงในตารางที่ ๓.๒

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ๓.๒

ค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงอุณหภูมิอากาศเป็นองศาเซลเซียส (๘)

เดือน	เวลา																							
	0100	0200	0300	0400	0500	0600	0700	0800	0900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400
ม.ค.	22.7	22.3	21.8	21.5	21.1	20.8	20.6	21.4	23.8	26.3	28.0	29.3	30.4	31.0	31.5	31.5	30.8	29.2	27.2	25.8	24.3	24.2	23.6	23.1
ก.พ.	26.1	25.8	25.5	25.7	25.0	24.9	24.8	25.7	27.4	29.1	30.2	31.0	31.5	31.9	32.0	31.9	31.3	29.9	28.3	27.5	27.0	26.7	26.5	26.3
มี.ค.	27.1	27.0	26.8	26.7	26.5	26.2	26.2	27.7	29.2	30.6	30.4	31.8	32.1	32.3	32.5	32.2	31.6	30.1	28.6	28.0	27.8	27.6	27.3	27.4
เม.ย.	27.2	27.0	26.7	26.3	26.0	25.7	25.7	27.4	28.8	30.2	31.5	32.5	32.9	33.3	33.0	32.8	32.3	31.0	29.6	28.8	28.3	28.0	27.7	27.5
พ.ค.	28.1	27.9	27.7	27.5	27.2	25.6	27.0	28.4	29.9	31.2	32.4	32.7	32.2	33.1	33.0	32.9	32.3	31.2	29.9	29.3	29.0	28.7	28.5	28.3
มิ.ย.	27.1	26.9	26.7	26.7	26.4	26.4	26.7	27.9	29.0	30.2	30.9	31.6	31.7	31.7	31.2	30.5	30.2	29.4	28.5	28.2	27.9	27.7	27.4	27.3
ก.ค.	26.5	26.4	26.2	26.0	25.8	25.7	25.8	27.3	28.8	29.9	30.8	31.3	31.5	31.5	31.4	31.0	30.2	29.2	28.1	27.4	27.0	26.7	26.6	26.5
ส.ค.	26.2	26.0	25.8	25.7	25.6	25.6	25.7	28.1	28.1	29.1	30.0	30.5	31.0	31.0	30.8	30.5	29.9	28.8	27.7	27.1	26.7	26.6	26.5	26.4
ก.ย.	26.2	26.0	25.9	25.7	25.5	25.3	25.4	26.5	27.8	29.0	29.8	30.5	30.7	30.7	30.4	29.1	28.3	27.4	27.0	26.8	26.5	26.5	26.4	26.0
ต.ค.	25.9	25.6	25.4	25.2	24.2	24.8	25.0	26.2	27.3	29.4	29.5	30.2	31.0	31.1	31.2	31.1	30.6	29.5	28.1	27.2	26.5	26.2	26.3	25.8
พ.ย.	26.2	26.0	25.7	25.5	25.2	25.0	25.0	26.3	28.4	30.0	31.0	31.2	32.0	32.5	32.7	32.1	31.2	29.4	27.9	27.8	27.6	27.2	27.0	26.5
ธ.ค.	21.4	20.9	20.6	20.2	19.3	19.0	19.1	20.1	22.2	24.5	26.1	27.2	28.2	29.1	29.1	28.2	26.7	25.0	23.7	22.8	22.1	21.5	21.4	21.0

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ ๔

พารามิเตอร์ที่เหมาะสมของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

ดังที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ ๒ ผู้ใช้น้ำร้อนแบ่งได้ตามลักษณะการใช้น้ำร้อนเป็น ๕ ประเภท การออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ก็คือ การเลือกพารามิเตอร์ของระบบ ที่เหมาะสมมาใช้งาน ระบบที่มีค่าพารามิเตอร์ของระบบที่เหมาะสมที่สุด คือระบบที่ให้ผลตอบแทนในด้านการลงทุนก็ดี หรือในด้านพลังงานก็ดี สูงสุดนั่นเอง พารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่กล่าวถึงแบ่งได้เป็น ๒ ประเภท พารามิเตอร์ประเภทแรก ผู้ออกแบบระบบจะเป็นผู้เลือกมาใช้งาน ได้แก่ ชนิดและประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เช่น จำนวนกระจก ๑ หรือ ๒ ชั้น ผิวของแผ่นดูดแสงอาทิตย์เป็นผิวสีดำหรือเป็นซีเลคตีฟ เป็นต้น พารามิเตอร์ประเภทสอง ผู้ออกแบบจะเป็นผู้กำหนดขึ้นใช้ให้เหมาะสมกับประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน ได้แก่ ขนาดถังเก็บน้ำร้อน และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน

เป้าหมายของการศึกษาในบทนี้ก็เพื่อสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และกำหนดวิธีการหาค่าพารามิเตอร์ ซึ่งได้แก่ ขนาดพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ ขนาดถังเก็บน้ำร้อน ที่เหมาะสมสำหรับการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้ใช้น้ำร้อน ๕ ประเภท (ดูบทที่๒)

๔.๑ ความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

รายละเอียดและขอบเขตของตัวพารามิเตอร์ของระบบมีดังนี้

ชนิดและประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์

พารามิเตอร์สำคัญที่ใช้กำหนดความแตกต่างของแผงรับแสงอาทิตย์ ได้แก่ จำนวนชั้นของกระจกและชนิดของแผ่นดูดแสงอาทิตย์ จำนวนกระจกที่ใช้ปิดด้านบนของแผงจะเป็น ๑ ชั้น หรือ ๒ ชั้น สำหรับแผงรับแสงอาทิตย์ที่มีจำนวนชั้นของกระจกมากไปกว่านี้จะไม่มีจำหน่ายทางการค้า แผ่นดูดแสงอาทิตย์แบ่งได้เป็น ๒ ชนิด คือ แผ่นดูดที่มีผิวเป็นสีดำซึ่งโดยเฉลี่ยจะให้ค่าการดูดแสงอาทิตย์ ๐.๙๔ และค่าการส่งออกรังสีความร้อน ๐.๘๗ และแผ่นดูดแสงอาทิตย์ซึ่งมีผิวเป็นซีเลคตีฟจะให้ค่าการดูดแสงอาทิตย์ ๐.๙๒ และค่าการส่งออกรังสีความร้อน ๐.๑๒ ตัวพารามิเตอร์ทั้งสองนี้จะทำให้สมรรถนะของแผงรับแสงอาทิตย์แตกต่างกันออกไปดังที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ ๒

ถังเก็บน้ำร้อน

พารามิเตอร์ที่จะทำการศึกษาคือ ขนาดความจุของถังเก็บน้ำร้อนต่อพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์ ขนาดที่ใช้กันอยู่ประมาณ ๗๕ ลิตร/พื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ ๑ $ม^2$ (3) โดยที่ขนาดของถังที่เหมาะสมจะขึ้นกับประเภทของผู้ใช้น้ำร้อนและระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน เป้าหมายของการศึกษา จึงเป็นไปเพื่อหาขนาดที่เหมาะสมของถังเก็บน้ำร้อนสำหรับผู้ใช้แต่ละประเภท โดยจะแบ่งขนาดถังเก็บน้ำร้อนออกเป็น

สี่ขนาดคือ ๔๔ , ๖๕, ๗๕ และ ๘๕ ลิตร/ม^2

ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน

ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนที่จะนำไปใช้ ขึ้นกับประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน เช่น ผู้ใช้ประเภทสาม(โรงแรม) อุณหภูมิน้ำร้อนที่ใช้ประมาณ ๖๐ °ซ ส่วนผู้ใช้น้ำร้อนประเภทอุตสาหกรรมบางประเภท อุณหภูมิน้ำร้อนที่ต้องการอาจขึ้นไปถึง ๘๐°ซ อนึ่งอุณหภูมิน้ำร้อนที่นำออกจากถังเพื่อนำไปใช้อาจทำให้สูงกว่าอุณหภูมิที่ต้องการแล้วผสมกับน้ำเย็นเพื่อให้ได้อุณหภูมิที่ต้องการ โดยวิธีนี้จะลดขนาดของถังเก็บน้ำร้อนลงได้ พารามิเตอร์ที่ทำการศึกษาคืออุณหภูมิของน้ำร้อนซึ่งจะกำหนดค่าให้เท่ากับ ๖๐°ซ ๗๐°ซ และ ๘๐°ซ

ความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ดังแสดงในรูปที่ ๔.๑ ตัวอย่างเช่น ผู้ใช้น้ำร้อนประเภทที่สาม ที่อุณหภูมิน้ำร้อน ๖๐°ซ การรวมของพารามิเตอร์ของระบบอาจเป็น ๑๒ แบบ เช่น ใช้แผงรับแสงอาทิตย์กระจก ๑ ชั้น ผิวแผ่นดูดเป็นสีดำ ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนเป็น ๕๕ ลิตร/ม^2 หรืออาจเป็นแบบแผงรับแสงอาทิตย์มีกระจก ๑ ชั้น ผิวแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟ ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนเป็น ๕๕ ลิตร/ม^2 การศึกษาการรวมของพารามิเตอร์จะทำได้ตามที่แสดงในรูปที่ ๔.๑ แล้วหาค่าที่เหมาะสมของการรวมพารามิเตอร์สำหรับผู้ใช้น้ำร้อนแต่ละประเภท

๔.๒ การจำลองแบบปัญหาของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ใดๆ ประกอบด้วย ส่วนประกอบย่อย เช่น แผงรับแสงอาทิตย์ ถังเก็บน้ำร้อน ซึ่งนำมาต่อเข้าด้วยกันเป็นระบบและทำงานร่วมกัน เพื่อความสะดวกในการแสดงหลักการทำงานของระบบ ส่วนประกอบย่อยจะถูกเขียนแทนด้วยภาพสี่เหลี่ยมและแสดงทิศทางการไหลของของไหลทำงานด้วยเส้นและลูกศร ดังแสดงในรูปที่ ๔.๒ เป็นแผนภาพของระบบทำน้ำร้อนแบบพื้นฐาน ส่วนประกอบย่อยของระบบนำมาเขียนแทนด้วยสมการทางคณิตศาสตร์

แผงรับแสงอาทิตย์

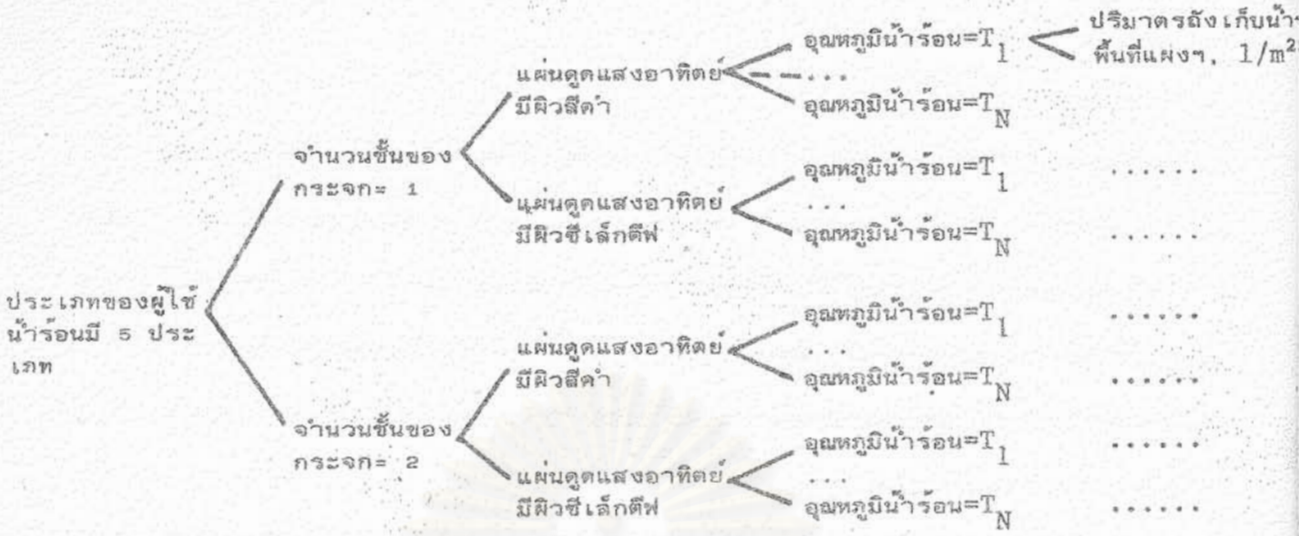
สมการพลังงาน

$$Q_u = A_c F_R (HR(\tau\alpha) - U_L(T_{c,i} - T_a)) \quad 4.1$$

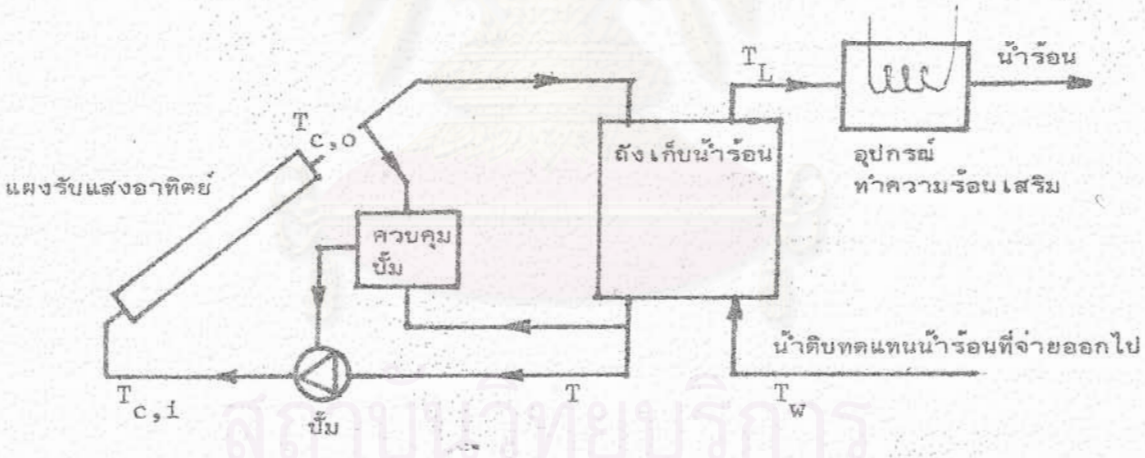
$$= (\dot{m}C_p)_c (T_{c,o} - T_{c,i}) \quad 4.2$$

เมื่อ Q_u = พลังงานที่นำไปใช้ประโยชน์, A_c = พื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์, F_R = แฟคเตอร์เปลี่ยนพลังงานที่รับได้จากแสงอาทิตย์ไปเป็นพลังงานที่ใช้ประโยชน์, HR = พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกบนระนาบแผงรับแสงอาทิตย์, $\tau\alpha$ = ผลคูณของการผ่านทะลุของแสงบนกระจกและค่าการดูดแสงอาทิตย์, U_L = สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนทั้งหมด, $T_{c,i}$ และ T_a = อุณหภูมิน้ำไหลเข้าแผงฯและอุณหภูมิอากาศรอบแผงฯ และ $(\dot{m}C_p)_c$ = ผลคูณของอัตราการไหลและความร้อนจำเพาะของไหลทำงานผ่านแผงฯ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.1 พารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 4.2 แผนภาพแสดงระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์แบบพื้นฐาน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

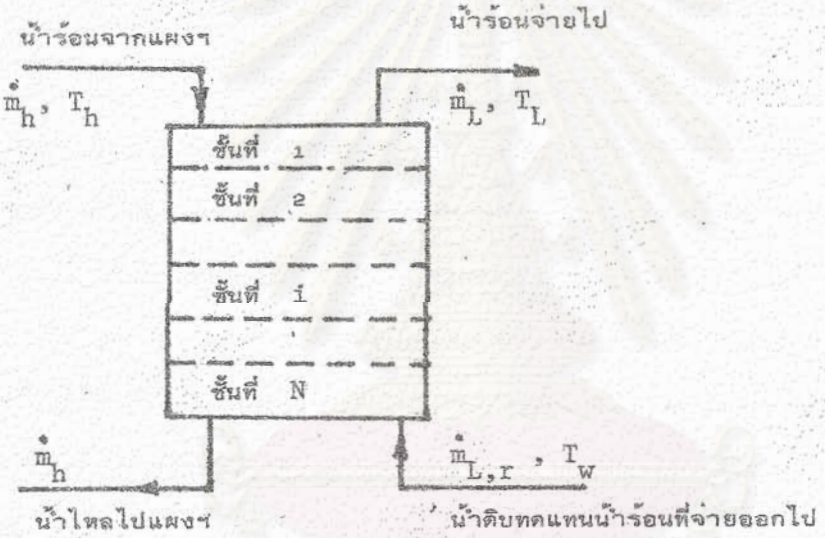
พลังงานที่นำไปใช้ประโยชน์, Q_u ,จะมีค่ามากกว่า o เมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ตกบนแผงฯมากพอที่จะทำให้ $T_{c,o}$ มากกว่า $T_{c,i}$ การทำงานของแผงรับแสงอาทิตย์ขึ้นกับ ปั๊มที่จะส่งของไหล, $\dot{m}$, มาที่แผงฯ หรือ

$$Q_u = r(\dot{m}C_p)_c(T_{c,o} - T_{c,i}) \qquad 4.3$$

เมื่อ r =ฟังชั่นควบคุมให้แผงทำงาน, r = 1 เมื่อ $T_{c,o} > T_{c,i}$ และ r = 0 เมื่อ $T_{c,o} \leq T_{c,i}$

ถังเก็บน้ำร้อน

ถังเก็บน้ำร้อนเป็นแบบที่น้ำภายในถังแบ่งแยก เป็นชั้นตามความหนาแน่น(Stratified water storage tank) ซึ่งน้ำร้อนที่ร้อนกว่าจะอยู่ชั้นบน สมการพลังงานของน้ำภายในถังชั้นที่ i ของน้ำในถังที่มี N ชั้นแสดงไว้ในภาคผนวก ข. แต่อาจนำมาแสดงได้อย่างย่อคือ



รูปที่ 4.3 แผนภาพแสดงถังเก็บน้ำร้อน น้ำภายในถังแบ่งออกเป็นชั้นตามระดับอุณหภูมิของน้ำในถัง

$$(\dot{m}C_{pf})_i\frac{dT}{dt}_i = F(r_i, \beta_i, \dot{m}_h, T_h, T_{i-1}, T_i, T_{i+1}, \dot{m}_L, T_L, U_i, A_i, T_{env})$$

เมื่อ
$$\beta_i = \begin{cases} 1 & \text{ถ้า } T_i > T_L > T_{i+1} \\ 0 & \text{อุณหภูมิที่เหลือ} \end{cases}$$

และ
$$r_i = \begin{cases} 1 & \text{ถ้า } T_{i-1} > T_h > T_i \\ 0 & \text{อุณหภูมิที่เหลือ} \end{cases}$$

เมื่อ r_i, β_i = ฟังชั่นควบคุมให้น้ำร้อนและน้ำเย็นไหลไปอยู่ในชั้นที่มีความหนาแน่นเท่ากันภายในถัง

025468

$\dot{m}_h$, $\dot{m}_L$ = อัตราการไหลของน้ำจากแผงฯมาถังเก็บน้ำร้อนและจากถังเก็บน้ำร้อนไป load ตามลำดับ

$T_h, T_{i-1}, T_i, T_{i+1}, T_L$ = อุณหภูมิของน้ำร้อนไหลเข้าถังเก็บน้ำร้อน, อุณหภูมิของน้ำชั้นที่ i-1, i, i+1 และอุณหภูมิของน้ำร้อนไหลไปที่ load ตามลำดับ

U_i = สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนทั้งหมดของน้ำชั้นที่ i

A_i = พื้นที่ผิวของน้ำชั้นที่ i และ

T_{env} = อุณหภูมิอากาศรอบถัง

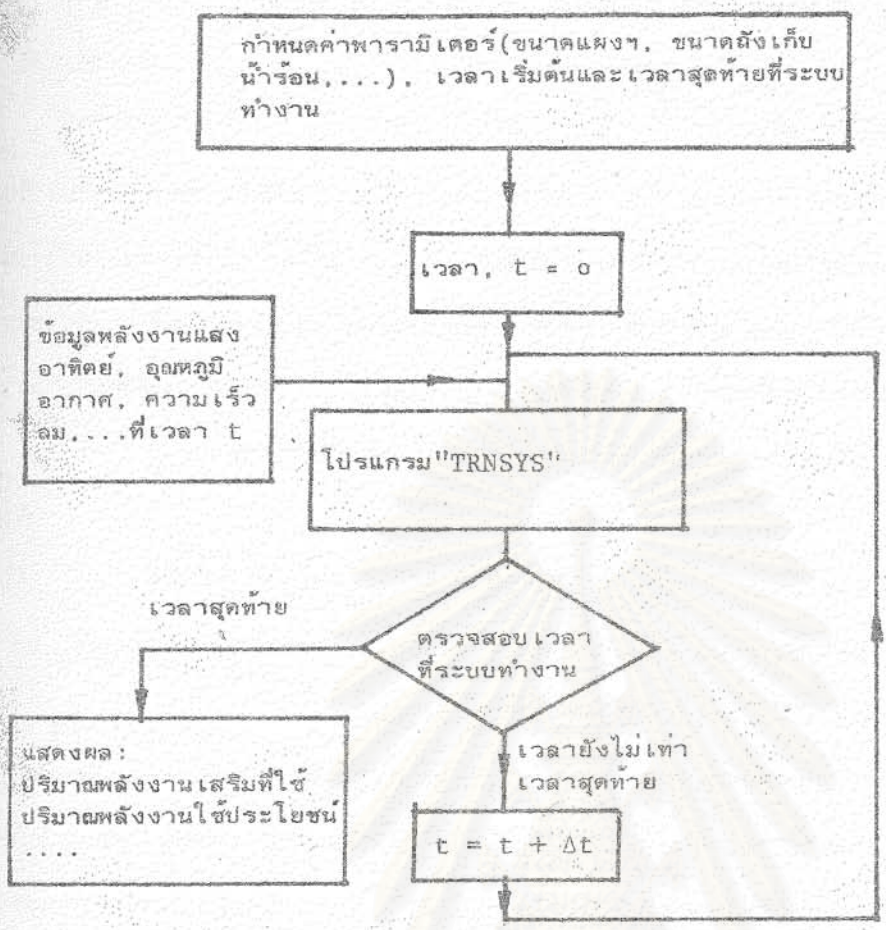
ปั๊มและอุปกรณ์ควบคุม

ปั๊มรับน้ำจากถังแล้วส่งเข้าแผงรับแสงอาทิตย์ ปั๊มถูกควบคุมให้ทำงานเมื่ออุณหภูมิน้ำที่ออกจากแผงฯ สูงกว่าอุณหภูมิน้ำไหลเข้าแผงเท่ากับ ๓°ซ และจะหยุดเมื่ออุณหภูมิทั้งสองเท่ากัน

วิธีหาคำตอบของสมการของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

การหาคำตอบสมการทางคณิตศาสตร์ของส่วนประกอบย่อยต้องทำไปพร้อมกัน เช่น แผงรับแสงอาทิตย์ที่กำหนดให้ (สมการที่ ๔.๑และ ๔.๒) ซึ่งติดตั้งทำงานในบริเวณที่อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเป็น T_a เมื่อได้รับแสงอาทิตย์ปริมาณเท่ากับ HR และรับน้ำจากถังเก็บน้ำร้อนซึ่งมีอุณหภูมิเป็น $T_{c,i}$ แล้ว จะผลิตน้ำร้อนที่อุณหภูมิ $T_{c,o}$ และมีปริมาณพลังงาน Q_u ส่งไปให้ถังเก็บน้ำร้อน (สมการ๔.๓) ถังเก็บน้ำร้อนได้รับพลังงานที่ส่งจากแผงเท่ากับ Q_u ที่อุณหภูมิ $T_{c,o}$ ในเวลาเดียวกันก็จ่ายน้ำร้อนให้ load ที่เวลาที่ทำการคำนวณเท่ากับ $\dot{m}_L$ และมีความร้อนบางส่วนที่สูญเสียจากภายในถังเก็บน้ำร้อนซึ่งมีอุณหภูมิเป็น T_s สู่บรรยากาศภายนอกซึ่งมีอุณหภูมิเป็น T_a เท่ากับ $(UA)_s(T_s - T_a)$ คำตอบที่ได้คืออุณหภูมิของน้ำร้อนในถังที่เวลา t การคำนวณจะต้องทำต่อเนื่องจากเวลา t = 0 โดยเพิ่มช่วงเวลาแต่ละครั้งเท่ากับ Δt ไปจนสิ้นสุดการคำนวณที่ t สุดท้าย ซึ่งการคำนวณในลักษณะนี้จะต้องทำซ้ำไปจนสิ้นสุดคำนวณนี้จะทำได้ง่ายโดยใช้คอมพิวเตอร์ ในปัจจุบันมีคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นใช้งานมีอยู่หลายโปรแกรมด้วยกัน เช่น TRNSYS ซึ่งจะได้นำมาใช้ในการศึกษานี้

ดังแสดงในรูปที่ ๔.๔ เป็นแผนภาพแสดง ขั้นตอนการคำนวณ และพารามิเตอร์ที่ใช้ในTRNSYS พารามิเตอร์ได้แก่ คุณสมบัติของส่วนประกอบย่อยที่ต้องใช้ในการคำนวณ เช่น พื้นที่แผงฯ ชนิดของแผ่นดูดแสงอาทิตย์ จำนวนกระจก และข้อมูลเกี่ยวกับถังเก็บน้ำร้อน คือ ขนาดความจุและความสูงของถังเป็นต้น Inputได้แก่ ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ อุณหภูมิอากาศและวันที่ทำการคำนวณ Outputที่ได้ก็คือคำตอบได้แก่ อุณหภูมิน้ำร้อนในถัง พลังงานที่แผงรับแสงอาทิตย์ทำได้ และปริมาณความร้อนเสริมที่ระบบต้องใช้ เป็นต้น



รูปที่ 4.4 แผนภาพแสดงขั้นตอนการคำนวณสมรรถนะของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ของโปรแกรม "TRNSYS"

๔.๓ วิธีวิเคราะห์หาตัวพารามิเตอร์ที่เหมาะสม

พารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม หมายถึง พารามิเตอร์ซึ่งเมื่อนำไปใช้ออกแบบระบบ จะทำให้ค่าใช้จ่ายรายปี(Annual Operating Cost), $C_{s,a}$, ของระบบมีค่าต่ำสุด ค่าใช้จ่ายรายปีของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์คือ

$$C_{s,a} = (C_c A + C_t bA + C_y A)I + Q_{aux} C_f + M \qquad 4.4$$

เมื่อ $$I = i(1+i)^n/((1+i)^n-1)$$

และ C_c = ราคาต่อหน่วยพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์, A = พื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์, C_t = ราคาต่อหน่วยปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อน, b = ปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อนต่อหน่วยพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ C_y = ค่าใช้จ่ายอื่นๆต่อหน่วยพื้นที่ เช่น ค่าติดตั้งระบบ เป็นต้น , i =อัตราดอกเบี้ยต่อปี, n= อายุการใช้งาน, Q_{aux} = ปริมาณพลังงานเสริมรายปี, C_f = ราคาต่อหน่วยของพลังงานเสริม และ M = ค่าบำรุงรักษาระบบรายปี

สำหรับระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ปริมาณพลังงานเสริมมีสมการเป็น (9)

$$Q_{aux} = Q_m \exp^{-\lambda A} \qquad 4.5$$

เมื่อ Q_m และ λ = ค่าคงที่

ในระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ค่าใช้จ่ายรายปีของระบบจะขึ้นกับราคาของระบบเป็นสำคัญ และราคาของระบบจะขึ้นอยู่กับราคาต่อหน่วยพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ และของถังเก็บน้ำร้อน ราคาของแผงรับแสงอาทิตย์มีหลายระดับขึ้นกับชนิดและคุณภาพของแผงรับแสงอาทิตย์ สำหรับระบบซึ่งใช้แผงรับแสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งและใช้พารามิเตอร์ใดๆที่กำหนดให้ ขนาดของระบบซึ่งหมายถึงจำนวนพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่ใช้ที่เหมาะสมคือระบบที่ต้องการค่าใช้จ่ายรายปีต่ำสุด หรือ

$$\frac{dC}{dA}_{s,a} = 0 \qquad 4.6$$

ได้คำตอบจากสมการ๔.๔เป็น $A_{op} = (1/\lambda)\ln(Q_m C_f \lambda/((C_c+bC_t+C_y)I) \qquad 4.7$

เมื่อ A_{op} = พื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบเมื่อราคาต่อหน่วยของแผงฯ, ถังเก็บน้ำร้อน, พลังงานเสริมและค่าใช้จ่ายอื่นๆคิดในมูลค่าปัจจุบัน

สำหรับระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ใดๆ เมื่อใช้ขนาดพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์น้อย, A_1 ระบบจะต้องการปริมาณพลังงานเสริมมาก, Q_{aux1} , และถ้าระบบใช้ขนาดพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์มาก, A_2 , ระบบจะต้องการปริมาณพลังงานเสริมน้อย, Q_{aux2} , แต่โดยที่ระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นระบบเดียวกันและมีเพียงพารามิเตอร์ A เท่านั้นที่แตกต่างกัน ดังนั้นโดยแทนค่า A_1, A_2 , Q_{aux1} และ Q_{aux2}ในสมการ ๔.๔ ได้

$$\lambda = (\ln(Q_{aux1}/Q_{aux2}))/(A_2 - A_1) \qquad 4.8$$

ปริมาณพลังงานเสริม Q_{aux1} และ Q_{aux2}คำนวณโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ TRNSYS (10)

ถ้าราคาพลังงานและค่าของเงินไม่คงที่ ให้ดัดแปลง C_f และ I ที่ใช้ในสมการ ๔.๗ เป็น $\bar{C}_f$ และ $\bar{I}$ ตามลำดับ

เมื่อ $\bar{C}_f = C_f(\sigma/n)$ 4.9

และ $\bar{I} = \mu/n$ 4.10

เมื่อ C_f = ค่าปัจจุบันของเชื้อเพลิง , σ = inflation-discount function และ μ = life cycle solar cost fraction, n = อายุการใช้งานของระบบฯ รายละเอียดการคำนวณ σ และ μ อยู่ในหัวข้อ ๔.๔

๔.๔ <u>ขอบเขตของค่าพารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา</u>

ข้อกำหนดของค่าพารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์มีดังนี้

แผงรับแสงอาทิตย์

. ติดตั้งหันหน้าไปทิศใต้ แผงฯวางเอียงทำมุม ๑๔° กับระนาบระดับ สถานที่ติดตั้งที่กรุงเทพฯ เส้นรุ้งที่ ๑๓.๕° เหนือ

. อัตราการไหลของน้ำเข้าแผงเท่ากับ ๐.๐๑๔ $1/m^2s$

. กระจกใสมีค่าการผ่านทะลุเท่ากับ ๐.๘๘ และ ๐.๗๔ สำหรับกระจก ๑ ชั้นและ ๒ ชั้นตามลำดับ

. แผ่นดูดแสงอาทิตย์มี ๒ แบบคือ แบบผิวสีดำ($\alpha_p = 0.94$และ $\varepsilon_p = 0.87$) หรือแบบผิวเป็นซีเลคตีฟ($\alpha_p = 0.92$ และ $\varepsilon_p = 0.12$)

ถังเก็บน้ำร้อน

. กำหนดให้น้ำในถังแบ่งออกเป็น ๓ ชั้นตามความหนาแน่น

. สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนของถังเท่ากับ ๑.๔๔ $KJ/hr.m^{2o}c$

. ขนาดความสูงของถังเท่ากับ ๑.๕ เมตร

. น้ำดิบที่ไหลเข้าทดแทนน้ำที่นำออกไปใช้ เข้าทางก้นถังที่อุณหภูมิเท่ากับอุณหภูมิบรรยากาศ

อุปกรณ์ทำความร้อนเสริม

. น้ำร้อนที่ไหลออกจากอุปกรณ์ทำความร้อนเสริมมีอุณหภูมิอย่างต่ำเท่ากับอุณหภูมิน้ำร้อนที่กำหนด T_{set}

. ในกรณีที่น้ำร้อนจากถังเก็บน้ำร้อนมีอุณหภูมิสูงกว่าอุณหภูมิน้ำร้อนที่กำหนด T_{set} อุปกรณ์ทำความร้อนเสริมจะไม่ทำงาน และอัตราการไหลของน้ำร้อนไป load จะลดลงตามสัดส่วนของอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นจาก T_{set}

$$\dot{m}' = (T_{set} - T_a)\dot{m}/(T_L - T_a) \qquad 4.11$$

เมื่อ $\dot{m}$, $\dot{m}'$ = อัตราการไหลของน้ำร้อนที่กำหนดที่อุณหภูมิ T_{set} และอัตราการไหลของน้ำร้อนที่แก้ไขแล้ว ในกรณีที่อุณหภูมิน้ำร้อนสูงกว่า T_{set} , T_L = อุณหภูมิของน้ำร้อนไหลไป load, T_a = อุณหภูมิของอากาศ

อัตราการใช้น้ำร้อน

. ระบบทำน้ำร้อนที่นำมาศึกษามีรูปแบบการใช้น้ำร้อน ๕ แบบและมีอัตราการใช้ทั้งหมดวันละ ๑๐๐๐ 1/day ที่อุณหภูมิ T_{set} ที่กำหนดคือ ๖๐°, ๗๐° และ ๘๐°ซ สำหรับระบบที่ขนาดโตกว่านี้ ขนาดของพารามิเตอร์คือพื้นที่รับแสงอาทิตย์จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับอัตราการใช้น้ำร้อนที่เพิ่มขึ้น

๔.๕ ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนที่เหมาะสม

ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนที่เหมาะสมที่ผู้ออกแบบนิยมใช้กับจะมีค่าระหว่าง ๕๐-๑๐๐ ลิตร/ม^{๒} (พื้นที่แผง) (๑) ในการศึกษานี้จะได้ศึกษาขนาดของถังเก็บน้ำร้อนที่แน่นอนเพื่อจะได้นำไปใช้ต่อไป รายละเอียดของการศึกษามีดังนี้

๑. โดยการกำหนดรูปแบบของระบบทำน้ำร้อนขึ้น ระบบประกอบด้วยระบบย่อยนำมาต่อเข้าด้วยกันดังแสดงในรูปที่ ๒.๑๐ โดยกำหนดให้ผู้ใช้น้ำร้อนเป็นประเภท ๓ ซึ่งใช้ปริมาณน้ำร้อนเท่ากันระหว่างกลางวันและกลางคืน จึงอาจใช้เป็นตัวแทนของผู้ใช้ ๔ ประเภทที่เหลือ อัตราการใช้น้ำร้อนเท่ากับ ๑๐๐๐ ลิตร/วัน ที่อุณหภูมิ ๖๐°ซ และ ๗๐°ซ

๒. โดยกำหนดให้ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนที่ใช้กับระบบในข้อ ๑ มีหลายขนาดคือ ๕๕, ๖๕, ๗๕ และ ๘๕ ลิตร/ม^{๒} (พื้นที่แผง) นำถังเก็บน้ำร้อนทั้ง ๔ ขนาดดังกล่าว ไปใช้กับระบบผลิตน้ำร้อนตามข้อ ๑ สถานที่และลักษณะการติดตั้งระบบเช่นเดียวกับที่กล่าวในหัวข้อ ๔.๔ โดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูป "TRNSYS" (ดูวิธีใช้ "TRNSYS" ในหัวข้อ ๔.๖) คำนวณปริมาณพลังงานเสริมรายปีที่ระบบซึ่งใช้ถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดใช้

๓. นำผลการคำนวณตามข้อ ๒ ซึ่งได้แก่ปริมาณพลังงานเสริมรายปี Q_{aux} ที่ระบบใช้ เมื่อระบบใช้แผงรับแสงอาทิตย์หลายขนาด มาจัดเข้ารูปตามสมการ

$$Q_{aux} = Q_{m}\exp(-\lambda A)$$

สมการของ Q_{aux} ของระบบฯที่ขนาดถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดแสดงในตารางที่ ๔.๑

๔. คำนวณค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดซึ่งระบบฯใช้โดยใช้สมการ

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อน =(ราคาต่อหน่วยของถังเก็บน้ำร้อน x ขนาดของถังฯ x พท.แผงฯ)/σ + ราคาพลังงานเสริมรายปี

เมื่อ σ = inflation-discount function, ราคาต่อหน่วยของถังเก็บน้ำร้อนกำหนดให้เท่ากับ ๖, ๘ และ ๑๐ บาท/ลิตร ขนาดของถังเท่ากับ ๕๕, ๖๕, ๗๕ และ ๘๕ ลิตร/ม^{๒} และราคาพลังงานเสริมรายปี = Q_{aux} x C_f เมื่อ Q_{aux} = ปริมาณพลังงานเสริมรายปีที่ระบบซึ่งใช้แผงรับแสงอาทิตย์ขนาด A และ C_f เท่ากับราคาของพลังงานเสริม (กำหนดให้เท่ากับ ๐.๑๕, ๐.๒๕, ๐.๓๕, ๐.๔๕ และ ๐.๕๕ บาท/MJ)

๕. โดยเปรียบเทียบราคาพลังงานเสริมรายปีเมื่อขนาดของถังฯ เป็น ๕๕, ๖๕, ๗๕ และ ๘๕ ลิตร/ม^{๒} ตัวอย่างของผลการคำนวณซึ่งนำมาเปรียบเทียบกันที่ราคาถังเก็บน้ำร้อนเท่ากับ ๘ บาท/ลิตร ราคาพลังงานเสริมและขนาดถังหลายขนาด แสดงในตารางที่ ๔.๒ และรูปที่ ๔.๕

ตารางเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนขนาด ๕๕, ๖๕, ๗๕ และ ๘๕ ลิตร/ม^{๒} แผงรับแสงอาทิตย์แบบผิวของแผ่นดูดทาสีดำและแบบเป็นซีเลคตีฟ และอุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ ๖๐°ซ และ ๗๐°

ตารางที่ 4.1

ความสัมพันธ์ของปริมาณพลังงานเสริมที่ใช้รายปี, Q_{aux}, กับพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์, A, ของระบบซึ่งใช้ถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาด แต่ติดตั้งทำงานภายใต้สภาวะการใช้งานเดียวกัน

ลักษณะของระบบ U,T,S,C*	ขนาดของถังเก็บน้ำร้อน	สมการแสดงความสัมพันธ์ของ Q_{aux} กับ A, MJ/ปี
3,60,B,1	55	Q_{aux} = 57,927.5 exp(-0.1305858A)
	65	" = 57,927.4 exp(-0.1361694A)
	75	" = 57,762.6 exp(-0.1344348A)
	85	" = 57,598.5 exp(-0.1322758A)
3,70,B,1	55	Q_{aux} = 69,305.8 exp(-0.0714648A)
	65	" = 69,335.3 exp(-0.0720609A)
	75	" = 69,217.7 exp(-0.0706322A)
	85	" = 69,077.0 exp(-0.0694489A)
3,60,S,1	55	Q_{aux} = 65,214.0 exp(-0.1964839A)
	65	" = 65,251.0 exp(-0.1994236A)
	75	" = 66,281.0 exp(-0.2057503A)
	85	" = 67,051.0 exp(-0.2073826A)
3,70,S,1	55	Q_{aux} = 73,245.8 exp(-0.1045766A)
	65	" = 72,847.4 exp(-0.1054925A)
	75	" = 72,562.4 exp(-0.1025499A)
	85	" = 72,488.6 exp(-0.1003729A)

* U,T,S,C : U = ประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน, T = ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน, S = ชนิดของผิวแผ่นดูดแสงอาทิตย์, B = สีดำ และ S = ซีเลคตีฟ, C = จำนวนกระจกปิดด้านบนแผง

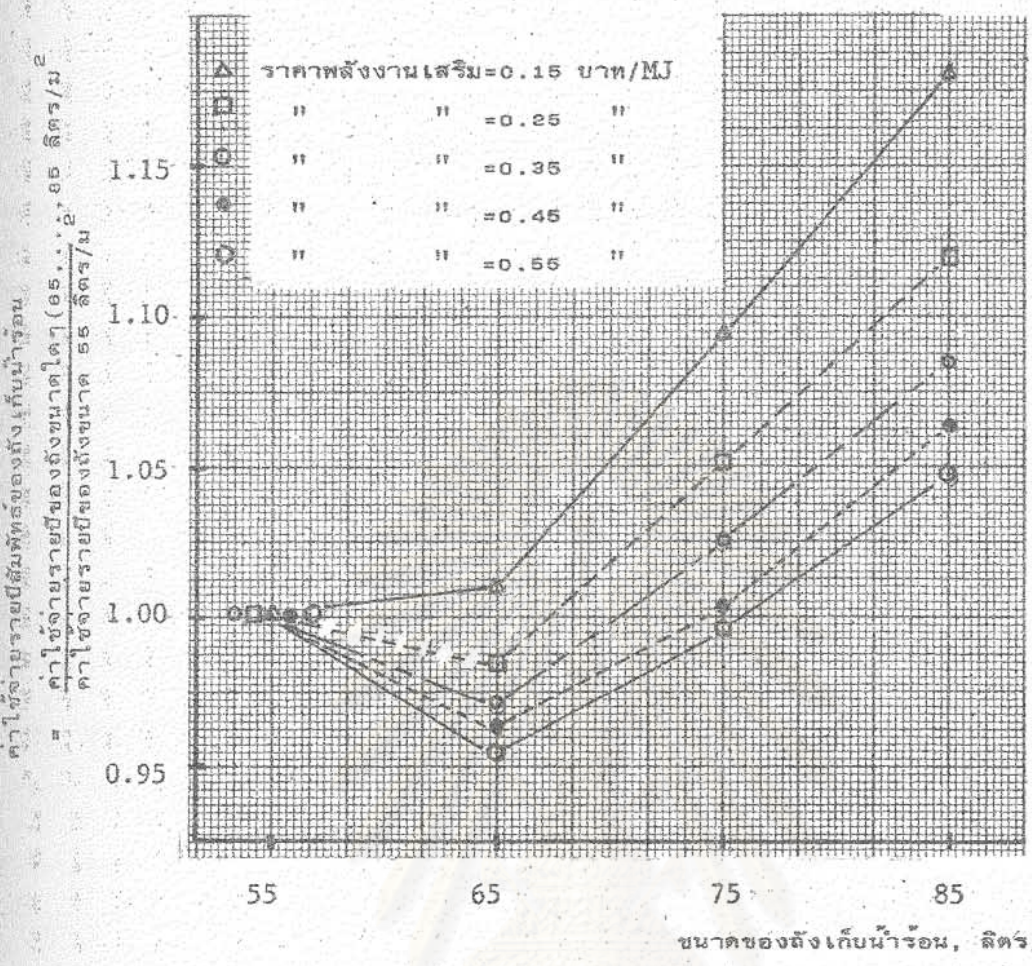
ตารางที่ ๔.๒

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบที่มีลักษณะการใช้งานเดียวกับแผงแบบกระจกชั้นเดียว แผงแบบที่ผิวเป็นสีดำ ผู้ใช้ประเภท ๓ ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ ๖๐ °ซ

Storage cost = 8 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area, sq.m.			
		5	10	15	20
.15	55	4760	2829	1938	1588
	65	4679	2788	1969	1694
	75	4745	2905	2124	1884
	85	4826	3036	2289	2081
.25	55	7775	4398	2755	2013
	65	7612	4273	2721	2074
	75	7692	4410	2893	2276
	85	7799	4570	3081	2490
.35	55	10790	5968	3572	2438
	65	10544	5757	3473	2455
	75	10640	5915	3661	2669
	85	10772	6104	3873	2899
.45	55	13806	7537	4389	2863
	65	13477	7242	4224	2835
	75	13587	7420	4429	3061
	85	13745	7639	4665	3308
.55	55	16821	9107	5205	3289
	65	16410	8727	4976	3216
	75	16535	8925	5198	3454
	85	16717	9173	5457	3717

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.5 แสดงค่าใช้จ่ายรายปีสัมพัทธ์ของถังเก็บน้ำร้อน 4 ขนาด(55, 65, 75, และ 85 ลิตร/ม^2(พื้นที่แผงฯ)) เมื่อนำถังเก็บน้ำร้อนไปติดตั้งใช้งานกับระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งทำงานที่สภาวะเดียวกัน ผู้ใช้น้ำร้อนประเภท 3 (ใช้ปริมาณน้ำร้อนช่วงเวลากลางวันเท่ากับ 50% ของวัน) ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60^{o}ซ. ราคาของพลังงานเสริมที่ระบบใช้มี 5 ประเภทคือ .15, .25, .35, .45, และ .55 บาท/MJ จำนวนพื้นที่แผงฯเท่ากับ 15 ม^2 ราคาถังฯเท่ากับ 8 บาท/ลิตร ถังฯขนาดที่ให้ค่าใช้จ่ายรายปีต่ำสุดคือถังขนาดที่เหมาะสม

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

แสดงในภาคผนวก ง.

สำหรับถังฯที่ติดตั้งใช้งานในระบบซึ่งมีแผงรับแสงอาทิตย์ชนิดผิวของแผ่นดูดเป็นสีดำและระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ ๖๐°ซ เมื่อพิจารณาจากปริมาณพลังงานเสริมที่ใช้(ตารางที่ ๔.๑)แสดงว่าปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบซึ่งใช้ถังขนาด ๖๕ ลิตร/ม^2 ต่ำกว่าระบบซึ่งใช้ถังขนาดอื่นคือ ๕๕, ๗๕ และ ๘๕ ลิตร/ม^2 จึงทำให้ระบบซึ่งใช้ถังขนาด ๖๕ ลิตร/ม^{2}ให้ค่าใช้จ่ายรายปีต่ำ แต่โดยที่ค่าใช้จ่ายรายปีของถังฯเป็นฟังชั่นของทั้งมูลค่าพลังงานเสริมที่ใช้และราคาถังฯ ดังนั้นที่สภาวะซึ่งระดับราคาพลังงานเสริมต่ำ(๐.๑๕ บาท/MJ) และจำนานพื้นที่ของแผงที่ใช้สูง(๒๐ ม^2) ขนาดถังที่เหมาะสมจะลดลงเป็น ๕๕ ลิตร/ม^2

เมื่อระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเพิ่มเป็น ๗๐°ซ โดยอาศัยหลักการพิจารณาตามที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนที่เหมาะสมจะอยู่ระหว่าง ๕๕ ลิตร/ม^2 และ ๖๕ ลิตร/ม^2 ที่เป็นเช่นนี้เพราะปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบซึ่งใช้ถังขนาด ๖๕ ลิตร/ม^{2}ต่ำกว่าระบบซึ่งใช้ขนาดถังอื่นเพียงเล็กน้อย ทำให้ราคาต่อหน่วยของถังมีอิทธิพลต่อค่าใช้จ่ายรายปีของถังมากกว่า เมื่อพิจารณาโดยส่วนรวมแล้ว สำหรับระบบผลิตน้ำร้อนที่อุณหภูมิ ๗๐°ซ ควรใช้ถังขนาด ๕๕-๖๕ ลิตร/ม^2

สำหรับถังที่ติดตั้งใช้งานกับระบบซึ่งมีแผงชนิดผิวของแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟและระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ ๖๐°ซ และ ๗๐°ซ โดยใช้หลักการพิจารณาดังที่กล่าวมาแล้ว ขนาดของถังที่เหมาะสมเท่ากับ ๖๕ ลิตร/ม^2 เนื่องจากความแตกต่างของค่าใช้จ่ายรายปีของระบบซึ่งใช้ถังขนาด ๖๕ ลิตร/ม^2 กับระบบซึ่งใช้ถังขนาด ๕๕ ลิตร/ม^2 น้อยมาก ที่เป็นเช่นนี้เพราะแผงแบบผิวแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงกว่าแผงซึ่งใช้แผ่นดูดทาสีดำ ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่ระบบผลิตได้จึงสูงกว่าระบบซึ่งใช้แผงชนิดแผ่นดูดทาสีดำเมื่อใช้ขนาดถังเก็บน้ำร้อนเท่ากัน และจากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่กำหนดไว้ว่า ภาระของระบบเป็นแบบที่กำหนดให้ปริมาณพลังงานทั้งหมดที่ระบบต้องจ่ายคงที่ เมื่อระบบผลิตน้ำร้อนได้อุณหภูมิสูงขึ้น ปริมาณน้ำร้อนที่จะต้องใช้จะน้อยลง ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า ระบบที่ใช้แผงแบบให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูง(แผงแบบผิวแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟ) จะใช้ขนาดของถังเก็บน้ำร้อนลดลงกว่าระบบที่ใช้แผงซึ่งมีสมรรถนะต่ำ ถ้าผู้ออกแบบระบบ ใช้ถังเก็บน้ำร้อนที่มีราคาต่อหน่วยต่ำ(ประมาณ ๖ บาท/ลิตร) ขนาดถังเก็บน้ำร้อนที่ควรเลือกใช้งานเท่ากับ ๖๕ ลิตร/ม^2 แต่ถ้าราคาต่อหน่วยของถังสูงกว่า ๖ บาท/ลิตร ขึ้นไป ควรใช้ขนาดถังที่น้อยกว่า ๖๕ ลิตร/ม^2 ลงมา เช่น ๕๕ ลิตร/ม^2

ในการศึกษานี้จะเลือกถังเก็บน้ำร้อนขนาด ๖๕ ลิตร/ม^{2} มาใช้ เพราะในส่วนรวมแล้วจะทำให้ค่าใช้จ่ายรายปีของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำ แม้ว่าที่ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่สูงกว่า ๖๐$^{\circ}$ซ ขึ้นไปขนาดของถังควรจะลดลงก็ตาม แต่ค่าของความแตกต่างของค่าใช้จ่ายรายปีของถังขนาด ๕๕ ลิตร/ม^{2} และ ๖๕ ลิตร/ม^{2} น้อยมาก ในการศึกษานี้จึงใช้ถังขนาด ๖๕ ลิตร/ม^{2}กับทุกระดับอุณหภูมิ

๔.๖ ตัวอย่างการคำนวณค่าพารามิเตอร์ของระบบทำน้ำร้อนที่เหมาะสม

ตัวอย่างการคำนวณที่ยกมาแสดงเป็นของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีส่วนประกอบดังนี้

ประเภทผู้ใช้น้ำร้อน ผู้ใช้น้ำร้อนประเภท ๓ ซึ่งมีอัตราการใช้น้ำร้อนวันละ ๑๐๐๐ ลิตร/วัน ที่อุณหภูมิ ๖๐$^{\circ}$ซ การกระจายของอัตราการใช้น้ำร้อนแสดงในหัวข้อ ๒.๖ หรือในตารางที่ 4.3

แผงรับแสงอาทิตย์ แผ่นดูดแสงอาทิตย์มีผิวสีดำ ให้ค่าการส่งออกรังสีความร้อนเท่ากับ ๐.๘๗ และค่าการดูดแสงอาทิตย์เท่ากับ ๐.๙๔, Collector efficiency factor เท่ากับ ๐.๙, กระจก ๑ ชั้น ให้ค่าการผ่านทะลุเท่ากับ ๐.๘๙ แผงวางเอียง ๑๔ องศาและหันหน้าไปทางทิศใต้

ถังเก็บน้ำร้อน ขนาดความจุของถังเท่ากับ ๖๕ ลิตร/ม^{2} (พื้นที่รับแสงอาทิตย์) กำหนดให้น้ำภายในถังแบ่งเป็น ๓ ชั้นตามระดับอุณหภูมิของน้ำในถัง ความสูงของถังเท่ากับ ๑.๕ ม. ค่าการสูญเสียความร้อนของถังเท่ากับ ๑.๔๔ ก.จูลล์/ม^{2} $^{\circ}$ซ ชม.

อุปกรณ์ทำความร้อนเสริม อุณหภูมิน้ำร้อนที่ไหลออกจากอุปกรณ์ไปยังภาระ ไม่ต่ำกว่า ๖๐$^{\circ}$ซ

ปั๊มน้ำ แบบอัตราการไหลของน้ำคงที่และอัตราการไหลของน้ำเท่ากับ ๐.๐๑๔ ลิตร/ม^{2}วินาที

สถานที่ กรุงเทพฯ

ข้อมูลทางอุตุนิยมวิทยา ดูบทที่ ๓

อุปกรณ์ย่อยของระบบที่ศึกษาเมื่อนำมาต่อเข้าด้วยกันมีลักษณะตามที่แสดงในรูปที่ ๔.๖ รูปที่ ๔.๗ แสดงคำสั่งที่ให้โปรแกรม"TRNSYS" ทำการคำนวณสมรรถนะของระบบตามรูปที่ ๔.๖ และรูปที่ ๔.๘ แสดงตัวอย่างของผลการคำนวณของโปรแกรม"TRNSYS" โดยที่ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ในกรุงจำลองแบบจำนวน ๓ วันต่อเดือน หรือ ๓๖ วันต่อปี ดังนั้นเมื่อเปลี่ยนผลการคำนวณของโปรแกรมเป็นของรายปี ให้คูณผลการคำนวณในรูปที่ ๔.๘ ด้วยค่า ๓๖๕/๓๖ ดังที่แสดงในตารางที่ ๔.๔

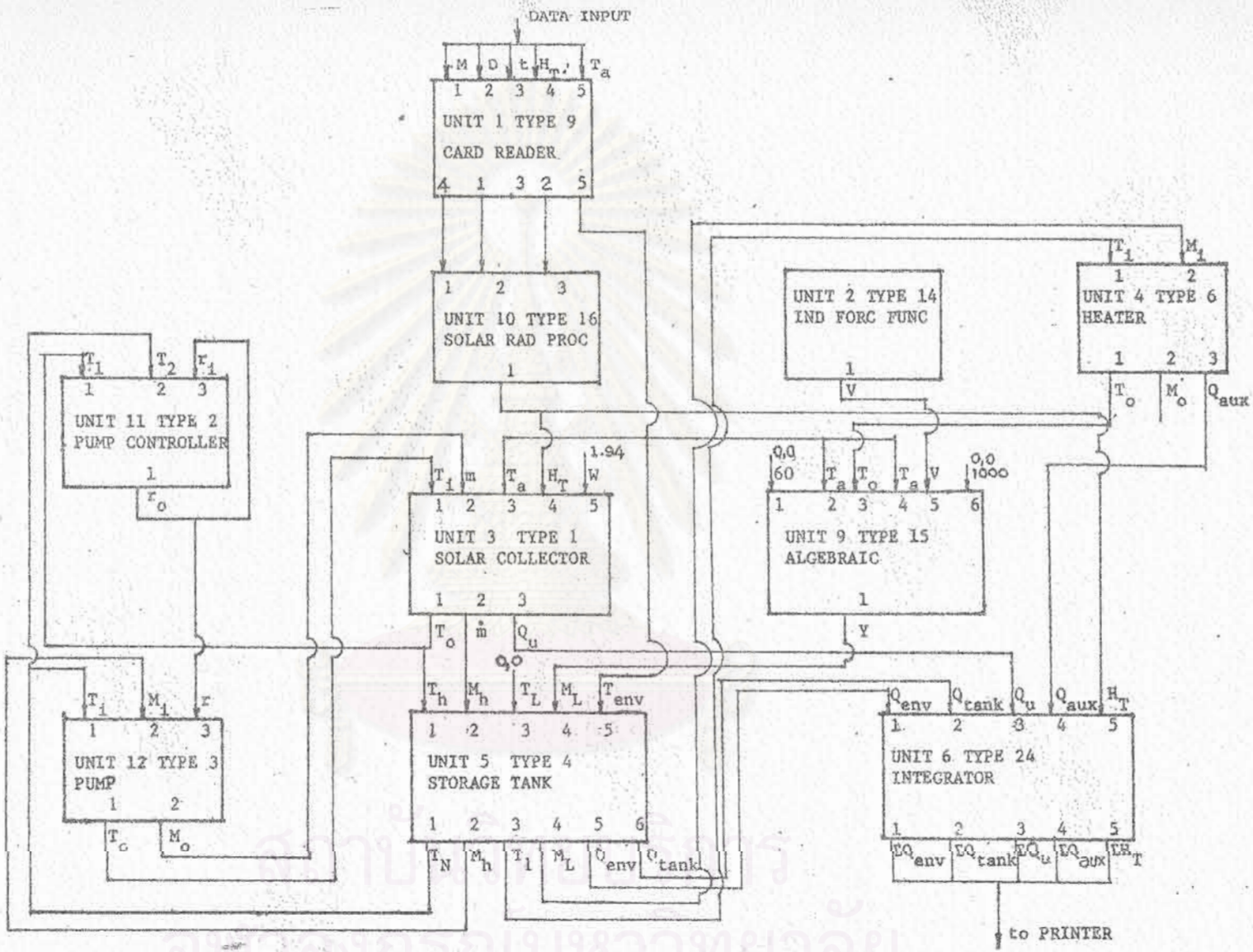
การคำนวณ

รูปที่ 4.9 แสดงความสัมพันธ์ของพลังงานเสริมที่ใช้กับพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์ที่ได้จากการใช้โปรแกรม"TRNSYS" จากการวิเคราะห์พบว่าปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบใช้มีความสัมพันธ์แบบ Exponential กับพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์

$$Q_{aux} = Q_{m}\exp(-0.12193A)$$

เมื่อ $Q_{m} = 56065.9 MJ/year$

หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.6 แสดงการต่อ INPUT และ OUTPUT ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ในโปรแกรม TRNSYS

SIMULATION 0.0 864 0.25	เริ่มการคำนวณที่เวลา = 0. สิ้นสุดการคำนวณเวลา = 864 ชั่วโมง, step time = 0.25 ชั่วโมง
TOLERANCES 0.01 0.01	relative error tolerance ควบคุมการอินทิเกรชั่นและการ converge ของ input&output=.01
LIMIT 50 40	
UNIT 1 TYPE 9 CARD READER PARAMETERS 2 5.0 1.0	อ่านข้อมูล 5 ตัว, step time = 1 ชั่วโมง
UNIT 10 TYPE 16 SOLAR RADIATION PROCESSOR MODE 3 PARAMETERS 7 5.0 1.0 14.0 14.0 0.0 4871.0 0.2 INPUTS 3 1,4 1,1 1,2 0.0 0.0 0.0	เริ่มคำนวณวันที่ 1 ม.ค., Latitude=14°, มุมเอียงของแผงฯ=14°, แผงฯหันหน้าไปทิศใต้, Solar Constant=4871 kJ/m²hr, ค่าการสะท้อนรังสีของพื้น = 0.2
UNIT 3 TYPE 1 SOLAR COLLECTOR MODE 2 PARAMETERS 10 2 22.0 0.9 4.19 0.94 1 0.87 3.6 14.0 0.88 INPUTS 5 12,1 12,2 1,5 10,1 0.0 25.0 0.0 27.0 0.0 1.94	พื้นที่แผงฯ=22 ม², Collector eff. fac=0.9 C_p=4.19 kJ/kg C., α= 0.94, N= 1, ε = 0.87, U_{be}=3.6, s= 14°, τ= 0.88
UNIT 5 TYPE 4 STORAGE TANK, STRATIFIED PARAMETERS 5 1.43 1.5 4.19 1000.0 1.44 INPUTS 5 3,1 3,2 0,0 9,1 1,5 40.0 0.0 25.0 0.0 27.0 DERIVATIVES 3 60.0 50.0 40.0	ปริมาตรถังฯ = 1.43 ม³, ความสูง = 1.5 ม. C_p= 4.19 kJ/kg °C., ρ=1000 kg/m³ U_L= 1.44 kJ/m² hr. น้ำในถังแบ่งเป็น 3 ชั้นมีอุณหภูมิเริ่มต้นเป็น 60°, 50°, และ 40°C.
UNIT 12 TYPE 3 PUMP PARAMETERS 1 1108 INPUTS 3 5,1 5,2 11,1 25.0 0.0 0.0	อัตราการไหลของน้ำผ่านปั๊ม = 1108 1/hr.

รูปที่ 4.7 แสดงคำสั่งในโปรแกรม TRNSYS และคำอธิบาย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

	คำอธิบาย
UNIT 11 TYPE 2 PUMP CONTROLLER, NONSTRICKY PARAMETERS 3 1.0 3.0 0.0 INPUTS 3 3,1 5,1 11,1 20.0 20.0 0.0	ควบคุมแบบ non-sticky, upper dead band difference = 3°C., lower dead band difference = 0
UNIT 4 TYPE 6 HEATER PARAMETERS 4 1000000 60.0 2.0 4.19 INPUTS 2 5,3 5,4 40.0 100.0	maximum heating rate = 1000000 kJ/hr. set temperature = 60° C. dead band temperature diff. = 2°C. ความร้อนจำเพาะของน้ำ = 4.19 kJ/kg°C.
UNIT 2 TYPE 14 INDEPENDENT FORCING FUNCTION PARAMETERS 80 0.0 0.0214 1.0 0.0214 1.0 0.0 6.0 0.0 6.0 0.0133 7.0 0.0133 7.0 0.0459 8.0 0.0459 8.0 0.0689 9.0 0.068 9.0 0.0888 10.0 0.0838 10.0 0.0710 11.0 0.0710 11.0 0.0530 12.0 0.0530 12.0 0.0350 13.0 0.035 13.0 0.0524 14.0 0.0524 14.0 0.0262 15.0 0.0262 15.0 0.0229 16.0 0.0229 16.0 0.0212 17.0 0.0212 17.0 0.0369 18.0 0.0369 18.0 0.067 19.0 0.067 19.0 0.1174 20.0 0.1174 20.0 0.0971 21.0 0.0971 21.0 0.067 22.0 0.067 22.0 0.0524 23.0 0.0524 23.0 0.0467 24.0 0.0467	อัตราการใช้น้ำร้อนรายชั่วโมง ตัวเลขจัดได้เป็นคู่ ตัวแรกคือเวลา ตัวหลังคืออัตราการใช้น้ำ (ปริมาณน้ำที่ใช้ทั้งวันเท่ากับ 1)
UNIT 9 TYPE 15 ALGEBRAIC OPERATIO PARAMETERS 11 0 0 4 0 0 4 2 0 1 0 1 INPUTS 6 0,0 1,5 4,1 1,5 2,1 0,0 60.0 30.0 60.0 30.0 0.0 1000.0	แก้ไขอัตราการใช้น้ำร้อนให้ตรงกับความเป็นจริง เช่น ถ้าอุณหภูมิน้ำร้อนที่จ่ายมากกว่าอุณหภูมิที่กำหนด ให้ลดอัตราการใช้น้ำลง
UNIT 6 TYPE 24 INTEGRATOR INPUT 5 5,5 5,6 3,3 4,3 10,1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	รวมผลการคำนวณ

รูปที่ 4.7(ต่อ) แสดงคำสั่งในโปรแกรม TRNSYS และคำอธิบาย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

```
UNIT 7  TYPE 25  PRINTER 1
   PARAMETERS 1
   2.0
   INPUTS 9
   6,1 6,2 6,3 6,4 5,7 4,3 5,3 3,1 3,4
   QENV QTANK QU QAUX DELE QAUX2 TSL TCO UL

UNIT 8  TYPE 25  PRINTER 2
   PARAMWTERS 1
   2.0
   INPUTS 9
   1,1 1,2 1,3 1,4 1,5 6,5 5,1 9,1 4,1
    M   D   S   H  TA  SQU TN   Y  TL
END
```

คำอธิบาย

แสดงผลการคำนวณ
แสดงผลการคำนวณ

รูปที่ 4.7 (ต่อ) แสดงคำสั่งในโปรแกรม TRNSYS และคำอธิบาย

TIME = 862.0

QENV	QTANK	QU	QAUX1	DELE	QAUX2	TSL	TCO	UL
2.335E 05	4.959E 06	5.325E 06	2.091E 05	4.852E 04	0.0	6.886E 01	2.660E 01	2.550E 01
M	D	S	H	TA	SQU	TN	Y	TL
1.200E 01	3.000E 00	2.200E 01	0.0	2.660E 01	5.938E 05	4.590E 01	5.359E 01	6.836E 01

TIME = 864.0

QENV	QTANK	QU	QAUX1	DELE	QAUX2	TSL	TCO	UL
2.342E 05	4.974E 06	5.325E 06	2.091E 05	3.292E 04	0.0	6.681E 01	2.150E 01	2.550E 01
M	D	S	H	TA	SQU	TN	Y	TL
1.200E 01	3.000E 00	2.400E 01	0.0	2.150E 01	5.938E 05	4.221E 01	1.818E 01	6.681E 01

รูปที่ 4.8 ตัวอย่างของผลการคำนวณที่ได้จากโปรแกรม TRNSYS ที่สิ้นสุดของการคำนวณที่เวลาเท่ากับ 864 ชั่วโมง(36 วัน) พลังงานที่นำไปใช้ประโยชน์, Q_u =5,325,000 kJ/36 วัน, ปริมาณพลังงานเสริม, Q_{aux} = 2,091,000 kJ/36 วัน พลังงานแสงอาทิตย์ตกบนแผงฯ(พื้นที่แผงฯ=22 $ม^2$), SQU = 593,800 kJ/m^2(36 วัน)

ตารางที่ 4.3

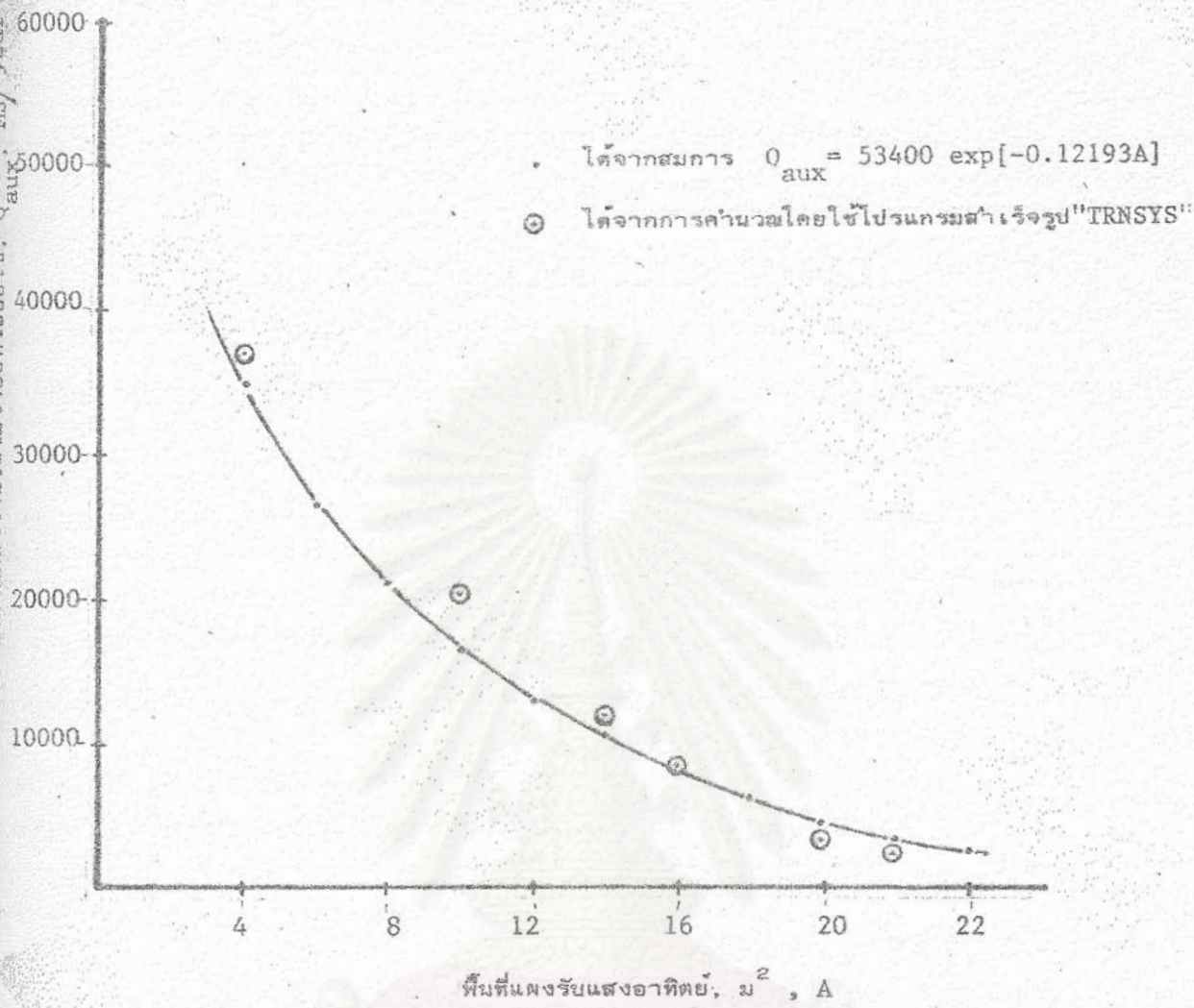
อัตราการใช้น้ำร้อนของผู้ใช้ประเภท 3

ช่วงเวลา ชั่วโมง	อัตราการใช้ ลิตร/ชม	ช่วงเวลา ชั่วโมง	อัตราการใช้ ลิตร/ชม
0 - 1	21.4	14 - 15	26.2
1 - 6	0	15 - 16	22.9
6 - 7	13.3	16 - 17	21.2
7 - 8	45.9	17 - 18	36.9
8 - 9	68.9	18 - 19	67.0
9 - 10	83.8	19 - 20	117.4
10 - 11	71.0	20 - 21	97.1
11 - 12	53.0	21 - 22	67.0
12 - 13	35.0	22 - 23	52.4
13 - 14	52.4	23 - 24	46.7

ตารางที่ 4.4

สมรรถนะของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ (ตามข้อ 4.6)

พื้นที่แผง A, m^2	พลังงานแสงอาทิตย์ตกบนแผงฯ H_T, KJ/year, ต่อ m^2	พลังงานได้จากแผง Q_u, KJ/year	พลังงานสูญเสียที่ถังฯ Q_{env}, KJ/year	พลังงานเสริม Q_{aux}, KJ/y	Q_m, KJ/y
4	6,020,472	15,836,944.	144,884.	37,280,694.	52,972,754.
10	,,	33,650,972.	775,523.	20,448,415.	53,323,864.
14	,,	42,806,389.	1,341,375.	12,163,726.	53,628,740.
16	,,	46,649,028.	1,658,722.	8,623,125.	53,613,431.
20	,,	52,405,451.	2,336,000.	3,499,741.	53,569,192.
22	,,	53,989,583	2,374,527.	2,120,041	53,735,098
				Q_m เฉลี่ย =	53,473,847



รูปที่ 4.9 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานเสริมรายปีที่ระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ใช้, Q_{aux}, กับพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ ผู้ใช้น้ำร้อนประเภท 3 ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 ^{o}ซ. แผงฯแบบแผ่นดูดแสงอาทิตย์มีผิวสีดำกระจก 1 ชั้น อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 ลิตร/วัน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตามรายการเงินลงทุนและอายุการใช้งานของระบบที่กำหนด ได้ $\bar{C}_f = (9.259/15)C_f$ และ $\bar{I} = 0.525/15$ ราคาระบบเท่ากับ ๕๐๐๐ บาท/ม^2 แทนค่า $\bar{C}_f$, $\bar{I}$, C_f = ๐.๑๕ บาท/ก.จูลล์ และ Q_m ในสมการที่ ๔.๗ ได้

$$A_{op} = (1/0.12193)\ln(0.12193 \times 56065.9 \times 0.6172 \times 0.15/5000(0.525/15))$$
$$= 10.54 \text{ m}^2$$

๔.๗ การเลือกศึกษาเฉพาะพารามิเตอร์ของระบบที่จะนำมาใช้งาน

ตามที่แสดงในรูปที่ ๔.๑ พารามิเตอร์ของระบบมีจำนวนมาก บางตัวมีความสำคัญต่อการนำไปใช้ออกแบบระบบน้อยมาก เมื่อเทียบกับพารามิเตอร์ตัวอื่น เช่น ปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อนซึ่งมีค่าอยู่ระหว่าง ๕๐-๑๐๐ ลิตร/ม^{2}พื้นที่รับแสง แต่จากการศึกษาพบว่าขนาดถังเก็บน้ำร้อนเท่ากับ ๖๕ ลิตร/ม^2 เป็นค่าที่เหมาะสม ดังนั้นขนาดของถังอื่นนอกเหนือจากนี้จึงไม่ได้นำมาศึกษา เป็นต้น รายละเอียดของพารามิเตอร์ที่เลือกตัดออกในระบบสำหรับผู้ใช้น้ำร้อนแต่ละประเภทมีดังนี้

ผู้ใช้ประเภทที่ ๑ ใช้น้ำร้อนในช่วงเวลากลางวันเป็น ๑๐๐% เช่นผู้ใช้ประเภทโรงงานอุตสาหกรรม อุณหภูมิน้ำร้อนที่ใช้กำหนดให้ เท่ากับ ๗๐° และ ๘๐°ซ แผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่นดูดสีดำและแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟ จำนวนกระจกเป็น ๑ หรือ ๒

ผู้ใช้ประเภท ๒ ใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวันเป็น ๗๕% เช่นผู้ใช้ประเภทโรงพยาบาล ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ ๖๐° และ ๗๐°ซ แผงรับแสงอาทิตย์เป็นแบบแผ่นดูดสีดำและซีเลคตีฟ เนื่องจากอุณหภูมิน้ำร้อนต่ำ จึงศึกษาเฉพาะจำนวนกระจก ๑ ชั้น

ผู้ใช้ประเภท ๓ ใช้น้ำร้อนช่วงกลางวันเป็น ๕๐% เช่นผู้ใช้ประเภท ที่อยู่อาศัยขนาดกลาง ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนที่ใช้เป็น ๖๐° และ ๗๐°ซ แผงเป็นแบบกระจก ๑ ชั้น แผ่นดูดเป็นสีดำและเป็นซีเลคตีฟ

ผู้ใช้ประเภท ๔ ใช้น้ำร้อนช่วงกลางวันเป็น ๒๕% เช่น ผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัยขนาดเล็ก ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่ใช้คือ ๖๐° และ ๗๐°ซ แผงเป็นแบบกระจก ๑ ชั้น แผ่นดูดเป็นสีดำและเป็นซีเลคตีฟ

ผู้ใช้ประเภท ๕ ใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวันเป็น ๐% เช่น ผู้ใช้ประเภทที่เปิดบริการตอนเย็น เช่น ภัตราคารที่เปิดตอนเย็น ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่ใช้คือ ๖๐° และ ๗๐°ซ แผงเป็นแบบกระจก ๑ ชั้น แผ่นดูดเป็นสีดำและเป็นซีเลคตีฟ

ตารางที่ 4.5 แสดงผลการคำนวณของ Q_{aux} และพื้นที่ของแผง ของผู้ใช้ทั้ง ๕ ประเภท จากการศึกษาพบว่าที่ระดับอุณหภูมิ ๖๐°ซ ความสัมพันธ์ของ Q_{aux} กับ A จะไม่เป็นแบบ Exponential ตลอดค่าของ A ($0 < A < \infty$) (ดูรูปที่ 4.9) แต่ถ้าจะใช้สมการ Exponential สมการเดียวก็ทำได้ โดยมีค่าผิดพลาดที่ค่าพื้นที่ A น้อยกว่า ๕ ลงไป ในวิธีการคำนวณหา A_{op} นั้นต้องการสมการ

ตารางที่ 4.5

ความสัมพันธ์ของปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบใช้, Q_{aux}, กับพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์, A

ระบบ*	สมการสำหรับใช้คำนวณ A $Q_{aux}=Q_m \exp(-\lambda A)$, MJ/year	สมการสำหรับใช้คำนวณค่าใช้จ่ายรายปี $Q'_{aux}=Q'_m \exp(-\lambda(A-Ex))$, MJ/year	ข้อจำกัด
1,70,B,1	Q_{aux}=69,944.8×exp(-0.06756A)		
1,70,B,2	,, =70,095.7×exp(-0.07022A)		
1,70,S,1	,, =70,679.7×exp(-0.07877A)		
1,70,S,2	,, =70,600.0×exp(-0.08000A)		
1,80,B,2	,, =85,651.3×exp(-0.04909A)		
1,80,S,1	,, =85,690.8×exp(-0.05900A)		
1,80,S,2	,, =85,690.8×exp(-0.05700A)		
2,60,B,1	Q_{aux}=56,331.4×exp(-0.12158A)	Q'_{aux}=53,889.6×exp(-0.07768A)	[A ≤ 4]
		,, =53,971.6×exp(-0.12489(A-1.5))	[A > 4]
2,60,S,1	,, =56,826.2×exp(-0.137467A)	,, =53,263.0×exp(-0.11374A)	[A ≤ 4]
		=53,000.0×exp(-0.15000(A-1))	[A > 4]
2,70,B,1	,, =69,053.9×exp(-0.069076A)		
2,70,S,1	,, =70,137.4×exp(-0.085750A)		
3,60,B,1	Q_{aux}=56,065.9×exp(-0.1219300A)	Q'_{aux}=53,563.9×exp(-0.06255A)	[A ≤ 4]
		,, =53,660.0×exp(-0.12600(A-2))	[A > 4]
3,60,S,1	,, =56,499.9×exp(-0.135000A)	,, =53,563.0×exp(-0.11139A)	[A ≤ 4]
		,, =53,800.0×exp(-0.15000(A-1))	[A > 4]
3,70,B,1	,, =68,790.0×exp(-0.069000A)		
3,70,B,2	,, =69,471.9×exp(-0.071500A)		
3,70,S,1	,, =69,947.5×exp(-0.086000A)		
4,60,B,1	Q_{aux}=56,662.9×exp(-0.121590A)	Q'_{aux}=54,297.8×exp(-0.06537A)	[A ≤ 4]
		,, =54,000.0×exp(-0.12800(A-2))	[A > 4]
4,60,S,1	=56,921.8×exp(-0.134470A)	,, =54,465.0×exp(-0.11250A)	[A ≤ 4]
		,, =54,465.6×exo(-0.15000(A-1))	[A > 4]
4,70,B,1	,, =69,944.0×exp(-0.075000A)		
4,70,S,1	,, =70,684.6×exp(-0.086500A)		
5,60,B,1	Q_{aux}=56,962.5×exp(-0.120991A)	Q'_{aux}=55,000.0×exp(-0.06720A)	[A ≤ 4]
		,, =54,300.0×exp(-0.12800(A-2))	[A > 4]

5,60,S,1	Q_{aux}=57,289.4×exp(-0.133540A)	Q'_{aux}=55,000.0×exp(-0.11330A)	[A ≤ 4]
		,, =54,823.0×exp(-0.15000A)	[A > 4]
5,70,B,1	,, =68,000.0×exp(-0.070837A)		
5,70,S,1	,, =68,946.0×exp(-0.086318A)		

* U,T,S,C: U = ประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน มี ๕ ประเภท; T = ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน, °C.; S = ชนิดของผิวของแผ่นดูดแสงอาทิตย์, B = สีดำ และ S = ผิวซีเล็กตีฟ; C = จำนวนกระจกปิดบนแผง ฯ, 1 หรือ 2

ต่อเนื่องตลอดค่าของ A จึงจำเป็นต้องใช้สมการ $Q_{aux}=Q_m e^{-\lambda A}$ เพียงสมการเดียวโดยยอมรับในข้อผิดพลาดที่ค่า A น้อยกว่า ๔ ลงไป แต่ในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายรายปีของระบบนั้น จำเป็นต้องใช้ค่าถูกต้องของ Q_{aux} ที่ค่า A ใดๆโดยไม่จำเป็นต้องเป็นแบบสมการเดียวตลอดค่าของ A ดังนั้นในกรณีที่เขียนแทนความสัมพันธ์ของ Q_{aux} และ A ไม่ได้ด้วยหนึ่งสมการ ก็เขียนแยกเป็น สองสมการ ดังที่แสดงในตารางที่ 4.5 จากการศึกษาพบว่าที่ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ ๗๐ และมากกว่าแล้ว ปัญหาที่กล่าวข้างต้นจะไม่พบ

ตัวอย่างการแสดงค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของระบบ

ตัวอย่างของการคำนวณค่า Q_{aux} ของผู้ใช้ประเภท ๓ ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ ๖๐°ซ แผงแบบแผ่นดูดสีดำ กระจก ๑ ชั้น ได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.6 และรูปที่ 4.10 อายุการใช้งาน 15 ปี กำหนดให้ดอกเบี้ยเงินกู้ ๑๗% สำหรับผู้ใช้ประเภทอุตสาหกรรม โรงแรม อัตราเงินเฟ้อ ๘% และอัตราส่วนลด ๑๔% ราคาของระบบต่อหน่วยพื้นที่แผงเป็น ๕๐๐๐, ๖๐๐๐,...,๙๐๐๐ บาท/ม^2 และราคาพลังงานเสริมเป็น ๐.๑๕, ๐.๒๕, ๐.๓๕, ๐.๔๕ และ ๐.๕๕ บาท/MJ

สำหรับระดับอุณหภูมิน้ำร้อนและแผงรับแสงอาทิตย์แบบอื่นตามที่แสดงในรายละเอียดใน ตาราง 4.6 ได้รวบรวมไว้ในตารางในภาคผนวก จ.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.8

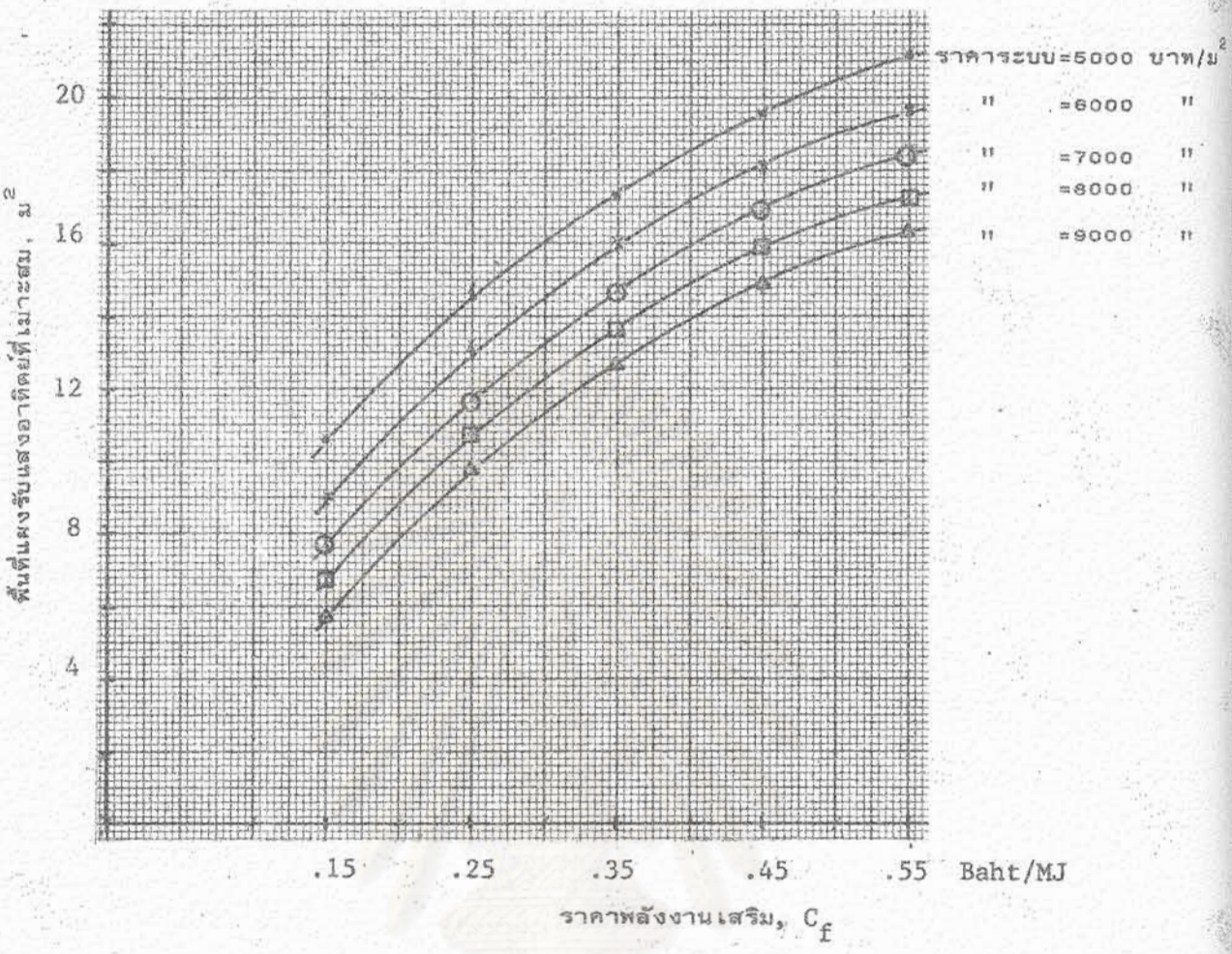
แสดงพื้นที่แผงที่เหมาะสม, A_{op}, ของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ผู้ใช้น้ำร้อนประเภท 3, อุณหภูมิน้ำร้อน 60°ซ, อายุการใช้งานระบบ 15 ปี ดอกเบี้ย 17%

$(C_c + bC_t + C_y)$*** Baht/m^2	C_f** Baht/MJ	A_{op}* m^2	$(C_c + bC_t + C_y)$ Baht/m^2	C_f Baht/MJ	A_{op} m^2
5000	0.15	10.54	7000	0.15	7.79
	0.25	14.73		0.25	11.97
	0.35	17.49		0.35	14.73
	0.45	19.55		0.45	16.80
	0.55	21.2		0.55	18.44
6000	0.15	9.05	8000	0.15	6.69
	0.25	13.24		0.25	10.88
	0.35	16.00		0.35	13.64
	0.45	18.06		0.45	15.70
	0.55	19.71		0.55	17.35
			9000	0.15	5.72
				0.25	9.91
				0.35	12.67
				0.45	14.73
				0.55	16.38

* อายุการใช้งานของระบบ 15 ปี ดอกเบี้ย 17%
ในกรณีที่อัตราการใช้น้ำร้อนมากกว่า 1000 ก.ก./วัน ให้เพิ่มพื้นที่ A_{op} เป็นสัดส่วนขึ้นไป
ถ้าเลือกขนาด A_{op} ให้เลือกจำนวนที่เพิ่มครั้งละ 2 ตารางเมตรขึ้นไป (เพราะพื้นที่ของแผงประมาณเท่ากับ 2 ตารางเมตร/แผง)

** พลังงานเสริมแบ่งเป็น 2 ประเภทคือ
พลังงานจากกระแสไฟฟ้า (ประสิทธิภาพเชิงความร้อน 100%(3))
กระแสไฟฟ้าหน่วยละ (kw-hr) 1.5 บาท, C_f = 0.416 Baht/MJ
" " 2.0 " C_f = 0.55 "
พลังงานจากน้ำมัน (ประสิทธิภาพเชิงความร้อน 80%(3))
ราคาน้ำมันลิตรละ 4.0 บาท, C_f = 0.167 Baht/MJ
" " 4.5 " C_f = 0.188 "
" " 5.0 " C_f = 0.209 "
พลังงานจากกาซหุงต้ม (ประสิทธิภาพเชิงความร้อน 60%(3))
ราคากาซกิโลกรัมละ 8 บาท, C_f = 0.267 Baht/MJ
" " 9 " C_f = 0.300 "
" " 10 " C_f = 0.221 "

*** ราคารวมของระบบต่อหน่วยพื้นที่แผง



รูปที่ 4.10 พื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อราคาของระบบฯต่อหน่วยพื้นที่ของแผงฯเป็น 5000, 6000, 7000, 8000, และ 9000 บาท/ม^2 (พื้นที่ของแผงฯ) และราคาต่อหน่วยของพลังงานเสริมเป็น .15, .25, .35, .45, และ .55 บาท/MJ แผงฯชนิดแผ่นดูดมีผิวสีดำ กระจก 1 ชั้น อุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ 60°ซ. อายุการใช้งาน 15 ปี ดอกเบี้ยเงินกู้ 17 % อัตราส่วนลด 14 % อัตราเงินเฟ้อ 8 %

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

๔.๔ การนำแผงรับแสงอาทิตย์ต่างชนิดมาติดตั้งทำงานร่วมกัน

หนทางหนึ่งซึ่งอาจช่วยให้การใช้ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์มีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์มากขึ้น คือ การลดราคาของระบบลง ระบบย่อยที่อาจลดราคาได้คือแผงรับแสงอาทิตย์ โดยใช้แผง ๒ แบบหรือมากกว่ามาต่อทำงานร่วมกัน เช่น แผงแบบแผ่นดูดสีดำ กระจก ๑ ชั้น(ราคาถูก) ให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงที่ระดับอุณหภูมิต่ำแต่ให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนต่ำที่ระดับอุณหภูมิสูงจะนำมาติดตั้งไว้ตอนต้นของระบบโดยรับน้ำจากถังเก็บน้ำร้อน เพื่อผลิตน้ำร้อนแล้วส่งให้แผงซึ่งมีประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงที่ระดับอุณหภูมิสูง(ราคาแพง) โดยวิธีนี้จะได้ระบบที่ผลิตน้ำร้อนได้ตามที่ต้องการแต่มีราคาของระบบลดลง

จากผลการศึกษา(หัวข้อ ๔.๗) แสดงว่าแผงรับแสงอาทิตย์แบบที่ผิวของแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟมีสมรรถนะการทำงานสูงกว่าแผงชนิดผิวของแผ่นดูดเป็นสีดำ โดยเฉพาะที่ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนสูงกว่า ๗๐°ซ แผงแบบผิวเป็นซีเลคตีฟมีราคาแพงและยังไม่อาจผลิตขึ้นได้เชิงพาณิชย์ภายในประเทศ การนำแผงแบบแผ่นดูดสีดำและกระจก ๒ ชั้นซึ่งผลิตเชิงพาณิชย์ได้ภายในประเทศมาแทนแผงแบบแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟจึงเป็นเป้าหมายในการศึกษา ดังแสดงในรูปที่ ๔.๑๑(ก.) เป็นการต่อเข้าด้วยกันของแผงแบบแผ่นดูดสีดำกระจก ๑ ชั้นและแบบกระจก ๒ ชั้น และระบบที่ใช้แผงแบบกระจก ๒ ชั้นอย่างเดียว(ดูรูปที่ ๔.๑๑ ข.) ผู้ใช้น้ำร้อนประเภทที่ระดับอุณหภูมิ ๘๐°ซ ปริมาณน้ำร้อนที่ระบบทั้งสองผลิตได้เท่ากัน โดยการใช้โปรแกรม"TRNSYS" คำนวณปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบใช้เมื่อขนาดพื้นที่แผงกระจก ๑ ชั้นเป็น A_1 และแผงที่มีกระจก ๒ ชั้นเป็น A_2 รูป ๔.๑๑ ก. การศึกษาเบื้องต้นที่ทำโดยกำหนดให้ $A_1 = A_2$ พบว่าสมรรถนะของระบบในรูปที่ ๔.๑๑(ก) ต่ำกว่าระบบที่ใช้แผงแบบกระจก ๒ ชั้นอย่างเดียว กล่าวคือ ถ้าระบบที่ใช้แผงแบบแผ่นดูดสีดำและกระจก ๒ ชั้น ให้สมการของพลังงานเสริม, Q_{aux} เป็น85,623.68exp(-.049090A) ถ้าระบบใช้แผง ๒ แบบแบบกระจก ๑ ชั้นต่อร่วมกับแบบกระจก ๒ ชั้นโดยมีขนาดพื้นที่แผงเท่ากัน ระบบจะให้สมการของพลังงานเสริมเป็น Q_{aux} = 85,623.6 exp(-0.0457853A)

โดยใช้วิธีการคำนวณตามข้อ ๔.๓ และโดยกำหนดให้ราคาของระบบที่ใช้แผงแบบกระจก ๒ ชั้นสูงกว่าระบบที่ใช้แผง ๒ แบบเท่ากับ ๕%แล้ว ค่าใช้จ่ายรายปีของระบบที่ใช้แผงแบบกระจก ๒ ชั้นจะต่ำกว่าของระบบที่ใช้แผง ๒ แบบประมาณ ๑๐% สาเหตุที่ระบบใช้แผงแบบกระจก ๒ ชั้นให้สมการพลังงานเสริมและค่าใช้จ่ายรายปีต่ำกว่าระบบที่ใช้แผง ๒ แบบเพราะ ระบบที่ทำการศึกษา(รูปที่ ๔.๑๑ ก.) เป็นแบบที่นำไหลหมุนเวียนระหว่างถังเก็บน้ำร้อนกับแผง ทำให้อุณหภูมิน้ำที่เข้าแผงแบบกระจก ๑ ชั้น มีค่าเฉลี่ยประมาณ ๔๕ - ๕๕°ซ ทำให้ค่า $(T_i - T_a)/I$(ดู รูปที่ ๒.๔) มีค่าสูงประมาณ ๐.๐๕๕ - ๐.๐๖๒ $W^{-1}-C-m^2$ ทำให้ไม่ได้รับประโยชน์ต่อการติดตั้งแผงแบบกระจก ๑ ชั้นไว้ตอนต้นของระบบ การติดตั้งแผง

แบบกระจก ๒ ชั้นแบบเดียวทั้งหมดจะให้ประโยชน์มากกว่า ดังนั้นแผงที่นำมาต่อเข้าด้วยกันในระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในการศึกษานี้จึงเป็นแบบเดียวกันทั้งหมด

อนึ่งถ้าระบบผลิตน้ำร้อนเป็นแบบที่ไม่ใช้ถังเก็บน้ำร้อน กล่าวคือ น้ำดิบไหลผ่านแผงแล้วนำน้ำร้อนที่ได้ไปใช้เลย การนำแผงต่างชนิดมาต่อเข้าด้วยกันจะได้รับประโยชน์เพิ่มขึ้น โดยนำแผงแบบแผ่นดูดสีดำกระจก ๑ ชั้นไว้ตอนต้นส่วนช่วงปลายเป็นแผงแบบกระจก ๒ ชั้น น้ำที่เข้าแผงตอนต้นจะมีระดับอุณหภูมิต่ำ ค่า $(T_i - T_a)/I$ มีค่าเข้าใกล้ศูนย์ ซึ่งจะทำให้แผงแบบกระจก ๑ ชั้นให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูง ซึ่งทำให้ประสิทธิภาพรวมของระบบสูงขึ้นด้วย เนื่องจากระบบทำน้ำร้อนประเภทที่ไม่ใช้ถังเก็บน้ำร้อนอยู่นอกขอบเขตการศึกษานี้จึงไม่นำมากล่าวในรายละเอียด

(ก)

(ข)

รูปที่ ๔.๑๑ แสดงระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ (ก) ใช้แผงฯ ๒ แบบ, กระจก ๑ ชั้น และ แบบกระจก ๒ ชั้น อย่างละเท่ากัน (ข) ใช้แผงแบบกระจก ๒ ชั้นทั้งหมด

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษาตัวแปรที่เหมาะสมของระบบฯ

5.1 ลำดับการศึกษาพารามิเตอร์ที่ใช้ออกแบบระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

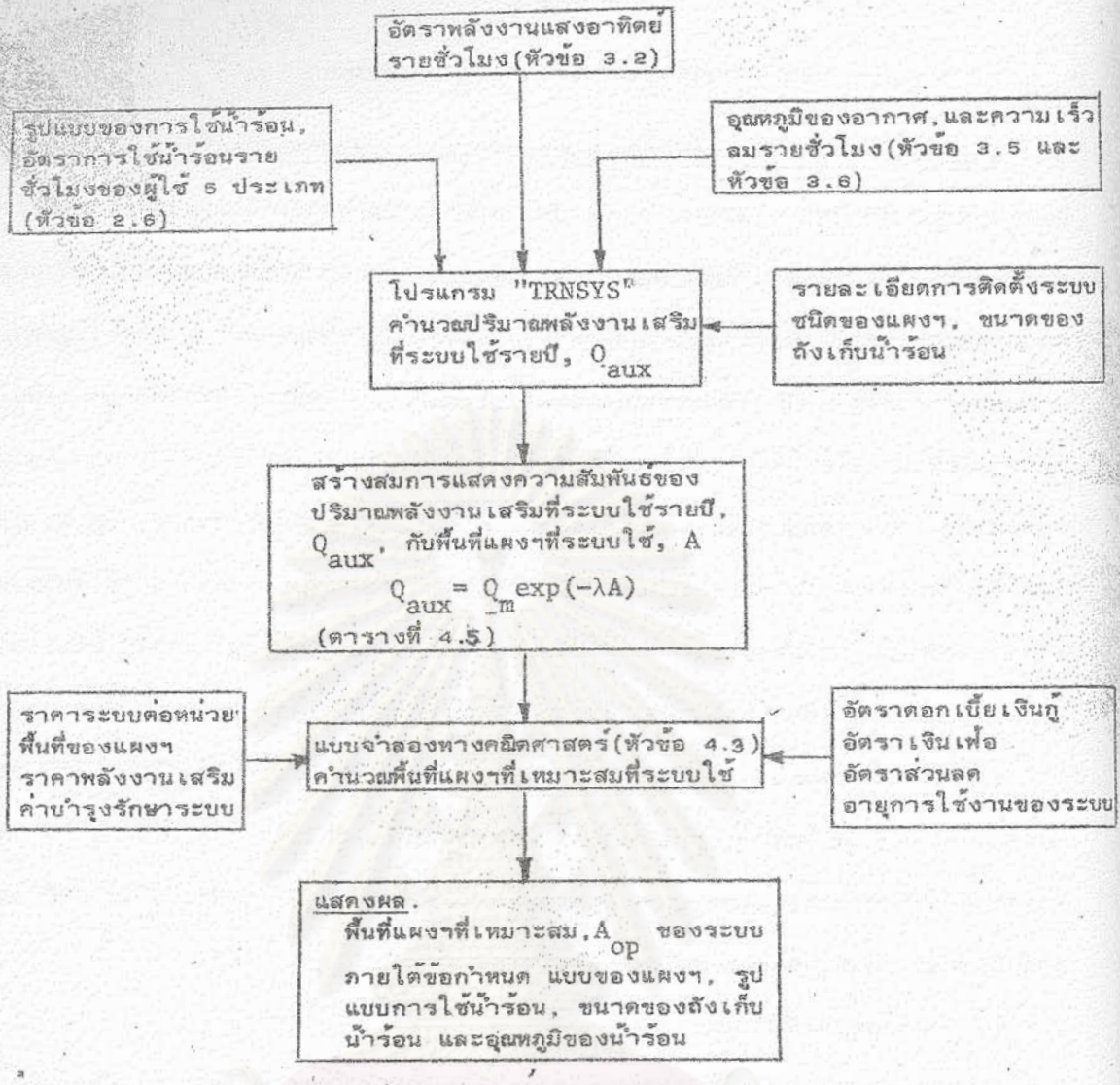
ในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วยระบบย่อยหลัก คือ แผงรับแสงอาทิตย์ และถังเก็บน้ำร้อน แผงรับแสงอาทิตย์ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์ที่ตกบนแผงฯให้เป็นพลังงานความร้อนและเก็บไว้ในถังน้ำร้อนในรูปของน้ำร้อน ระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่ผลิตและเก็บไว้ในถังจะขึ้นกับความต้องการของผู้ใช้ อัตราที่นำน้ำร้อนที่ผลิตได้ไปใช้ขึ้นกับประเภทของผู้ใช้ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 5 ประเภทตามสัดส่วนการใช้น้ำร้อนในช่วงเวลากลางวัน ผู้ใช้ประเภท 1 ใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวัน 8.30 -16.30 น. เป็น 100% ของปริมาณการใช้ทั้งวัน ผู้ใช้ประเภทถัดไปคือ ประเภท 2,3,4,และ 5 จะใช้น้ำร้อนในช่วงเวลากลางวันลดไปเป็นขั้นๆละ 25% ตามลำดับจนถึงประเภทที่ 5 จะใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวันเป็น 0% ของปริมาณการใช้ทั้งวัน ในกรณีที่อุณหภูมิของน้ำร้อนที่จะนำไปใช้ต่ำกว่าที่กำหนด อุปกรณ์ผลิตพลังงานเสริมจะทำงานยกระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนขึ้นให้เท่ากับอุณหภูมิที่กำหนด

ราคาของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์จะสูงแต่จะมีค่าใช้จ่ายในการใช้ระบบต่ำ การออกแบบระบบฯจึงออกแบบให้ระบบมีขนาดที่ทำให้ค่าใช้จ่ายรายปีเนื่องจากการใช้ระบบมีค่าต่ำสุด ค่าใช้จ่ายรายปีรวมถึงราคาลงทุนติดตั้งระบบ เป็นรายปีและค่าใช้จ่ายของพลังงานที่ระบบฯใช้ ดังนั้นขนาดของพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของระบบฯจึงเป็นฟังก์ชั่นของ

1. ราคาลงทุนติดตั้งระบบฯ
2. สถานะทางการเงิน ซึ่งประกอบด้วยอัตราดอกเบี้ยเงินที่กู้มาเพื่อติดตั้งระบบอัตราเงินเฟ้อและอัตราส่วนลดของเงิน
3. อายุการใช้งานของระบบฯ
4. ประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน
5. ราคาของพลังงานเสริม

ในด้านการคำนวณ ได้นำเอาโปรแกรมสำเร็จรูป"TRNSYS"มาใช้คำนวณ ขั้นตอนการคำนวณ ข้อมูลและผลที่จะได้ แสดงไว้ในรูปที่ 5.1 ข้อมูลที่ให้กับโปรแกรมประกอบด้วย

1. รูปแบบของการใช้น้ำร้อน(ดูหัวข้อ 2.6) ได้แก่อัตราการใช้น้ำร้อนรายชั่วโมง
2. อัตราพลังงานแสงอาทิตย์รายชั่วโมงในรอบ 1 ปี(ดูหัวข้อ 3.2)
3. ข้อมูลทางอุตุนิยมวิทยา ได้แก่ ความเร็วลมและอุณหภูมิของอากาศรายชั่วโมง(ดูหัวข้อ 3.5 และ 3.6)ในรอบปี



รูปที่ 5.1 แสดงลำดับขั้นตอนการศึกษา และคำนวณขนาดพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม

4. รูปแบบและการติดตั้งระบบ ได้แก่ ชนิดและขนาดของแผงฯ ขนาดถังเก็บน้ำร้อน และลักษณะการติดตั้งแผงฯ

โปรแกรมจะทำการคำนวณและแสดงผลปริมาณพลังงานเสริมที่ใช้ในรอบปี, Q_{aux}, แล้วสร้างสมการแสดงความสัมพันธ์ของ Q_{aux} กับ A (ดูตารางที่ 4.5) ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ตามหัวข้อ 4.5 และข้อมูลซึ่งได้แก่ สมการของ Q_{aux} (ตารางที่ 4.3) ราคาของระบบต่อหน่วยพื้นที่ของแผงฯ ราคาพลังงานเสริมและค่าซ่อมบำรุง และรายการด้านการเงิน ได้แก่ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ อัตราเงินเฟ้อ อัตราส่วนลด ค่าเหมาะสมของพารามิเตอร์ที่ได้คือ พื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์, A_{op}

5.2 เปรียบเทียบสมรรถนะของระบบฯสำหรับรูปแบบการใช้น้ำร้อน 5 แบบ

โดยกำหนดให้อัตราการใช้น้ำร้อนวันละ 1000 ก.ก./วัน และส่วนประกอบอื่นของระบบเหมือนกัน ใช้ขั้นตอนการคำนวณตามข้อ 5.1 ปริมาณพลังงานเสริมรายปีของระบบซึ่งมีผู้ใช้แบ่งเป็น 5 ประเภทจะคำนวณออกมาได้ ระบบที่ใช้กับผู้ใช้ประเภทใดๆแล้วให้ค่า Q_{aux} ต่ำ แสดงว่าสมรรถนะของระบบนั้นดี จากการเปรียบเทียบค่า Q_{aux} ของระบบผู้ใช้ 5 ประเภท โดยเรียงลำดับจากค่า Q_{aux} น้อยไปมาก ดังนี้

ตารางที่ 5.1 แสดงลำดับของผู้ใช้น้ำ 5 ประเภท โดยพิจารณาจากปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบใช้ สำหรับระดับอุณหภูมิน้ำร้อนเท่ากับ 60^0ซ ระบบของผู้ใช้น้ำร้อนมากในช่วงกลางวันจะใช้ปริมาณพลังงานเสริมรวมน้อยกว่าระบบที่ผู้ใช้ใช้น้ำร้อนในช่วงกลางคืน ที่เป็นเช่นนี้เพราะระบบเมื่อผลิตน้ำร้อนได้ จะนำน้ำร้อนไปใช้ได้เลยไม่ต้องนำไปเก็บ ทำให้ความร้อนที่สูญเสียจากระบบน้อย นั่นคือ ระบบจะใช้ปริมาณพลังงานเสริมน้อย สำหรับระบบที่ผลิตน้ำร้อนระดับ 70^0ซ และสูงกว่า ผู้ใช้น้ำร้อนที่ใช้น้ำร้อนช่วงกลางคืนจะใช้พลังงานเสริมน้อยกว่าระบบที่มีผู้ใช้ประเภทที่ใช้น้ำช่วงกลางวัน ที่เป็นเช่นนี้เพราะระดับอุณหภูมิน้ำร้อนสูง เมื่อนำน้ำร้อนจากระบบไปใช้ช่วงเวลาเช้า ปริมาณแสงอาทิตย์ยังไม่สูงพอ ทำให้ระบบผลิตน้ำร้อนที่อุณหภูมิที่ต้องการไม่ได้ ต้องใช้พลังงานเสริม จนกระทั่งเวลาสายหรือใกล้เที่ยง ปริมาณแสงอาทิตย์จึงจะสูงพอ ผิดกับผู้ใช้ประเภท 4 และ 5 ที่ใช้น้ำร้อนในช่วงเวลากลางคืนมากกว่าช่วงเวลากลางวัน ในเวลากลางวันน้ำร้อนในระบบจะหมุนเวียนผ่านแผงรับแสงอาทิตย์จนได้อุณหภูมิสูงแล้วเก็บไว้ในถังเก็บน้ำร้อน ดังนั้นเมื่อถึงเวลาใช้งานจึงสามารถนำไปใช้ได้เลยเป็นส่วนมาก จะใช้พลังงานเสริมเฉพาะช่วงท้ายของการใช้งานระบบเท่านั้น

เปรียบเทียบประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบฯ

ระบบฯในการศึกษานี้หมายถึงแผงรับแสงอาทิตย์ ถังเก็บน้ำร้อน และท่อที่นำน้ำหมุนเวียนระหว่างถังกับแผงฯ ในกรณีที่ต้องการทราบประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบฯเมื่อระบบใช้ขนาดแผงที่เหมาะสม A_{op}, หรือใช้ขนาดแผงอื่น อาจทำได้โดยใช้สมการ

$$\text{ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบ} = \frac{\text{อัตราพลังงานความร้อนที่ระบบผลิตได้, } Q_{sys}}{\text{อัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกบนแผง, } (H_T x\ A)}$$

เมื่อ Q_{sys} = พลังงานความร้อนที่ระบบผลิตได้ = Q_u - ความร้อนที่สูญเสียที่ถังเก็บน้ำร้อนและที่ท่อระหว่างถังเก็บน้ำร้อนกับแผง

ค่า Q_{sys} คำนวณได้จากสมการ

$$Q_{sys} = Q_m - Q_{aux} - Q_{loss\text{จากท่อ}}$$

เมื่อ Q_m และ Q_{aux} ของระบบต่างๆได้จากตารางที่ 4.5 และ Q_{loss} ที่ท่อได้จากการคำนวณโดยใช้โปรแกรม"TRNSYS"มีค่าเท่ากับ 38.42 เมก.จูลส์/ปี ม.(ความยาวท่อ) , 51.2 เมก.จูลส์/ปี ม.

(ความยาวท่อ) และ 63 เมก.จูลล์/ปี ม.(ความยาวท่อ) สำหรับระบบซึ่งผลิตน้ำร้อนที่ 60^{0}, 70^{0} และ 80^{0}ซ ตามลำดับ ความยาวของท่อขึ้นกับขนาดพื้นที่แผงที่ระบบใช้ ความยาวท่อนี้เป็นท่อที่นำน้ำหมุนเวียนในระบบเท่านั้น ซึ่งมีค่าเป็น (1.2 A + 10) เมื่อ A คือพื้นที่แผงที่ระบบใช้ และอัตราพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกบนแผงได้จากตารางที่ 4.4 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 6020.472 เมก.จูลล์/$ม^{2}$ปี ผลการคำนวณประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบแสดงไว้ในภาคผนวก ฉ.

ตารางที่ 5.1

เปรียบเทียบปริมาณพลังงานเสริมของระบบตามประเภทผู้ใช้

ปริมาณพลังงานเสริมที่ระบบใช้รายปี, Q_{aux}, เรียงลำดับจากน้อยไปมาก			
ระดับอุณหภูมิน้ำร้อน 60^{0}ซ		ระดับอุณหภูมิน้ำร้อน 70^{0}ซ	
แผงแผ่นดูดสีดำ กระจก 1 ชั้น	แผงแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟ กระจก 1 ชั้น	แผงแผ่นดูดสีดำ กระจก 1 ชั้น	แผงแผ่นดูดเป็นซีเลคตีฟ กระจก 1 ชั้น
ผู้ใช้ประเภท 3	ผู้ใช้ประเภท 2	ผู้ใช้ประเภท 5	ผู้ใช้ประเภท 5
" 2	" 3	" 4	" 3
" 4	" 4	" 3	" 4
" 5	" 5	" 2	" 2
		" 1	" 1

5.3 <u>การประยุกต์ใช้งานของค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม</u>

ขนาดแผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมของระบบฯที่ผู้ใช้น้ำร้อนแบ่งเป็น 5 ประเภทแสดงไว้ในภาคผนวก จ. การนำตารางดังกล่าวไปประยุกต์ใช้ออกแบบระบบฯให้ทำดังนี้

1. ตรวจสอบดูว่ารูปแบบน้ำร้อนที่จะนำระบบไปใช้ จัดเข้าประเภทผู้ใช้ใดใน 5 ประเภท เช่นถ้าใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวันทั้งหมด ก็จัดเป็นผู้ใช้น้ำร้อนประเภท 1 เป็นต้น แล้วเลือกใช้ตารางให้ตรงกับประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน

2. ตรวจสอบอัตราการใช้น้ำร้อนของระบบ และระดับอุณหภูมิน้ำร้อนที่จะถูกนำไปใช้

3. กำหนดอายุการใช้งานของระบบ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของเงินลงทุน อัตราเงินเฟ้อ อัตราส่วนลด เนื่องจากตารางที่ทำไว้ในภาคผนวก จ. ทำไว้เฉพาะที่ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 17% อัตราเงินเฟ้อ 8% และอัตราส่วนลด 14% ถ้าสถานะการณ์ด้านการเงินเปลี่ยนเป็นอย่างอื่นให้ใช้สมการในบทที่ 4

4. ออกแบบระบบ หาขนาดพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ แล้วหาราคารวมของระบบพร้อมค่าติดตั้ง ราคาต่อหน่วยพื้นที่แผงของระบบได้จากการหารราคาทั้งหมดของระบบด้วยขนาดพื้นที่แผง

5. จากราคาระบบต่อพื้นที่แผง และเลือกชนิดของพลังงานเสริมที่จะนำมาใช้ในระบบและระบุราคาของพลังงานเสริม

6. โดยใช้ราคาระบบต่อหน่วยพื้นที่แผง (ข้อ 5) และระบุราคาพลังงานเสริม จะได้ขนาดพื้นที่แผงที่เหมาะสม

7. สำหรับระบบที่ใช้น้ำร้อนไม่เท่ากับ 1000 ก.ก./วัน ตารางในภาคผนวก จ. ยังใช้ได้ โดยในขั้นแรกให้ออกแบบระบบ หาราคารวมของระบบ/พื้นที่แผง กำหนดราคาพลังงานเสริม ใช้ตารางภาคผนวก จ. ได้ขนาดแผงรับแสงอาทิตย์ แล้วใช้สมการ

$$\text{พื้นที่แผง เมื่อระบบมีภาระเท่ากับ M ก.ก./วัน} = \frac{\text{พื้นที่แผงที่ภาระ 1000 ก.ก./วัน}}{1000} \times M$$

คำนวณพื้นที่แผง, A ,ของระบบ แล้วใช้ A ที่ได้คำนวณราคาของระบบ/พื้นที่ซ้ำ ถ้า A ใหม่ที่ได้ไม่ใกล้เคียงกับ A เก่าให้คำนวณซ้ำ

ตัวอย่าง

ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ผู้ใช้ประเภท 3 มีภาระวันละ 10000 ก.ก./วัน ที่ระดับอุณหภูมิ 60^{0} ซ แผงรับแสงอาทิตย์แบบแผ่นดูดสีดำ กระจก 1 ชั้น มีราคา 3000 บาท/$ม^2$ ราคาปั๊มและระบบย่อยควบคุมเท่ากับ 40000 บาท ราคาถังเก็บน้ำร้อน ระบบท่อ และค่าติดตั้งระบบเท่ากับ 1900 บาท/$ม^2$ ดอกเบี้ย 17% อัตราเงินเฟ้อ 8% อัตราส่วนลด 14% ราคาพลังงานเสริม 0.35 บาท/ก.จูลล์

วิธีทำ จากการออกแบบเบื้องต้น จำนวนพื้นที่แผงเท่ากับ 200 $ม^2$

$$\text{ราคารวมของระบบ} = \frac{200 \times (3000 + 1900) + 40000}{200}$$

$$= 5100 \text{ บาท/}ม^2$$

จากตารางที่ 3.3 ก. ให้ A_{op} = 17.34 $ม^2$/ภาระ 1000 ก.ก.

คำนวณซ้ำ โดยใช้ $A = A_{op} = 17.34$

$$\text{ราคาระบบ} = \frac{(17.34 \times 10000/1000) \times (3000 + 1900) + 40000}{(17.34 \times 10000/1000)}$$

$$= 5130 \text{ บาท/}ม^2$$

ราคาระบบที่คำนวณได้ใกล้เคียงกับค่าที่คำนวณไว้เดิม (5100 บาท/$ม^2$) ดังนั้นขนาดของแผงรับแสงอาทิตย์ที่ควรเลือกมาใช้งานคือ 173.4 $ม^2$

8. ราคารวมต่อหน่วยพื้นที่ของระบบที่แสดงไว้ในตารางในภาคผนวก จ. คือ 5000 6000.... ...9000 ซึ่งเป็นช่วงของราคาที่ครอบคลุมไว้ทั้งระบบที่ใช้แผงราคาถูก (แผงผลิตในประเทศ) และระบบที่ใช้แผงราคาแพง อีกทั้งอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 17% อัตราเงินเฟ้อ 8% ก็เป็นอัตรากลางของตลาดการเงิน ดังนั้นผลการคำนวณในตารางในภาคผนวก จ. จึงน่าจะนำไปใช้ได้เลย ในกรณีที่ช่วงของราคาระบบหรือช่วงของตัวแปรครอบคลุมไปไม่ถึง ผู้ใช้ก็อาจหาคำตอบโดยใช้วิธีการคำนวณในบทที่ 4

5.4 การหาค่า μ และ σ

การหาขนาดพื้นที่รับแสงที่เหมาะสม, A_{op} , ทำได้โดยการคำนวณจากสูตร

$$A_{op} = \ln(Q_m C_f / ((C_c + bC_t + C_y)I))/\lambda$$

เมื่อ b, λ , Q_m เป็นค่าคงที่

C_f = ราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วย

C_c = ราคาแผงรับแสงอาทิตย์ต่อหน่วยพื้นที่

C_t = ราคาถัง เก็บน้ำร้อนต่อหน่วยปริมาตร

C_y = ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับแผงรับแสงอาทิตย์

I = ค่าคงที่สำหรับ เปลี่ยนค่าใช้จ่ายทั้งหมดในมูลค่าปัจจุบันไปอยู่ในมูลค่าเทียบ เท่ารายปีตลอดอายุการใช้งานของระบบ

จากการที่ค่าใช้จ่ายต่างๆมีการ เปลี่ยนแปลง ที่เวลาใดเวลาหนึ่งค่าใช้จ่ายสำหรับระบบหนึ่งอาจมีมูลค่าไม่ เท่ากับค่าใช้จ่ายของระบบ เดียวกันที่เวลาอื่น ทั้งนี้ส่วนใหญ่ เนื่องมาจากการผันแปรทาง เศรษฐกิจซึ่งทำให้ เกิดการ เปลี่ยนแปลงค่าใช้จ่ายในการผลิตระบบและค่าใช้จ่ายในการใช้ระบบ สำหรับในการวิ เคราะห์ในการวิจัยนี้จะถือว่าปัจจัยทาง เศรษฐกิจที่มีผลต่อการ เปลี่ยนแปลงค่าใช้จ่ายต่างๆของระบบนั้น เนื่องมาจาก อัตรา เงิน เฟ้อ และอัตราดอก เบี้ย เมื่อนำ เอาปัจจัยทั้งสอง เข้าไปใช้สำหรับการคำนวณหา A_{op} แล้วจะพบว่า ปัจจัยทั้งสองมีผลกระทบต่อค่าพารามิ เตอร์ในการคำนวณ เพียง 2 ตัว คือ C_f และ I ทั้งนี้ เพราะค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบนั้นจะคงที่ เมื่อมีการซื้อและติดตั้งระบบ พารามิ เตอร์ที่จะทำให้มูลค่าของมัน เปลี่ยนแปลงไปตามปัจจัยทั้งสองก็คือ I

จากการที่ C_f และ I มีความผันแปรตามค่าของอัตรา เงิน เฟ้อและอัตราดอก เบี้ยในแต่ละช่วงเวลา เพื่อช่วยให้การคำนวณ A_{op} ง่ายขึ้น จึงหาค่า C_f และ I ในลักษณะของค่า เฉลี่ย เพื่อนำไปใช้แทนค่าทั้งสองในสูตรการคำนวณ A_{op} โดยอาศัยสูตรดังนี้

$$\bar{C}_f = C_f(\sigma/N)$$

$$\bar{I} = \mu/N$$

โดยที่ $\bar{C}_f$ = ค่า เฉลี่ยของ C_f

$\bar{I}$ = ค่า เฉลี่ยของ I

N = อายุการใช้งานของระบบ

σ = ฟังชันอัตรา เงิน เฟ้อ-อัตราส่วนลด (Inflation-discount function)

และ μ = สัดส่วนค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานระบบ (Life-cycle solar cost fraction)

ฟังชั่นอัตรา เงิน เฟ้อ-อัตราส่วนลด

ฟังชั่นอัตรา เงิน เฟ้อ-อัตราส่วนลด เป็นฟังชั่นทาง เศรษฐศาสตร์ที่ใช้สำหรับการหามูลค่าปัจจุบัน เมื่อทราบค่าใช้จ่าย เทียบ เท่ารายปี เมื่อมีการ เฟ้อของ เงินด้วยอัตราคงที่

$$\sigma = \begin{cases} (1 - ((1 + i)/(1 + d))^{N})/(d - i) & i \neq d \\ N/(1 + i) & i = d \end{cases}$$

เมื่อ i = อัตรา เงิน เฟ้อของราคา เชื้อ เพลิงต่อช่วง เวลา

d = อัตราส่วนลดต่อช่วง เวลา

N = จำนวนช่วง เวลา, ในที่นี้คืออายุการใช้งานของระบบ

สัดส่วนค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานของระบบ

ในการ เปรียบ เทียบความได้ เปรียบ เสีย เปรียบในทาง เศรษฐศาสตร์โดยการ เปรียบ เทียบในมูลค่าปัจจุบันนั้นอาจ เปรียบ เทียบในลักษณะของค่าใช้จ่าย เทียบ เท่ารายปี หรือค่าใช้จ่าย เทียบ เท่าทั้งหมดตลอดอายุการใช้งานระบบ (Life-cycle cost) ในกรณีที่ เปรียบ เทียบในลักษณะของค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานของระบบซึ่ง เป็นวิธีที่ใช้สำหรับการคำนวณหา A_{op} ในการวิจัยนี้ได้ใช้สูตรดังต่อไปนี้ในการคำนวณหาสัดส่วนค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานระบบ

กรณีที่ 1

สำหรับที่อยู่อาศัยซึ่งการซื้อสังหาริมทรัพย์ไม่อาจใช้สำหรับการหักค่าใช้จ่ายในการคำนวณภาษี เงินได้

$$\mu = II + JJ$$

เมื่อ II = เงินลงทุน (ราคาระบบ)

JJ = ค่าใช้จ่ายสำหรับการประกันภัยและค่าซ่อมบำรุง

กรณีที่ 2

สำหรับกิจการซึ่งการซื้อสังหาริมทรัพย์สามารถใช้สำหรับการหักค่าใช้จ่ายในการคำนวณภาษี เงินได้

$$\mu = II + JJ(1 - R) - LL - MM$$

เมื่อ R = อัตราภาษี เงินได้นิติบุคคล

LL = มูลค่าซากของระบบ

MM = ค่า เสื่อมราคาของระบบ

พารามิเตอร์สำหรับการคำนวณค่า σ และ μ

พารามิเตอร์สำหรับการคำนวณค่า σ และ μ ประกอบด้วยค่า i , d , N, II, JJ, R, LL และ MM การกำหนดหรือวิเคราะห์ค่าพารามิเตอร์เหล่านี้ต่างกันก็จะทำให้ได้ค่า σ และ μ ที่ต่างกัน สำหรับในการวิจัยนี้ได้มีการกำหนดและคำนวณค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวดังต่อไปนี้

1. อัตราเงินเฟ้อ, i , มี 2 ประเภทคือ อัตราเงินเฟ้อสำหรับราคาเชื้อเพลิง (Fuel inflation rate) และอัตราเงินเฟ้อทั่วไป (General inflation rate) เนื่องจากสถานะการณ์ด้านเศรษฐกิจที่ผ่านมา ปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดการเฟ้อของเงินก็คือ ราคาเชื้อเพลิง ดังนั้นในการวิจัยนี้จึงกำหนดให้ อัตราเงินเฟ้อทั้งสองชนิดเท่ากัน ค่าที่ใช้สำหรับการคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่างๆคือ 6-10%

2. อัตราส่วนลด, d, สำหรับการวิจัยนี้กำหนดให้มีค่าเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำ 13-15% ต่อปี

3. อายุการใช้งานของระบบ, N , กำหนดเท่ากับ 15 และ 20 ปี

4. ภาษีเงินได้นิติบุคคล, R , กำหนดเท่ากับ 45%

5. ราคาระบบ, II , สำหรับกรณีที่อยู่อาศัยมีค่าเท่ากับ 1 (เท่ากับเงินลงทุนสำหรับการมีระบบไว้ครอบครอง) สำหรับกรณีกิจการค้าและอุตสาหกรรม คำนวณค่า II จากสูตร

$$II = J + (1-J)((GG) - (HH)R)$$

เมื่อ J = เงินดาวน์, คิดเป็นเปอร์เซนต์ของเงินลงทุน, กำหนด 30%

$$GG = FF/EE$$

โดยที่ $$FF = (1 - 1/(1 + d)^{W})/d$$

d = อัตราดอกเบี้ยเงินฝาก

$W = \min(P,N)$

P = ระยะเวลาสำหรับการผ่อนชำระ, กำหนด 20 ปี

และ $$EE = (1 - 1/(1 + H)^{P})/H$$

H = อัตราดอกเบี้ยเงินกู้, กำหนดเท่ากับ 15-17% ต่อปี

$$HH = (GG) + (CC)(H - 1/EE)$$

เมื่อ $$CC = (1 - ((1 + H)/(1 + d))^{W})$$

6. ค่าประกันภัยและค่าบำรุงรักษา, JJ , คำนวณได้จากสูตร

$$JJ = S(BB)$$

S = ค่าประกันภัยและค่าบำรุงรักษา, คิดเป็นเปอร์เซนต์ของเงินลงทุน กำหนด 1%

$$BB = (1 - ((1 + T)/(1 + d))^{N})/(d - T)$$

โดยที่ T = อัตราเงินเฟ้อทั่วไป

7. มูลค่าซาก, LL , คำนวณได้จากสูตร

$$LL = Z/(1 + d)^{N}$$

เมื่อ Z = ราคาประเมินของมูลค่าซาก, คิดเป็นเปอร์เซนต์ของเงินลงทุน กำหนด 0% (ไม่มีมูลค่าซาก)

8. ค่าเสื่อมราคา, MM , คำนวณได้จากสูตร

$$MM = R(DD)(1 - Z)/Y$$

เมื่อ Y = ระยะเวลาสำหรับการหักค่าเสื่อมราคาในการคำนวณภาษีเงินได้ กำหนด 5 ปี

$$DD = (1 - 1/(1 + d)^{V})$$

โดยที่ V = min(Y,N)

โดยการกำหนดและคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่า σ และ μ ดังได้กล่าวมาแล้ว ได้ค่า σ และ μ ดังนี้

ค่า σ เมื่อ d = 13-15 % i = 6-10% N = 20 ปี คือ

d \ i	6	7	8	9	10
13	10.310	11.070	11.910	12.841	13.872
14	9.583	10.263	11.014	11.844	12.762
15	8.934	9.545	10.217	10.959	11.779

ค่า μ

กรณีที่ 1 สำหรับที่อยู่อาศัย

ถ้าลงทุนเอง ค่า μ เมื่อ d = 13-15% T = 6-10% N = 20 ปี คือ

d \ T	6	7	8	9	10
13	1.103	1.111	1.119	1.128	1.139
14	1.096	1.103	1.110	1.118	1.128
15	1.089	1.095	1.102	1.109	1.118

ถ้าผ่อนชำระเงินลงทุน(กับผู้ขายหรือธนาคาร) ค่า μ เมื่อ d = 13-15% H = 15-17% T = 6-10% J = 30% P = N = 20 ปี คือ

H	T / d	6	7	8	9	10
15	13	1.188	1.196	1.204	1.213	1.224
	14	1.137	1.144	1.151	1.159	1.169
	15	1.089	1.095	1.102	1.109	1.118
16	13	1.232	1.240	1.248	1.257	1.268
	14	1.178	1.185	1.192	1.200	1.210
	15	1.128	1.134	1.141	1.148	1.157
17	13	1.277	1.285	1.293	1.302	1.313
	14	1.220	1.227	1.234	1.242	1.252
	15	1.167	1.173	1.180	1.187	1.196

กรณีที่ 2 สำหรับกิจการค้าและอุตสาหกรรม

ผ่อนชำระเงินลงทุน ค่า μ เมื่อ d = 13-15% H = 15-17% T = 6-10% J = 30% P = N = 20 ปี Z = 0 R = 45% และY = 5 ปี คือ

H	T / d	6	7	8	9	10
15	13	0.538	0.542	0.546	0.551	0.557
	14	0.563	0.567	0.570	0.575	0.580
	15	0.589	0.592	0.596	0.600	0.605
16	13	0.507	0.511	0.515	0.520	0.526
	14	0.531	0.535	0.538	0.543	0.548
	15	0.555	0.558	0.562	0.566	0.571
17	13	0.479	0.483	0.487	0.492	0.498
	14	0.502	0.506	0.509	0.514	0.519
	15	0.525	0.528	0.532	0.536	0.541

ค่า β เมื่อ d = 13-15% i = 6-10% N = 15 ปี คือ

d \ i	6	7	8	9	10
13	8.812	9.314	9.856	10.440	11.070
14	8.303	8.764	9.260	9.794	10.370
15	7.839	8.262	8.717	9.206	9.733

ค่า μ

กรณีที่ 1 สำหรับที่อยู่อาศัย

ถ้าลงทุนเอง ค่า μ เมื่อ d = 13-15% T = 6-10% N = 15 ปี คือ

d \ T	6	7	8	9	10
13	1.088	1.093	1.099	1.104	1.111
14	1.083	1.088	1.093	1.098	1.104
15	1.078	1.083	1.087	1.092	1.097

ถ้าผ่อนชำระเงินลงทุน ค่า μ เมื่อ d = 13-15% H = 15-17% T = 6-10%

J = 30% P = N = 15 ปี คือ

H	V \ T	6	7	8	9	10
15	13	1.161	1.166	1.172	1.177	1.184
	14	1.118	1.123	1.128	1.133	1.139
	15	1.078	1.083	1.087	1.092	1.097
16	13	1.199	1.204	1.210	1.215	1.222
	14	1.154	1.159	1.164	1.169	1.175
	15	1.112	1.117	1.121	1.126	1.131
17	13	1.238	1.243	1.249	1.254	1.261
	14	1.191	1.196	1.201	1.206	1.212
	15	1.147	1.152	1.156	1.161	1.166

กรณีที่ 2 สำหรับกิจการค้าและอุตสาหกรรม

ผ่อนชำระเงินลงทุน ค่า μ เมื่อ d = 13-15% H = 15-17% T = 6-10% J = 30%

P = N = 15 ปี Z = 0 R = 45% และ Y = 5 ปี คือ

H	V \ T	6	7	8	9	10
15	13	0.557	0.560	0.563	0.566	0.570
	14	0.563	0.565	0.568	0.571	0.574
	15	0.580	0.583	0.585	0.588	0.590
16	13	0.518	0.521	0.524	0.527	0.531
	14	0.540	0.542	0.545	0.548	0.551
	15	0.580	0.560	0.562	0.565	0.567
17	13	0.503	0.506	0.509	0.512	0.516
	14	0.520	0.522	0.525	0.528	0.531
	15	0.535	0.538	0.540	0.543	0.545

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

6.1 ความนำ

จุดประสงค์สำคัญของผู้ใช้ส่วนใหญ่ในการเลือกใช้ระบบผลิตน้ำร้อน ก็คือ การได้ใช้ระบบที่เชื่อถือได้ในราคาที่ประหยัดที่สุด ในกรณีที่มีระบบหนึ่งระบบใดมีความได้เปรียบในเชิงเศรษฐศาสตร์อย่างเด่นชัด เช่น ราคาของระบบถูกกว่า ค่าใช้จ่ายในการใช้ระบบถูกกว่า และมีอายุการใช้งานนานกว่าด้วยมูลค่าซากที่สูงกว่า ในกรณีดังกล่าว ไม่จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์ความได้เปรียบเสียเปรียบในเชิงเศรษฐศาสตร์เพิ่มเติม เพราะเห็นได้ชัดว่าผู้ลงทุนจะตัดสินใจเลือกใช้ระบบดังกล่าวแน่ๆ แต่โดยทั่วไป มักไม่มีระบบใดที่มีความได้เปรียบในเชิงเศรษฐศาสตร์อย่างเด่นชัด ระบบหนึ่งอาจมีราคาถูกกว่าแต่ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการใช้ระบบแพงกว่า หรือมีอายุการใช้งานสั้นกว่าหรือมีมูลค่าซากต่ำกว่า เป็นต้น ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องอาศัยการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อช่วยในการตัดสินใจเลือกใช้ระบบ

การนำเอาพลังงานแสงอาทิตย์เข้าไปใช้ในการผลิตน้ำร้อนสำหรับที่อยู่อาศัยหรืออุตสาหกรรมนั้น มักได้รับความสนใจในสองลักษณะ คือ

1. เป็นระบบที่อาจผลิตน้ำร้อนได้ในราคาที่ถูกกว่าระบบอื่น
2. เป็นระบบที่อาจช่วยประหยัดค่าพลังงาน

ทั้งสองลักษณะ การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะช่วยในการคำนวณหาข้อมูลประกอบการตัดสินใจว่าระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จะประหยัดหรือไม่

6.2 ทฤษฎีทางเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้อง

ในการเปรียบเทียบความได้เปรียบเสียเปรียบเชิงเศรษฐศาสตร์ของการเลือกระบบหรือโครงการ มักจะเปรียบเทียบในลักษณะ

1. มูลค่าปัจจุบัน (Present Worth)
2. มูลค่าเทียบเท่ารายปี (Annual Equivalent)
3. อัตราผลตอบแทน (Rate of Return)
4. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

การเปรียบเทียบโดยอาศัยตัวเปรียบเทียบทั้งสี่นั้น อาจแบ่งได้เป็นสองกลุ่มคือ กลุ่มที่ใช้การเทียบเท่า (Equivalent) ในการเปรียบเทียบ ได้แก่ การใช้มูลค่าปัจจุบัน และมูลค่าเทียบเท่ารายปี และกลุ่มที่ใช้อัตราผลตอบแทนการลงทุนในการเปรียบเทียบ ได้แก่ การใช้อัตราผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุน

6.2.1 การเปรียบเทียบโดยการเทียบเท่า

การเปรียบเทียบโดยการเทียบเท่า เป็นการเปรียบเทียบทางเลือก โครงการ หรือระบบต่างๆที่ฐานทางเศรษฐศาสตร์เดียวกัน ซึ่งทำได้โดยการใช้วิธีการทางเศรษฐศาสตร์เปลี่ยนผลประโยชน์หรือค่าใช้จ่ายต่างๆที่เกิดขึ้นจากทางเลือกต่างๆให้อยู่ในฐานที่สามารถเปรียบเทียบกันได้ เช่น เป็นมูลค่าปัจจุบันหรือมูลค่าเทียบเท่า

ตัวอย่างที่ 1

วิศวกรผู้หนึ่งได้ขายผลงานการออกแบบให้กับบริษัทแห่งหนึ่ง ได้รับการเสนอว่า บริษัทอาจจะจ่ายค่าแบบในราคา 12,500 บาท หรือจะจ่ายในลักษณะของลิขสิทธิ์ ปีละ 1650 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี สมมติว่าวิศวกรผู้นั้นกำลังผ่อนบ้านด้วยอัตราดอกเบี้ย 6% ต่อปี โดยอาจใช้เงินค่าแบบดังกล่าวในการผ่อนบ้านได้ เขาจึงใช้อัตราดอกเบี้ย 6% ต่อปี ในการวิเคราะห์ข้อเสนอทั้งสองแบบ ลักษณะการจ่ายเงินทั้งสองแบบสรุปได้ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ลักษณะการจ่ายเงิน

เมื่อสิ้นสุดปีที่	ข้อเสนอที่ 1 (บาท)	ข้อเสนอที่ 2 (บาท)
0	12,500	0
1	0	1650
2	0	1650
3	0	1650
4	0	1650
5	0	1650
6	0	1650
7	0	1650
8	0	1650
9	0	1650
10	0	1650

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากข้อเสนอทั้งสองจะเห็นว่า ถ้าไม่คิดมูลค่าตามเวลาของเงิน (Time value of money) กล่าวคือ เงินที่มีอยู่อาจนำไปใช้ทำงานให้เกิดดอกออกผล อย่างน้อยที่สุดก็คือได้ดอกเบี้ยจากการฝากธนาคารเป็นต้น ก็จะเห็นได้ว่า ข้อเสนอที่สองดีกว่าเพราะรายรับรวม 16,500 บาทซึ่งมากกว่ารายรับรวมของข้อเสนอที่หนึ่ง 12,500 บาท แต่โดยที่มีมูลค่าตามเวลาของเงิน ดังนั้นเงินที่ได้วันนี้ย่อมมีค่ามากกว่าเงินที่จะได้พรุ่งนี้ ดังนั้นการวิเคราะห์ข้อเสนอทั้งสองจึงจำเป็นต้องเปรียบเทียบโดยอาศัยฐานเวลาเดียวกัน เช่นในลักษณะของมูลค่าปัจจุบัน ดังนี้

โดยใช้อัตราดอกเบี้ย 6% อายุของการจ่ายลิขสิทธิ์ 10 ปี ปีละ 1650 บาท เมื่อคิดเทียบเท่าเป็นมูลค่าปัจจุบัน, P, จะได้

$$P = 1650\,(P/A_{6,10})$$

เมื่อ $P/A_{6,10}$ = Equal-payment-series present worth factor ที่อัตราดอกเบี้ย 6% อายุของอนุกรม 10 ปี

$$P = 1650\,(7.3601)$$

$$= 12144$$

นั่นคือ ข้อเสนอที่สองมีมูลค่าปัจจุบัน 12144 บาทซึ่งน้อยกว่า ข้อเสนอที่หนึ่งซึ่งมีมูลค่าปัจจุบัน 12500 บาท

การเปรียบเทียบโดยอาศัยการเทียบเท่าดังกล่าว อาจกระทำโดยการเปรียบเทียบเป็นมูลค่าเทียบเท่ารายปี ดังนี้

จากข้อเสนอที่หนึ่ง วิศวกรได้รับเงิน 12500 บาท อัตราดอกเบี้ย 6% ถ้าจะเปลี่ยนเป็นมูลค่าเทียบเท่ารายปี,AE, ในระยะเวลา 10 ปี กระทำได้ดังนี้

$$AE = 12500\,(A/P_{6,10})$$

เมื่อ $A/P_{6,10}$ = Equal-payment-series capital recovery factor ที่อัตราดอกเบี้ย 6% อายุของอนุกรม 10 ปี

$$AE = 12500\,(0.1359)$$

$$= 1698.75$$

ดังนั้นข้อเสนอที่หนึ่ง ก็จะเทียบเท่ากับวิศวกรได้รับค่าลิขสิทธิ์ ปีละ 1698.75 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี ซึ่งดีกว่าข้อเสนอที่สอง

จะเห็นได้ว่า การเปรียบเทียบข้อเสนอทั้งสองไม่ว่าจะเป็นการเปรียบเทียบโดยมูลค่าปัจจุบันหรือมูลค่าเทียบเท่ารายปีก็จะได้ผลเหมือนกัน ความสัมพันธ์ของมูลค่าทั้งสองคือ

$$AE = P(A/P_{i,n})$$

ปัญหาสำคัญที่ เกิดขึ้นในการใช้วิธีการ เทียบ เท่าดังกล่าวมี 2 ประการคือ

1. อายุของทาง เลือก โครงการหรือระบบต่างๆไม่ เท่ากัน

2. เงินลงทุนไม่ เท่ากัน

การ เปรียบ เทียบค่า เทียบ เท่า เมื่ออายุการใช้งานต่างกัน สามารถทำการคำนวณได้ 2 วิธี โดยใช้สมมติฐานดังนี้

1. ไม่คำนึงถึง เหตุการณ์ที่ เกินกว่าระยะ เวลาการใช้งานที่สั้นที่สุด

2. ให้ประ เมิน เหตุการณ์ที่จะ เกิดขึ้นในอนาคตจนกระทั่งได้อายุการใช้งานที่ เท่ากัน ซึ่งอาจกระทำได้ 2 แบบคือ

2.1 โดยการกำหนดแจ้งชัดว่าจะดำ เนินการอย่างไร เพื่อให้ทาง เลือกมีอายุการใช้งานที่ เท่ากัน

2.2 โดยการสมมติว่าจะมีการทดแทนของทาง เลือกที่ เหมือน เดิมจนกระทั่งได้อายุการใช้งานที่ เท่ากัน

ตัวอย่างที่ 2

สมมติว่าในการผลิตสินค้าอย่างหนึ่ง มี เครื่องจักรที่อาจใช้ผลิตได้ 2 ชนิด ชนิดที่ 1 ราคา เครื่องจักร 15,000 บาท ค่าใช้จ่ายสำหรับการใช้ เครื่อง ปีละ 7000 บาท อายุการใช้งาน 5 ปี ชนิดที่ 2 ราคา เครื่องจักร 20,000 บาท ค่าใช้จ่ายสำหรับการใช้ เครื่อง ปีละ 2000 บาท อายุการใช้งาน 3 ปี อัตราดอก เบี้ยสำหรับการ เปรียบ เทียบ 7% ต่อปี

ตารางที่ 2 แสดงค่าใช้จ่ายของ เครื่องจักร 2 ชนิด

เมื่อสิ้นสุดปีที่	เครื่องจักรชนิดที่ 1	เครื่องจักรชนิดที่ 2
0	-15,000	-20,000
1	-7,000	-2,000
2	-7,000	-2,000
3	-7,000	-2,000
4	-7,000	
5	-7,000	

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดยใช้สมมติฐานที่ 1

$$AE_1 = -15,000(A/P_{7,5}) - 7000$$

$$= -10,659 \quad \text{บาท/ปี}$$

$$AE_2 = -20,000(A/P_{7,3}) - 2000$$

$$= -9,622 \quad \text{บาท/ปี}$$

นั่นคือ เครื่องจักรชนิดที่ 2 จะช่วยประหยัดค่าใช้จ่ายเทียบเท่ารายปี ปีละ 1037 บาทตลอด 3 ปี สำหรับในปีที่ 4 และ 5 เครื่องจักรชนิดที่ 1 ต้องใช้ค่าใช้จ่ายเทียบเท่าปีละ 10659 บาท ในขณะที่ เครื่องจักรชนิดที่ 2 ไม่สามารถใช้งานได้

โดยใช้สมมติฐานที่ 2

วิธีที่ 1 สมมติว่าถ้าเลือกใช้เครื่องจักรชนิดที่ 2 ในปีที่ 4 และ 5 ยังอาจใช้งานเครื่องต่อไปได้ โดยเสียค่าใช้จ่ายปีละ 15000 บาท ดังนั้น

$$AE_2 = (-20000 - 2000(P/A_{7,3}))(A/P_{7,5}) - 15000(F/A_{7,2})(A/F_{7,5})$$

$F/A_{7,2}$ = Equal-payment-series compound amount factor ที่อัตราดอกเบี้ย 7% ต่อปี อายุของอนุกรม 2 ปี

$A/F_{7,5}$ = Equal-payment-series sinking-fund factor ที่อัตราดอกเบี้ย7% ต่อปี อายุของอนุกรม 5 ปี

$$AE_2 = (-20000 - 2000(2.6243))(0.2439) - 15000(2.070)(0.1739)$$

$$= -11,558 \quad \text{บาท/ปี}$$

นั่นคือ การเลือกใช้เครื่องจักรชนิดที่ 2 ถ้าจะใช้ให้มีอายุการใช้งานเท่ากับเครื่องจักรชนิดที่ 1 จะมีค่าใช้จ่ายเทียบเท่ารายปีมากกว่าเครื่องจักรชนิดที่ 1 อยู่ปีละ 899 บาทตลอด 5 ปี

วิธีที่ 2 โดยการทดแทนด้วยเครื่องจักรชนิดเดียวกัน จนกระทั่งเครื่องจักรทั้ง 2 ชนิดสิ้นสุดการใช้งานพร้อมกัน ก็คือการหา ค.ร.น. ของอายุการใช้งานของเครื่องจักรทั้ง 2 ชนิด ในตัวอย่างนี้คือ 15 ปี โดยการหาค่าใช้จ่ายเทียบเท่ารายปีของเครื่องจักรแต่ละเครื่อง

$$AE_1 = -10659 \quad \text{บาท/ปี}$$

$$AE_2 = -9622 \quad \text{บาท/ปี}$$

$$P_1 = -10659(P/A_{7,15}) = -97,081 \quad \text{บาท}$$

$$P_2 = -9622(P/A_{7,15}) = -87636 \quad \text{บาท}$$

สำหรับปัญหาที่ 2 เรื่องเงินลงทุนของทางเลือกที่ไม่เท่ากัน สามารถอาศัยข้อมูลจากการวิเคราะห์ค่าเทียบเท่าที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างของการลงทุน โดยอาศัยขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. ให้เรียงลำดับทางเลือกที่ใช้เงินลงทุนจากน้อยไปหามาก และกำหนดอัตราผลตอบแทนที่ผู้วิเคราะห์คิดว่าควรจะได้จากการลงทุนไม่น้อยกว่าค่าที่กำหนด

2. เลือกทางเลือกที่ดีที่สุดซึ่งทางเลือกที่ดีที่สุดอันแรกจะเป็นทางเลือกที่ใช้เงินลงทุนน้อยที่สุด

3. เปรียบเทียบทางเลือกที่ดีที่สุดกับทางเลือกอันถัดไป ในมูลค่าปัจจุบันของความแตกต่างของเงินลงทุนและผลประโยชน์ที่อัตราผลตอบแทนที่กำหนด ถ้ามูลค่าปัจจุบันของความแตกต่างมีค่าเป็นบวก แสดงว่าทางเลือกอันถัดไปดีกว่า จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดอันใหม่และยกเลิกทางเลือกที่ดีที่สุดอันเก่าทิ้งไป ถ้ามูลค่าปัจจุบันเป็นศูนย์หรือเป็นลบ แสดงว่าทางเลือกที่ดีที่สุดดีกว่าทางเลือกอันถัดไป จึงยังคงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด และยกเลิกทางเลือกอันถัดไปทิ้งไป

4. ดำเนินการวิเคราะห์เปรียบเทียบในมูลค่าปัจจุบันระหว่างทางเลือกที่ดีที่สุดกับทางเลือกอันถัดไปจนกระทั่งเหลือทางเลือกที่ดีที่สุดเพียงอันเดียว

ตัวอย่างที่ 3

ตารางที่ 3 แสดงเงินลงทุนและผลประโยชน์ของทางเลือก

เมื่อสิ้นสุดปีที่	ไม่ทำอะไรเลย	โครงการที่ 1 (บาท)	โครงการที่ 2 (บาท)	โครงการที่3 (บาท)
0	0	-5000	-8000	-10000
1-10	0	1400	1900	2500

กำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่พอใจ 15%

ให้การไม่ทำอะไรเลยเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด เพราะไม่ใช้เงินลงทุน เปรียบเทียบกับทางเลือกที่ 1 ซึ่งใช้เงินลงทุน 5000 บาท และได้ผลประโยชน์ตอบแทน 1400 บาท

$$P_{1-0} = -5000 + 1400(P/A_{15,10})$$

$$= 2026.32 \quad \text{บาท}$$

เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นบวก แสดงว่าทางเลือกที่ 1 ดีกว่าการไม่ทำอะไรเลย ดังนั้นทางเลือกที่ 1 จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด แล้วเปรียบเทียบกับทางเลือกที่ 2 ซึ่งทำให้ต้องลงทุนเพิ่มขึ้น 3000 บาท แต่ได้ผลตอบแทนมากขึ้น 500 บาท นั่นคือ

$$P_{2-1} = -3000 + 500(P/A_{15,10})$$
$$= -490.60 \quad \text{บาท}$$

เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นลบ ทางเลือกที่ 1 ยังคงเป็นทางเลือกที่ดีกว่า จึงเปรียบเทียบทางเลือกที่ 1 กับทางเลือกที่ 3 ซึ่งทำให้ต้องลงทุนเพิ่มขึ้นอีก 5000 บาท แต่ได้ผลตอบแทนมากขึ้น 1100 บาท นั่นคือ

$$P_{3-1} = -5000 + 1100(P/A_{15,10})$$
$$= 520.68 \quad \text{บาท}$$

เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นบวก แสดงว่าทางเลือกที่ 3 ดีกว่าทางเลือกที่ 1 ทางเลือกที่ 3 เป็นทางเลือกที่ดีที่สุด และเนื่องจากไม่มีทางเลือกอื่นๆอีก ทางเลือกที่ 3 จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดในบรรดาทางเลือกทั้งหมด

6.2.2 การเปรียบเทียบโดยอัตราผลตอบแทน

อัตราผลตอบแทนคือ ผลประโยชน์ที่ได้จากการลงทุน เป็นอัตราร้อยละ เมื่อเทียบต่อเวลาหนึ่งปีที่ลงทุนหรือก็คืออัตราดอกเบี้ยที่ได้จากการลงทุน การหาอัตราผลตอบแทนของทางเลือกต่างๆจึงเป็นวิธีซึ่งนอกจากจะใช้สำหรับช่วยกำหนดความพึงพอใจในการลงทุนแล้ว ยังใช้สำหรับเปรียบเทียบทางเลือกต่างๆได้ เพราะทางเลือกใดที่ให้ผลตอบแทนสูงกว่าทางเลือกอื่นภายใต้เงื่อนไขอื่นๆในลักษณะเดียวกันย่อมจะดีกว่า

การคำนวณหาอัตราผลตอบแทน กระทำโดยการหาอัตราดอกเบี้ยซึ่งทำให้มูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นศูนย์ การคำนวณใช้วิธีการ trial and error ดังตัวอย่างดังต่อไปนี้

ตัวอย่างที่ 4

ตารางที่ 4 แสดงเงินลงทุนและผลประโยชน์ของทางเลือก

เมื่อสิ้นสุดปีที่	กระแสเงินไหล (บาท)
0	-1000
1	-800
2	500
3	500
4	500
5	1200

นั่นคือ

$$0 = -1000 - 800(P/F_{i,1}) + 500(P/A_{i,4})(P/F_{i,1}) + 700(P/F_{i,5}) \quad \ldots.1$$

$P/F_{i,n}$ = Single-payment present worth factor ที่อัตราดอกเบี้ย i จ่ายเงินในปีที่ n

ลองกำหนด i = 12 % จะได้เทอมทางขวามือของสมการที่ 1, P, ดังนี้

$$P = -1000 - 800(P/F_{12,1}) + 500(P/A_{12,4})(P/F_{12,1}) + 700(P/F_{12,5})$$

$$= 32$$

เพราะว่า P มีค่าเป็นบวกแสดงว่า i = 12%น้อยกว่าอัตราผลตอบแทน ลองกำหนด i = 15% จะได้

$$P = -116$$

แสดงว่า อัตราผลตอบแทนควรจะอยู่ระหว่าง 12%-15% โดยการประมาณค่าในช่วง

$$i = 12\% + 3\%(32-0)/(32-(-116))$$

$$= 12.6\%$$

นั่นคือ อัตราผลตอบแทนเท่ากับ 12.6% ต่อปี

ในการใช้อัตราผลตอบแทนในการเปรียบเทียบทางเลือกอาจมีปัญหาเนื่องจากขนาดของเงินลงทุนของทางเลือกไม่เท่ากัน ซึ่งการวิเคราะห์ก็ทำโดยใช้วิธีการเช่นเดียวกับการเทียบเท่า คือเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนของขนาดของความแตกต่างดังตัวอย่างต่อไปนี้

<u>ตัวอย่างที่ 5</u>

จากตัวอย่างที่ 3 กำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่น่าพอใจ $\geq$ 15% ต่อปี

เปรียบเทียบทางเลือกไม่ทำอะไรเลยกับทางเลือกที่ 1

$$0 = -5000 + 1400(P/A_{i,10})$$

$$i_{1-0} = 25\%$$

เนื่องจากได้อัตราผลตอบแทนมากกว่า 15% ดังนั้นทางเลือกที่ 1 จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด

เปรียบเทียบทางเลือกที่ 1 กับทางเลือกที่ 2 จะได้ i_{2-1} = 10.5% เพราะว่าได้อัตราผลตอบแทนน้อยกว่า 15% ดังนั้นทางเลือกที่ 1 ยังคงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด

เปรียบเทียบทางเลือกที่ 1 กับทางเลือกที่ 3 จะได้ i_{3-1} = 17.6% เพราะว่าได้อัตราผลตอบแทนมากกว่า 15% ดังนั้นทางเลือกที่ 3 จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด เนื่องจากไม่มีทางเลือกอื่นๆ ดังนั้นทางเลือกที่ 3 จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด

สำหรับการเปรียบเทียบโดยใช้ระยะเวลาคืนทุนมักกระทำควบคู่ไปกับการหาอัตราผลตอบแทน ระยะเวลาคืนทุนหมายถึงระยะเวลาในการดำเนินการตามทางเลือกที่ทำให้มูลค่าผลตอบแทนสะสม

เท่ากับมูลค่าการลงทุน ซึ่งหาได้จากสูตร

$$P/A = P/A_{i,n}^{*}$$

เมื่อ P = เงินลงทุนของทางเลือก

A = ผลประโยชน์รายปีที่เกิดจากทางเลือก

i^{*} = อัตราผลตอบแทนที่น่าพอใจ

n = ระยะเวลาคืนทุน

ตัวอย่างที่ 6

จากตัวอย่างที่ 5 ต้องการทราบระยะเวลาคืนทุนของทางเลือกที่ 1 กำหนดอัตราผลตอบแทนที่น่าพอใจ 15% ต่อปี

$$P/A_{15,n} = 5000/1400$$

$$= 3.5714$$

จากตารางดอกเบี้ย n 5 ปี 6 เดือน นั่นคือ ระยะเวลาคืนทุนสำหรับทางเลือกนี้คือ 5 ปี 6 เดือน ด้วยอัตราผลตอบแทน 15% ต่อปี

6.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบความได้เปรียบเสียเปรียบทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานรูปอื่นนั้น อาจเปรียบเทียบกันได้ในสองลักษณะคือ

1. เปรียบเทียบค่าใช้จ่าย
2. เปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุน

การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายระหว่างระบบมักกระทำโดยการเปรียบเทียบในมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบหรือมูลค่าเทียบเท่ารายปีของระบบตลอดอายุการใช้งานของระบบ ระบบใดที่มีค่าใช้จ่ายต่ำกว่า คือระบบที่ประหยัดกว่า ส่วนการเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนจะเปรียบเทียบในลักษณะของผลตอบแทนที่ได้จากระบบ ระบบใดที่มีผลตอบแทนการลงทุนสูงกว่าก็จะเป็นระบบที่ดีกว่า แต่ว่าไม่ว่าจะเปรียบเทียบกันแบบใด ระบบที่นำมาเปรียบเทียบกันก็จะต้องถูกใช้งานภายใต้เงื่อนไขอันเดียวกัน เช่น อัตราการผลิตน้ำร้อนที่เท่ากัน

การวิเคราะห์เปรียบเทียบกระทำโดยอาศัยหลักวิธีดังได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 6.2 ส่วนหนึ่งที่จะแตกต่างไปก็คือ ในสภาวะเศรษฐกิจจริงนั้น การเพิ่มหรือลดค่าของเงินนั้นมิได้ขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยแต่เพียงอย่างเดียว ปัจจัยสำคัญที่ทำให้ค่าของเงินมีการเปลี่ยนแปลง ก็คือ การเฟ้อของเงิน ดังนั้น

เมื่อจะนำเอา วิธีการวิเคราะห์ที่กล่าวถึงมาแล้วมาใช้ จึงจำเป็นต้องมีการปรับพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณที่เกี่ยวข้องให้เข้ากับสภาวะเศรษฐกิจจริง นั่นคือ จะต้องมีการปรับค่าต่างๆตามอัตราเงินเฟ้อ สำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตน้ำร้อนในการวิจัยนี้ พารามิเตอร์ที่จะต้องใช้ในการวิเคราะห์มี 2 ตัวคือ $P/A_{i,n}$ และ $A/P_{i,n}$ ซึ่งหลังจากปรับค่าอัตราเงินเฟ้อแล้วจะมีสูตรดังนี้

$$P/A_{i,f,n} = \begin{cases} (1 - (1 + f)^n/(1 + i)^n)/(i - f) & i \neq f \\ n/(1 + f) & i = f \end{cases}$$

และ $$A/P_{i,f,n} = 1/P/A_{i,f,n}$$

เมื่อ i = อัตราดอกเบี้ย (หรืออัตราส่วนลด)

f = อัตราเงินเฟ้อ

n = อายุการใช้งานของระบบ

6.3.1 <u>การเปรียบเทียบค่าใช้จ่าย</u>

มูลค่าเทียบเท่ารายปีของค่าใช้จ่ายของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์คำนวณได้โดยใช้สูตรดังนี้

$$X = (C_c A_{op} + C_t b A_{op} + C_y A_{op})A/P_{i,f,n} + Q_{aux} C_f + M$$

เมื่อ X = มูลค่าเทียบเท่ารายปีของค่าใช้จ่าย

C_c = ราคาต่อหน่วยพื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์

A_{op} = พื้นที่ของแผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม

C_t = ราคาต่อหน่วยปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อน

b = ปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อนต่อหน่วยพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์

C_y = ค่าใช้จ่ายอื่นๆต่อหน่วยพื้นที่

Q_{aux} = ปริมาณพลังงานเสริมรายปี

C_f = ราคาเฉลี่ยต่อหน่วยพลังงานเสริม และ

M = ค่าบำรุงรักษาระบบในส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับแผงรับแสงอาทิตย์ ต่อปี

การหามูลค่าปัจจุบันของระบบกระทำโดยใช้สูตร

$$Y = X(P/A_{i,f,n})$$

ตัวอย่างการคำนวณค่า X และ Y แสดงไว้ในตารางที่ 2.1.ก และตารางที่ 1.1 ก ถึง 5.4 ก ในภาคผนวก จ

ในตารางที่ 2.1.ก ค่าของ X แสดงไว้ในช่อง Annual Operating Cost ส่วนค่าของ Y แสดงไว้ในช่อง Present Worth Value เนื่องจากที่แต่ละค่าของเงินลงทุนของระบบต่อพื้นที่รับแสง 1 ตร.ม. และค่าพลังงานเสริมค่าหนึ่งจะให้ค่าพื้นที่รับแสงที่เหมาะสมค่าหนึ่ง(ดูบทที่ 5) ดังนั้น ค่าของ X และY จึงแปรตามค่าใช้จ่ายทั้งสองประเภท

การเปรียบเทียบกับระบบผลิตน้ำร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงอื่นกระทำได้โดยการหามูลค่าเทียบเท่ารายปี X และ/หรือ มูลค่าปัจจุบันของระบบ Y เปรียบเทียบกับ X และ Y ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบที่มีมูลค่า X หรือ Y ต่ำกว่าคือระบบที่ประหยัดกว่า

6.3.2 การเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุน

เมื่อมีการนำเอาระบบผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เข้าไปใช้ ผู้ที่สนใจจะใช้ระบบดังกล่าวมักจะสนใจว่า การติดตั้งระบบจะช่วยให้เกิดการประหยัดค่าพลังงานได้มากน้อยแค่ไหน หรือระบบจะทำให้สามารถผลิตน้ำร้อนได้ด้วยราคาที่ต่ำกว่าระบบอื่นหรือไม่ สำหรับในหัวข้อนี้จะเสนอแนวทางในการเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนจากการประหยัดค่าเชื้อเพลิง ส่วนการเปรียบเทียบกับระบบอื่นๆนั้น เนื่องจากมีเงื่อนไขและราคาที่แตกต่างกันมาก การเปรียบเทียบกระทำได้ลำบาก โดยเฉพาะเมื่อไม่มีข้อมูลจริงเกี่ยวกับการใช้น้ำร้อนในอุตสาหกรรมและธุรกิจ การเปรียบเทียบโดยการสมมติอัตราการใช้น้ำร้อนและอุณหภูมิที่ใช้อาจไม่มีประโยชน์มากนักสำหรับการตัดสินใจเลือกใช้ระบบ การเปรียบเทียบเฉพาะโครงการกระทำได้โดยอาศัยวิธีการที่เสนอไว้ในหัวข้อ 6.2 อีกประการหนึ่งการที่จะดูว่าระบบใดประหยัดกว่าอาจพิจารณาดูได้จากการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายดังที่ได้กล่าวมาแล้ว

ในการเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนจากการประหยัดค่าเชื้อเพลิง เงินลงทุนก็คือราคาระบบ ส่วนผลตอบแทนก็คือราคาค่าพลังงานซึ่งถ้าใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นในการผลิตน้ำร้อนจบด้วยค่าใช้จ่ายของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์รายปี ค่าใช้จ่ายต่างๆนี้แสดงไว้ในตารางที่ 2.1.ช และในภาคผนวก จ จากค่าใช้จ่ายต่างๆ โดยอาศัยทฤษฎีทางเศรษฐศาสตร์ คำนวณหาผลตอบแทนการลงทุนดังแสดงในตารางที่ 2.1. ค และภาคผนวก จ

จากตารางที่ 2.1.ค และตารางอื่นๆในภาคผนวก จ จะเห็นได้ว่า ค่าใช้จ่ายที่ประหยัดได้จากการใช้ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ถ้าระบบผลิตน้ำร้อนเดิมใช้ไฟฟ้าในการผลิตน้ำร้อนอยู่ การใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แทนหรือใช้ร่วมด้วย เฉพาะค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ก็คุ้มกับเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อราคาระบบต่อตารางเมตรไม่เกิน 6000 บาท การใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ไม่คุ้มกับค่าน้ำมันเตาที่ประหยัดได้ แต่ไม่ได้หมายความว่า ระบบพลังงานแสงอาทิตย์จะมีราคาแพงกว่าระบบผลิตน้ำร้อนด้วยน้ำมันเตา อัตราผลตอบแทนที่ปรากฏในตารางดังกล่าว

TABLE 2.1 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN, ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.59	3988.72	36934.9
	.25	14.79	4911.89	45483.3
	.35	17.56	5520.14	51115.6
	.45	19.63	5974.53	55323.18
	.55	21.28	6337.4	58683.3
6000	.15	9.09	4300.25	39819.62
	.25	13.29	5365.91	49687.46
	.35	16.06	6068.04	56189.07
	.45	18.13	6592.58	61046.22
	.55	19.78	7011.47	64925.07
7000	.15	7.82	4576.68	42379.31
	.25	12.02	5784.8	53566.31
	.35	14.79	6580.81	60937.23
	.45	16.86	7175.48	66443.78
	.55	18.51	7650.38	70841.28
8000	.15	6.72	4821.62	44647.42
	.25	10.93	6172.19	57153.48
	.35	13.69	7062.06	65393.53
	.45	15.76	7726.85	71549.38
	.55	17.41	8257.76	76465.52
9000	.15	5.76	5038.1	46651.99
	.25	9.96	6531.1	60476.93
	.35	12.72	7514.82	69586.01
	.45	14.79	8249.73	76391.16
	.55	16.44	8836.64	81825.85

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity		LPG		Fuel Oil	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	Baht/kW-hr		Baht/kg		Baht/litre	
				1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.82	84110.94	3653.35	11813	15750	7824	9412	4734	5925
6000	15.32	91935.52	4098.38	11391	15188	7545	9076	4565	5713
7000	14.05	98382.84	4522.83	10967	14623	7264	8738	4395	5501
8000	12.96	103651.12	4928.99	10541	14055	6982	8399	4225	5287
9000	11.99	107888.58	5318.71	10114	13486	6700	8059	4054	5073

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

ตารางที่ 2.1 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 2

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์	เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.6	19.2	3.6	7.7	<0	<0
6000	9.5	16.0	0.2	4.5	<0	<0
7000	7.1	13.5	<0	2.0	<0	<0
8000	4.5	11.0	<0	<0	<0	<0
9000	2.4	8.9	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

แสดงเฉพาะการวิเคราะห์ว่า ค่าน้ำมันเตาที่ประหยัดได้นั้นจะคุ้มหรือไม่คุ้มกับเงินลงทุนและค่าดำเนินงานของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งจะเป็นกรณีของการที่ผู้ใช้มีระบบผลิตน้ำร้อนด้วยน้ำมันเตาอยู่แล้วแต่อยากจะคิดระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อช่วยลดค่าน้ำมันเตา และเมื่อเปรียบเทียบกับระบบที่ใช้LPG ก็ได้ผลคล้ายๆกับระบบน้ำมันเตา

อัตราผลตอบแทนการลงทุนในตารางดังกล่าว นอกจากจะเป็นเครื่องแสดงว่า ค่าพลังงานที่ประหยัดได้จะคุ้มหรือไม่คุ้มกับเงินลงทุนและค่าดำเนินงานของระบบพลังงานแสงอาทิตย์แล้ว ขนาดของอัตราผลตอบแทนยังใช้เป็นตัวเลขสำหรับแสดงต่อผู้ที่จะลงทุนว่า การลงทุนดังกล่าวจะให้ผลตอบแทนได้มากน้อยแค่ไหน เมื่อเปรียบเทียบกับการนำเอาเงินดังกล่าวไปลงทุนในกิจการอื่น ส่วนระยะเวลาคืนทุนของระบบพลังงานแสงอาทิตย์นั้นขึ้นอยู่กับอัตราผลตอบแทนอย่างน้อยที่สุดที่ผู้ลงทุนคาดว่าจะได้รับจากกิจการลงทุนอย่างอื่นจากเงินจำนวนเท่ากับเงินลงทุนของระบบรวมกับค่าดำเนินการของระบบ ถ้าอัตราผลตอบแทนการลงทุนในตารางมีค่าน้อยกว่าอัตราผลตอบแทนของผู้ลงทุน แสดงว่าการลงทุนในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ไม่คุ้มค่าและไม่มีระยะเวลาคืนทุน ถ้าอัตราผลตอบแทนการลงทุนในตารางมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับของผู้ลงทุน แสดงว่าการลงทุนให้ผลคุ้มค่า ระยะเวลาการคืนทุนหาได้โดยวิธีที่กล่าวมาแล้วข้างต้นซึ่งถ้าอัตราผลตอบแทนการลงทุนในตารางมีค่าเท่ากับผลตอบแทนของผู้ลงทุน ระยะเวลาคืนทุนจะเท่ากับอายุการใช้งานของระบบ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 7

บทสรุป

การผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นวิธีหนึ่งซึ่งจะช่วยให้เกิดการประหยัดการใช้พลังงานของประเทศ การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นที่ยอมรับและนำไปใช้งานในธุรกิจและอุตสาหกรรมก็ต่อเมื่อเป็นระบบที่สามารถช่วยลดต้นทุนการผลิตของธุรกิจและอุตสาหกรรมนั้นๆได้ การศึกษาวิจัยนี้จึงเป็นไปเพื่อหาตัวแปรที่เหมาะสมสำหรับการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ โดยอาศัยค่าใช้จ่ายที่ต่ำที่สุดของระบบเป็นตัวกำหนดความเหมาะสมของตัวแปร ตัวแปรที่ได้รับคัดเลือกแล้วก็จะเป็นพารามิเตอร์ที่เสนอแนะให้ใช้ในการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย

โดยที่ตัวแปรที่ใช้สำหรับการออกแบบระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์มีอยู่มากมาย ในการศึกษาจึงจำเป็นต้องกำหนดตัวแปรบางตัวเป็นค่าคงที่เพื่อจะได้สามารถวิเคราะห์ความได้เปรียบเสียเปรียบทางเศรษฐศาสตร์ของระบบต่างๆภายใต้เงื่อนไขชุดเดียวกันได้ โดยอาศัยวัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัยตามที่เขียนไว้ในบทที่ 1 สรุปผลของการศึกษาได้ดังต่อไปนี้

1. ขนาดถังเก็บน้ำร้อนที่เหมาะสมสำหรับระบบฯซึ่งผลิตน้ำร้อนอุณหภูมิ 60^{0}ซ คือ 65 ลิตร/ม^{2}(พื้นที่แผง) และถ้าระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเป็น 70^{0}ซ หรือมากกว่าให้นำราคาต่อหน่วยของถังเก็บน้ำร้อนเข้ามาร่วมพิจารณา ถ้าราคาต่อหน่วยของถังเท่ากับ 6 บาท/ลิตร หรือต่ำกว่า ควรใช้ถังเก็บน้ำร้อนขนาด 65 ลิตร/ม^{2} แต่ถ้าราคาถังเพิ่มขึ้นเป็น 8 บาท/ลิตร แล้ว ให้ลดขนาดถังลงให้อยู่ระหว่าง 55-65 ลิตร/ม^{2} ถ้าทราบราคาต่อหน่วยที่แน่นอนของถังก็อาจขนาดขนาดที่เหมาะสมของถังโดยดูจากตารางในภาคผนวก ง.

2. เนื่องจากได้นำการศึกษาความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์มาใช้พิจารณาความเหมาะสมของระบบฯ จึงกำหนดปริมาณน้ำร้อนที่ต้องการนำไปใช้ขึ้นก่อนแล้วจึงเลือกขนาดของระบบฯและชนิดของแผงที่ให้ค่าใช้จ่ายต่ำสุด แทนการกำหนดขนาดของระบบขึ้นแล้วคำนวณปริมาณน้ำร้อนที่ระบบทำได้(ตามวัตถุประสงค์เดิม)

จากปริมาณน้ำร้อนและระดับอุณหภูมิที่กำหนดขึ้น การหาขนาดระบบที่เหมาะสมมีลำดับขั้นดังนี้ อันดับแรกดูรูปแบบการใช้น้ำร้อนว่าเข้าประเภทผู้ใช้ใด(มี 5 ประเภท) นำข้อมูลด้านการเงิน(ดอกเบี้ยเงินกู้ อัตราส่วนลด อัตราเงินเฟ้อ) มาร่วมพิจารณา(ถ้าดอกเบี้ยเงินกู้เท่ากับ 17% อัตราส่วนลดเท่ากับ 14% และอัตราเงินเฟ้อเท่ากับ 8% นำตารางในภาคผนวก จ. มาใช้ได้เลย) อันดับที่สองให้คำนวณราคารวมต่อหน่วยพื้นที่แผงของระบบ(บาท/ม^{2}) และราคาพลังงานเสริมที่ระบบใช้ อ่านได้โดยตรงจากตารางคือขนาดพื้นที่แผงรับแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่ทำให้ค่าใช้จ่ายรายปีของระบบต่ำสุด รายละเอียดเพิ่มเติมดูได้จากหัวข้อ 5.3

3. สำหรับระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีถังเก็บน้ำร้อนเป็นระบบย่อย (ระบบเดียวกับที่ศึกษา) การนำแผงต่างชนิดมาต่อเข้าด้วยกัน เช่น โดยนำแผงที่แผ่นดูดสีดำและกระจก 1 ชั้นติดตั้งไว้ตอนต้นของระบบและแผงแบบกระจก 2 ชั้นติดตั้งไว้ตอนปลายของระบบ จะไม่ได้รับประโยชน์เพิ่ม(หัวข้อ 4.8)

4. ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบซึ่งประกอบด้วย แผงฯ ถังเก็บน้ำร้อน และท่อนำน้ำหมุนเวียนระหว่างถังกับแผง จะขึ้นกับระบบ (ประเภทผู้ใช้น้ำร้อน ระดับอุณหภูมิน้ำร้อน และชนิดของแผงรับแสงอาทิตย์) และขนาดพื้นที่แผง ผลการคำนวณได้แสดงไว้ในภาคผนวก ฉ.

5. การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ได้กระทำเป็นสองประเภท คือ ประเภทที่ 1 เป็นการหามูลค่าของระบบทั้งในลักษณะของมูลค่าปัจจุบันและมูลค่าเทียบเท่ารายปี เพื่อใช้สำหรับการเปรียบเทียบกับระบบผลิตน้ำร้อนด้วยเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆว่าระบบใดจะประหยัดกว่ากัน ส่วนประเภทที่ 2 เป็นการหาอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่เกิดจากการประหยัดพลังงานเมื่อนำเอาระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์เข้าไปใช้ร่วมกับ (หรือใช้แทน) ระบบผลิตน้ำร้อนเดิมซึ่งใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่น

เนื่องจากการศึกษาวิจัยนี้เป็นงานที่ต้องใช้เวลาคอมพิวเตอร์มากเกินกว่าเวลาที่คาดว่าจะใช้ จึงได้จำกัดขอบข่ายของการศึกษาลงบางส่วน เหลือเพียงส่วนที่จำเป็นและที่ใช้อยู่ในทางปฏิบัติเท่านั้น ยังมีงานบางส่วนซึ่งอาจเป็นที่น่าสนใจที่จะศึกษาในรายละเอียดลึกลงไปเฉพาะเรื่อง อาทิ การต่อผสมระหว่างแผงต่างชนิดกัน เป็นต้น

<u>แรงจูงใจสำหรับการใช้ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์</u>

ปัญหาสำคัญในการตัดสินใจใช้ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ราคาของระบบซึ่งสูง อันมีผลทำให้ค่าใช้จ่ายในการใช้ระบบสูงตามไปด้วยและถึงแม้ว่าในบางกรณีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์อาจชี้ว่ามีความคุ้มค่าที่จะลงทุนติดตั้งใช้งานระบบฯก็ตาม การที่ต้องใช้เงินลงทุนสูงอาจทำให้ผู้อยากใช้ไม่อาจได้ใช้ระบบเพราะไม่มีกำลังสำหรับการลงทุน การสร้างแรงจูงใจเพื่อให้มีการใช้ระบบอย่างแพร่หลายจึงควรเป็นไปในลักษณะที่จะช่วยให้ราคาของระบบถูกลง ซึ่งรัฐอาจกระทำได้ด้วยวิธีการต่างๆดังต่อไปนี้

1. การช่วยเหลือจากรัฐในรูปของเงินกู้ที่มีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำ ทั้งสำหรับผู้ที่จะกู้ไปซื้อระบบฯ และสำหรับผู้ที่จะกู้ไปลงทุนในอุตสาหกรรมผลิตระบบฯ

2. การช่วยเหลือจากรัฐในรูปของสิทธิประโยชน์ด้านภาษีอากร ดังนี้

สำหรับผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัย ให้มีสิทธิ์ในการนำค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบไปหักลดหย่อนสำหรับการคำนวณภาษีเงินได้ สำหรับผู้ใช้ประเภทอุตสาหกรรมนั้นได้รับสิทธิประโยชน์นี้อยู่แล้ว

สำหรับผู้ผลิต ให้กำหนดระยะเวลาปลอดภาษีเงินได้นิติบุคคลระยะหนึ่งเพื่อช่วยให้การลงทุนเป็นที่น่าสนใจและช่วยให้อุตสาหกรรมสามารถผลิตระบบได้ในราคาที่ถูกลง

3. การช่วยเหลือจากรัฐในการหาตลาดให้ผู้ผลิตระบบฯ เช่น การช่วยเผยแพร่เทคโนโลยี่เกี่ยวกับการผลิตและการใช้ระบบให้ประชาชนทั่วไปได้รู้จักและเข้าใจในประโยชน์ของการใช้ระบบ อันจะช่วยให้ประชาชนเกิดความสนใจและอยากลองใช้ การช่วยเผยแพร่และให้ความร่วมมือกับสถาปนิก วิศวกร และนักลงทุนในธุรกิจการก่อสร้างและอุตสาหกรรม ในการออกแบบระบบให้กับอาคารสถานที่ที่จะมีการก่อสร้าง การกำหนดมาตรการให้อาคารโดยเฉพาะของรัฐที่จะต้องมีการใช้น้ำร้อน ให้ใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ฯลฯ การช่วยเหลือเหล่านี้จะมีผลทำให้ขนาดของความต้องการระบบเพิ่มขึ้น ทำให้ผู้ลงทุนผลิตระบบสามารถลงทุนตั้งโรงงานซึ่งมีขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพในการผลิตดี อันจะทำให้ต้นทุนการผลิตลดลงซึ่งจะช่วยให้ราคาของระบบถูกลง

แรงจูงใจที่กล่าวถึงนี้ เป็นเพียงข้อเสนอแนะเมื่อรัฐประสงค์ที่จะให้มีการใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์อย่างแพร่หลายภายในประเทศ การที่จะดำเนินการสร้างแรงจูงใจนั้นรัฐควรจะได้พิจารณาให้แน่ชัดว่ามีความจำเป็นเพียงใดที่จะต้องสนับสนุนให้มีการใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ และรัฐจะได้ประโยชน์และเสียประโยชน์อะไรบ้างในการสนับสนุนนั้นๆ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

เอกสารอ้างอิง

1. สันติ อุฬารวุฒิ และ โอฬาร รัตนปราการ, สถานภาพของระบบทำน้ำร้อนด้วยแสงอาทิตย์, เอกสารประกอบการอบรมวิชาการเรื่อง Solar Water Heating System Design, สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี(ไทย-ญี่ปุ่น), 27-28 ตุลาคม 2525

2. ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ และมานิจ ทองประเสริฐ, "ระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ประหยัดได้จริงหรือ", วิศวกรรมสาร 35 (ตุลาคม 2525), หน้า 31-38

3. Beckman,W.A., Klein, S.A., and Duffie, J.A., "Solar Heating Design" John Wiley & Sons, 1977

4. W.G. Wilhelm, The Use of Polymer Film and Laminate Technology for Low Cost Solar Energy Collector, Department of Energy and Environment, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1982

5. W.G. Wilhelm, Low Cost Solar Energy Collection for Cooling Application, Department of Energy and Environment, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1981

6. Exell, et al, The Availability of Solar Energy in Thailand, A.I.T. Publication, Bangkok, Thailand, 1976

7 ข้อมูลของความเร็วลมได้จากกรมอุตุนิยมวิทยา

8 ข้อมูลอุณหภูมิอากาศเฉลี่ยรายชั่วโมงได้จากกรมอุตุนิยมวิทยา

9 Chang, K.K., and Mihardi, A., An Optimization Formulation for Heating Systems

10 TRNSYS, A Transient Simulation, Solar Energy Laboratory, The University of Wisconsin, Madison, Wisconsin, 1976

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก.

ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์รายชั่วโมงของกรุงเทพฯ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

HOURLY SOLAR RADIATION UNIT 1 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	4.59	17.30	35.85	+7.12	73.32	57.67	72.11	24.87	53.81	3.07	0.53
2	3.66	19.81	34.64	+2.29	52.45	45.69	70.45	47.05	24.47	-0.85	0.27
3	4.62	24.77	38.20	53.77	57.26	54.93	55.21	34.83	36.56	-5.81	1.23
4	4.02	19.46	27.85	51.50	52.98	70.79	30.73	41.58	53.39	3.75	2.82
5	5.25	16.58	36.74	55.15	62.97	48.96	71.31	45.55	24.61	15.53	4.88
6	4.60	21.56	38.25	54.05	67.65	50.14	56.53	49.12	32.84	-2.92	0.23
7	6.48	21.12	30.36	53.92	45.54	53.65	70.85	38.46	54.42	9.73	2.55
8	4.44	4.41	32.69	55.21	51.48	56.20	43.07	49.56	15.13	-0.51	1.63
9	3.35	28.16	41.43	54.50	46.79	68.09	+7.11	20.74	31.50	-7.31	1.09
10	6.30	22.07	43.15	52.07	59.61	76.49	52.21	44.86	20.52	-0.97	0.0
11	2.18	22.49	38.57	53.23	65.58	65.37	60.95	43.82	27.05	-0.20	0.52
12	4.44	8.56	41.35	53.16	56.14	61.97	54.35	36.96	25.22	-3.93	0.44
13	5.15	17.65	34.77	55.46	56.80	70.93	+6.49	33.90	57.71	0.27	2.89
14	5.36	18.04	39.35	54.70	47.38	64.96	59.31	59.54	25.59	-3.57	1.36
15	4.66	20.79	40.77	54.72	49.18	81.70	74.95	33.95	37.62	-6.60	1.49
16	5.68	11.92	30.10	55.96	75.36	59.03	50.05	63.97	37.21	7.51	0.0
17	2.91	14.77	41.17	49.95	73.05	54.99	35.67	57.19	20.08	-2.50	3.27
18	4.09	18.68	25.82	53.34	61.42	66.93	+1.03	41.94	34.95	-3.45	0.65
19	5.19	20.51	39.24	55.51	64.28	56.33	58.41	59.12	52.53	-2.65	1.37
20	4.51	24.25	41.63	55.21	63.60	50.03	51.60	35.29	41.79	-1.00	1.31
21	2.22	27.43	48.35	70.45	69.20	69.35	55.53	42.06	35.31	-3.96	1.49
22	6.08	22.83	33.62	53.39	51.45	56.20	57.93	44.40	32.06	-1.71	3.37
23	2.89	15.71	30.02	57.62	61.48	74.07	43.55	40.14	24.31	-5.38	1.67
24	4.10	16.24	35.13	37.14	63.90	59.33	73.09	49.37	31.09	-4.67	1.93
25	3.41	30.14	30.21	+7.03	52.02	55.60	57.53	32.04	32.82	-4.61	3.11
26	6.36	18.91	41.70	51.05	57.81	57.93	51.93	31.13	45.77	-2.77	4.08
27	5.85	18.77	41.11	56.05	64.78	62.52	75.25	60.60	38.40	9.40	3.0
28	4.50	22.75	40.06	53.86	49.54	53.54	54.69	37.09	22.27	7.33	3.16
29	4.81	32.48	45.94	53.71	69.42	46.64	53.45	29.90	37.91	2.54	3.47
30	4.55	19.38	30.56	54.72	66.40	59.68	57.23	58.68	22.48	-2.97	2.12
31	4.85	8.71	40.93	53.59	57.63	60.51	52.65	44.75	20.90	7.78	3.0

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 2 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	6.84	11.28	39.13	53.14	68.64	78.76	79.02	55.50	30.44	29.55	0.03
2	[illegible]	19.08	50.29	34.92	63.81	42.92	59.13	43.03	42.44	21.56	3.16
3	3.84	18.67	37.34	32.21	57.15	67.54	59.75	42.84	27.63	25.39	3.07
4	6.48	20.72	31.49	39.29	38.50	72.67	66.87	23.25	46.52	8.49	3.03
5	3.71	16.82	42.26	51.25	45.23	63.51	50.04	46.20	43.11	9.56	6.15
6	1.43	10.92	36.47	41.14	36.56	73.91	47.43	53.89	30.01	25.62	2.81
7	2.74	21.67	22.50	35.25	45.37	58.57	73.03	37.22	42.67	43.54	2.82
8	3.52	12.54	51.49	43.96	52.94	38.67	35.45	60.71	25.31	18.08	3.22
9	2.08	15.25	51.16	42.78	62.53	56.08	54.54	53.53	50.84	24.03	5.08
10	8.57	23.09	52.04	32.58	59.40	53.55	53.64	64.92	27.26	22.62	6.46
11	8.83	29.16	26.44	37.52	37.28	74.74	73.03	56.38	22.95	19.07	2.17
12	7.53	17.36	38.55	37.44	59.97	59.15	50.64	43.71	49.79	26.12	3.91
13	8.69	8.95	30.84	33.15	46.24	52.84	48.73	53.23	33.00	24.05	3.92
14	7.38	21.97	38.04	51.25	53.65	50.81	57.51	50.91	39.64	22.97	3.92
15	9.62	21.67	40.13	33.87	52.72	46.96	53.35	43.33	41.97	24.00	3.47
16	6.67	10.30	40.02	33.34	53.71	58.68	58.05	45.95	40.55	22.12	4.03
17	5.98	17.80	22.29	43.61	45.63	52.76	51.93	47.94	35.13	23.25	5.05
18	7.94	34.10	53.02	29.10	49.02	54.26	73.03	54.58	30.03	27.13	3.84
19	2.35	22.52	48.13	31.47	53.75	58.56	55.41	49.45	52.02	29.02	1.35
20	7.39	19.88	49.01	43.80	59.95	77.53	50.52	63.22	41.44	28.23	5.77
21	3.20	28.91	36.24	55.67	56.17	74.48	66.83	65.32	47.17	22.59	2.17
22	1.69	11.79	38.65	49.63	59.04	57.78	52.75	34.94	22.79	4.80	0.0
23	8.26	22.17	52.08	49.36	48.50	51.18	61.99	58.06	45.05	21.20	3.30
24	6.01	13.13	40.29	42.15	58.12	75.51	73.03	43.95	40.36	20.54	2.12
25	7.97	25.37	53.16	51.45	46.74	78.76	55.47	41.42	45.20	21.32	3.19
26	6.88	22.97	37.20	51.12	70.58	78.76	51.23	62.38	51.08	21.67	2.11
27	10.04	23.21	56.84	44.70	60.65	69.86	59.62	67.42	34.70	22.54	5.72
28	8.62	24.85	52.82	57.70	73.73	42.32	52.31	56.77	41.37	23.15	2.89
29	3.62	14.94	23.30	45.22	53.07	51.65	48.84	44.57	35.93	23.17	4.95

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 5 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	4.96	1.32	50.13	+0.91	61.84	64.16	76.21	56.29	50.37	3.83	4.50
2	6.64	15.84	43.18	+5.80	44.21	74.33	36.37	35.26	20.14	23.38	2.76
3	4.88	7.87	44.20	58.82	84.45	47.86	21.47	60.33	44.62	-5.65	2.46
4	4.96	23.57	52.14	59.32	72.75	65.18	+2.76	67.83	44.57	-3.74	0.19
5	2.80	19.25	54.34	35.15	83.12	72.61	49.50	63.80	27.29	-0.64	6.33
6	7.72	18.66	31.53	56.03	80.32	73.68	36.07	43.12	51.72	-6.97	2.38
7	11.61	16.54	39.25	51.79	83.02	55.75	58.65	55.29	43.31	3.30	2.43
8	4.62	16.72	24.05	+3.78	84.45	56.14	79.62	24.36	47.53	-8.67	5.91
9	7.33	27.46	35.78	+3.03	84.45	84.45	75.19	36.04	37.30	-3.35	3.94
10	0.0	5.63	42.42	56.31	52.03	56.12	52.19	63.35	28.00	-9.66	3.14
11	10.55	28.28	30.78	50.16	70.21	63.34	50.63	69.83	31.99	-3.80	0.46
12	6.92	7.81	40.39	52.87	63.71	52.87	55.25	64.42	40.53	-0.59	3.31
13	7.50	22.92	61.71	57.61	83.16	34.72	50.24	64.52	29.73	-9.19	0.0
14	5.97	24.27	38.17	7+.10	66.21	55.76	38.33	43.23	53.59	-0.86	5.46
15	8.08	20.82	47.07	45.55	51.83	29.74	+7.73	69.83	39.60	30.33	1.17
16	9.00	29.33	27.32	35.18	84.45	58.18	58.60	54.63	56.36	-1.72	3.72
17	7.07	23.21	27.72	53.55	68.95	64.82	+1.19	53.10	47.44	-9.05	0.6
18	4.09	7.59	41.03	53.46	62.18	61.67	36.07	69.83	56.59	-7.79	2.21
19	12.04	17.81	33.03	50.05	70.06	62.39	72.61	45.09	42.98	16.43	1.64
20	2.79	7.70	37.03	33.95	59.08	64.97	54.10	55.95	27.09	-8.33	2.54
21	4.59	24.26	38.27	59.60	84.45	50.81	36.07	67.19	55.59	-0.81	3.18
22	4.63	27.37	45.30	63.46	65.53	53.02	70.02	45.03	22.93	-1.53	6.34
23	1.67	21.24	37.62	51.61	78.85	83.08	36.07	50.80	35.37	34.32	2.02
24	1.71	24.98	27.38	69.45	80.35	38.70	86.07	46.01	41.19	-4.03	1.19
25	3.42	17.25	37.24	73.30	65.85	50.11	70.43	19.24	35.37	-5.95	5.39
26	3.36	24.02	37.38	59.77	29.45	69.41	30.13	63.65	51.81	-9.77	4.03
27	4.42	36.81	37.43	+9.36	70.81	73.99	57.13	66.06	37.88	-3.13	1.26
28	3.94	40.31	38.18	65.42	73.12	75.53	36.07	51.95	36.48	31.29	6.55
29	5.01	22.40	47.73	7+.10	62.17	57.57	73.13	40.56	36.34	31.33	6.01
30	4.20	9.17	45.37	52.24	56.84	84.45	58.32	31.77	38.53	30.77	1.59
31	2.46	23.27	46.98	+0.64	61.35	60.18	55.93	45.35	53.59	12.33	1.34

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 4 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	22.04	23.52	53.70	66.19	56.21	52.63	53.35	42.08	29.40	-0.73	3.53
2	9.04	24.46	41.37	77.65	49.99	36.62	50.87	38.67	45.45	3.45	4.06
3	14.16	30.33	29.50	79.63	76.81	38.51	78.92	47.89	25.15	-0.43	3.31
4	6.81	42.08	46.93	75.25	69.29	50.42	33.31	71.48	38.60	-6.85	3.47
5	7.13	42.89	44.86	46.25	32.46	80.07	39.13	67.28	39.69	-9.99	4.20
6	6.16	9.65	64.48	12.40	71.77	47.41	48.73	47.88	35.57	-9.85	1.53
7	6.80	50.24	49.44	52.62	75.78	54.65	65.79	55.52	48.23	30.95	4.14
8	9.11	34.93	50.94	79.58	66.10	62.68	51.30	25.23	51.83	-6.10	0.96
9	13.54	30.07	66.18	50.36	58.79	49.79	26.31	24.26	47.45	33.15	4.05
10	20.04	18.82	44.72	66.34	24.94	61.10	88.51	37.35	41.35	-9.73	0.0
11	5.28	32.94	49.60	61.39	87.59	27.82	65.69	39.12	46.17	25.93	2.16
12	9.34	33.09	56.72	79.58	53.81	75.37	6.39	52.98	52.78	-2.77	2.99
13	12.86	12.54	55.91	57.59	84.14	51.47	79.82	71.46	36.02	25.45	1.46
14	8.13	23.35	42.10	79.58	70.43	72.96	35.50	19.24	52.78	-2.98	3.34
15	7.96	27.21	57.36	64.92	72.69	37.12	74.33	51.32	26.37	33.29	0.0
16	14.97	30.28	43.94	60.21	51.95	71.23	47.45	49.84	35.51	-2.49	1.06
17	8.37	42.81	43.60	79.58	74.50	66.35	29.24	15.22	42.91	-2.43	4.54
18	5.13	29.50	42.90	72.61	87.70	49.61	39.01	57.18	32.06	-0.62	1.37
19	7.54	36.50	52.58	87.96	61.32	79.37	30.03	35.62	20.18	0.87	0.94
20	2.48	35.48	49.10	63.12	71.47	41.81	53.50	45.95	49.17	19.87	0.0
21	12.25	42.03	37.74	53.68	65.60	47.01	33.20	42.54	25.06	3.03	3.37
22	9.05	19.65	38.43	23.67	87.70	48.62	43.37	25.32	23.95	-6.35	1.04
23	17.79	9.15	46.27	79.58	55.58	62.93	58.62	47.12	52.78	-5.02	1.00
24	14.22	33.84	44.33	20.39	56.00	50.30	36.15	61.60	9.94	-3.39	2.31
25	11.40	24.84	51.67	52.27	65.05	56.97	74.12	33.54	52.78	9.01	6.32
26	15.43	11.05	50.84	64.86	67.38	39.08	53.83	70.09	45.37	0.0	4.25
27	10.12	35.87	54.21	60.21	87.70	66.86	21.63	52.94	30.89	0.0	1.05
28	16.00	45.34	32.57	78.66	87.70	71.40	77.57	23.12	35.46	6.14	0.93
29	7.32	21.15	51.74	60.55	32.70	51.29	62.29	53.27	9.68	-1.83	1.60
30	23.02	26.42	37.94	36.34	39.65	41.19	56.43	48.09	28.22	9.43	1.46

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 5 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	24.36	31.83	54.30	13.64	35.12	33.86	66.55	39.00	4.38	-8.33	2.71
2	8.69	48.72	66.53	53.03	38.54	50.00	50.74	44.05	21.59	-6.67	2.94
3	12.80	13.34	53.23	79.09	42.52	44.35	56.34	22.20	37.05	36.26	4.35
4	24.36	15.52	37.63	57.95	2.44	65.25	59.91	26.88	20.76	25.94	0.63
5	21.98	33.01	48.18	54.29	46.58	88.51	73.46	43.99	45.14	9.74	1.73
6	12.58	48.72	50.69	51.29	72.00	53.15	62.34	52.00	50.84	25.57	9.01
7	6.65	16.88	13.56	59.66	73.66	70.22	57.19	15.38	35.26	22.59	1.72
8	6.48	43.68	66.56	35.95	69.13	47.51	21.49	51.15	50.28	13.29	0.0
9	20.69	30.51	45.33	80.39	45.58	61.90	9.76	46.59	52.53	50.33	3.26
10	13.71	40.73	65.75	53.00	23.73	65.68	35.90	54.08	35.41	23.38	1.89
11	0.0	23.53	50.45	57.02	49.23	47.66	74.62	60.28	38.60	6.62	2.12
12	9.97	31.82	44.15	42.87	64.11	67.88	42.83	65.59	33.88	28.11	0.26
13	10.19	28.27	25.15	57.26	37.37	40.78	34.95	73.12	57.97	18.50	3.94
14	6.35	26.04	60.86	43.58	46.71	66.58	59.05	48.66	41.46	14.23	5.16
15	0.05	23.34	60.27	66.21	74.47	61.47	64.47	51.64	56.84	5.74	0.62
16	0.0	23.89	56.79	52.09	86.33	60.85	25.70	66.80	40.94	16.10	3.14
17	12.90	24.12	30.75	48.47	61.26	71.28	83.58	73.87	50.21	29.58	7.91
18	14.49	32.26	61.23	49.62	43.64	20.79	86.07	20.69	38.66	17.87	3.02
19	10.94	48.72	46.19	57.13	27.98	57.45	82.32	47.14	37.53	11.43	3.53
20	13.30	46.94	39.24	45.88	8.10	46.79	57.62	50.77	39.41	29.48	3.60
21	20.66	31.42	54.11	54.86	72.17	42.22	36.07	23.88	17.69	21.17	6.79
22	11.45	34.82	40.63	41.48	22.37	79.08	83.20	60.67	21.52	39.79	5.03
23	8.00	40.46	46.42	17.17	83.15	42.30	87.53	54.87	46.34	0.0	1.58
24	13.39	46.28	61.77	33.41	67.58	32.03	50.40	71.46	56.84	23.21	3.30
25	14.88	25.06	21.67	85.86	59.03	28.23	72.01	61.00	30.11	17.35	5.70
26	13.70	13.74	66.58	37.73	48.50	78.34	27.34	10.70	52.86	21.49	5.16
27	7.59	18.29	33.60	33.47	88.51	58.66	86.33	33.68	37.68	0.0	4.05
28	0.0	25.99	42.98	53.73	39.35	33.80	42.22	77.72	39.64	7.98	5.50
29	13.35	48.72	38.48	35.48	68.59	88.51	47.60	80.85	15.17	25.01	7.83
30	0.42	29.55	35.42	77.46	79.51	66.26	22.39	73.35	48.31	21.72	5.72
31	8.89	29.29	44.15	30.39	82.47	60.14	55.32	82.82	37.29	14.79	1.27

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 6 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	16.79	46.03	38.30	54.27	41.16	33.39	44.72	13.36	46.51	21.52	2.69
2	9.86	32.48	23.75	55.45	41.94	52.25	35.04	22.73	40.23	19.08	2.27
3	10.86	16.21	43.03	71.53	45.57	61.52	57.53	16.07	12.86	24.31	2.24
4	4.80	27.02	52.22	60.22	78.48	47.57	41.12	24.29	22.37	9.12	3.25
5	18.61	39.71	64.54	33.64	58.88	58.78	12.99	1.93	29.18	0.0	8.32
6	9.14	2.42	43.35	27.62	72.27	64.82	13.37	26.19	24.82	20.01	1.73
7	14.82	42.48	7.90	53.25	48.78	36.90	57.31	22.09	0.0	7.35	5.66
8	4.95	27.31	27.90	52.87	80.44	64.90	52.78	13.80	39.20	21.15	5.40
9	10.19	0.13	27.16	35.16	81.32	55.42	37.01	57.75	2.97	9.58	10.21
10	11.59	30.84	42.11	56.82	48.35	48.82	35.09	39.12	20.74	22.84	3.09
11	14.93	20.49	54.77	36.42	57.99	86.21	0.3	47.97	17.61	9.02	5.97
12	14.42	30.70	50.94	35.64	38.17	33.16	32.82	33.54	10.84	0.54	2.48
13	10.94	14.65	57.74	53.95	62.20	35.01	28.24	40.47	24.24	0.0	0.0
14	15.44	31.85	43.99	53.01	64.23	43.51	42.16	19.43	36.91	21.66	4.77
15	15.52	48.72	61.30	53.65	76.67	55.64	30.70	33.94	33.86	5.40	3.03
16	14.19	23.93	29.93	65.51	83.64	54.39	59.44	22.23	10.74	23.22	2.05
17	14.41	8.56	41.66	25.31	74.40	39.45	48.03	10.65	17.78	20.32	0.0
18	14.86	25.36	45.65	44.54	57.98	35.93	33.51	41.11	35.20	22.16	1.84
19	22.15	20.28	36.87	53.99	50.56	41.39	71.39	24.75	47.84	22.14	3.52
20	7.26	41.39	63.58	54.57	82.98	71.71	73.71	22.70	54.55	26.13	4.68
21	5.73	41.71	66.58	41.47	34.80	57.01	47.51	34.81	27.29	3.10	1.70
22	8.67	22.32	66.58	43.90	67.17	31.99	27.84	26.17	25.65	8.44	0.0
23	10.56	8.67	64.44	54.46	24.90	51.89	2.48	54.36	6.02	26.12	5.94
24	23.06	32.13	47.93	41.20	48.63	64.94	33.29	24.59	12.13	23.29	3.99
25	13.83	21.46	26.02	57.65	58.04	79.49	34.47	29.85	36.32	2.51	9.36
26	4.63	43.89	24.02	30.83	71.62	38.73	44.99	12.69	8.83	26.42	2.38
27	1.95	25.53	38.94	36.23	65.81	78.38	27.82	72.27	39.91	24.64	5.40
28	8.53	31.94	25.29	54.64	61.34	32.77	33.03	57.02	3.67	8.52	4.59
29	15.68	27.98	34.34	45.26	43.79	63.65	36.65	33.59	6.03	6.35	1.49
30	19.49	16.10	41.75	70.66	32.74	64.29	51.53	59.10	48.51	3.22	2.31

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 7 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	15.95	14.45	51.82	57.61	49.41	57.39	47.76	29.02	26.43	21.84	3.54
2	14.47	30.12	55.5	44.61	68.13	86.07	24.31	42.30	32.98	16.81	13.78
3	16.35	28.41	36.79	66.95	43.04	29.44	57.16	17.97	36.93	52.18	4.09
4	10.08	27.05	54.81	25.62	73.52	73.77	46.06	28.75	32.92	9.79	3.88
5	22.92	23.07	43.69	36.58	45.39	34.71	29.67	2.64	0.0	30.73	9.99
6	7.93	30.34	35.55	33.12	52.79	44.58	72.80	30.08	34.73	38.69	12.02
7	8.36	41.62	60.85	33.90	56.22	20.45	34.41	9.26	22.66	18.37	5.05
8	13.09	21.97	22.24	33.23	66.98	56.75	28.35	53.43	14.60	1.92	7.43
9	15.31	19.20	56.80	57.81	30.05	52.74	49.24	57.85	9.38	10.15	4.70
10	21.52	27.64	47.77	39.66	62.38	55.27	40.95	36.85	8.58	9.71	11.45
11	16.80	43.70	23.79	53.31	52.08	56.88	75.12	62.40	14.77	18.62	5.85
12	22.44	24.58	42.39	56.02	44.42	55.46	53.14	46.53	28.93	24.89	6.86
13	11.08	17.42	46.92	31.20	45.05	39.63	25.32	60.92	46.91	29.15	3.32
14	19.09	31.07	57.40	55.53	47.19	36.31	33.57	43.59	26.49	32.61	7.79
15	11.61	35.51	51.57	45.82	38.90	45.58	32.38	41.54	9.58	20.75	8.10
16	12.59	14.20	51.13	53.08	46.65	59.57	62.29	57.89	38.65	26.04	0.0
17	6.18	15.58	52.73	44.44	46.49	47.09	42.12	43.24	46.82	2.63	7.51
18	4.23	32.96	61.06	47.53	61.51	36.85	51.41	33.34	28.67	8.02	6.45
19	8.60	22.61	44.05	54.73	33.13	50.20	25.56	42.93	39.57	25.62	1.23
20	10.10	49.69	28.56	70.31	66.40	49.41	36.23	19.70	27.82	6.65	16.16
21	11.63	26.93	41.26	30.63	73.69	51.02	16.51	32.23	50.85	8.71	6.06
22	14.08	30.34	48.17	70.31	74.01	55.45	38.33	43.25	15.34	8.44	2.69
23	7.81	25.91	35.47	71.49	40.70	41.97	38.36	41.27	54.76	9.52	8.33
24	7.15	23.43	50.61	53.28	29.53	45.79	57.62	26.96	46.29	12.02	8.55
25	16.46	37.27	36.69	52.37	61.64	51.22	46.53	34.30	35.88	20.61	6.51
26	2.08	35.62	39.42	31.20	24.07	66.73	58.00	72.27	25.03	31.72	5.36
27	11.95	17.53	27.07	66.51	75.74	49.25	29.75	50.4	11.62	12.11	2.36
28	4.84	25.06	44.24	36.85	76.55	60.17	73.10	37.06	32.79	22.17	2.56
29	6.22	15.74	55.95	75.58	28.57	54.74	47.20	16.55	37.79	25.51	4.46
30	25.98	35.78	35.50	42.79	65.67	19.33	51.31	32.57	26.92	20.99	9.22
31	7.92	27.76	25.74	36.65	48.00	41.18	43.12	42.99	21.40	28.04	9.81

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 8 1984

TIME DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	11.50	16.96	34.94	55.25	36.32	61.27	28.23	74.70	42.12	0.0	0.0
2	7.47	31.92	61.30	49.99	48.47	56.50	34.59	36.02	47.77	17.58	0.0
3	17.40	23.96	37.37	73.65	76.39	34.56	50.97	33.15	30.35	19.80	3.0
4	7.73	21.91	53.00	52.73	52.87	75.80	25.54	24.54	44.06	19.63	4.30
5	21.49	19.22	31.12	32.87	73.77	37.64	77.95	43.02	31.82	16.67	5.12
6	16.79	23.39	55.16	54.45	20.72	26.48	38.01	59.05	32.44	9.55	0.0
7	3.32	44.31	56.40	59.48	48.57	63.26	74.03	57.73	5.75	15.60	3.33
8	14.36	31.61	29.27	23.13	72.40	68.05	43.55	38.67	51.34	14.42	0.76
9	4.77	29.14	48.02	31.18	65.35	64.09	30.31	20.75	33.16	20.16	4.73
10	9.64	41.53	56.56	33.18	69.57	78.05	51.68	47.34	30.03	19.14	1.38
11	21.72	35.35	57.85	50.77	46.52	41.43	38.92	47.29	25.97	8.00	0.44
12	17.93	43.98	64.15	42.88	16.18	57.81	50.53	29.52	32.22	6.40	5.69
13	12.73	36.08	50.20	56.64	53.44	38.02	29.42	26.85	26.11	12.92	0.0
14	5.60	32.06	37.43	41.25	33.78	65.72	35.47	37.95	41.28	11.80	0.45
15	8.58	35.71	58.79	45.78	63.74	73.33	40.32	35.22	37.18	7.55	2.07
16	4.96	28.24	20.70	53.42	30.89	75.70	20.05	21.76	54.85	6.58	0.0
17	0.0	24.85	38.75	74.10	54.58	40.34	35.93	24.95	52.03	13.14	0.15
18	11.31	49.52	34.66	69.04	74.10	65.92	11.84	11.46	55.78	20.34	5.72
19	14.44	38.26	61.25	50.62	49.84	62.98	43.60	53.92	20.35	11.29	2.03
20	2.18	21.22	38.44	43.92	39.47	30.82	5.85	49.05	17.80	7.69	5.96
21	9.61	47.92	51.22	44.61	41.45	28.41	20.57	64.88	13.39	25.03	3.29
22	4.49	20.32	50.43	50.65	37.56	69.87	30.70	54.21	28.68	19.33	3.79
23	18.46	21.08	24.39	33.69	72.53	78.68	42.75	20.98	15.24	21.54	2.10
24	12.74	14.05	28.98	46.43	46.91	34.95	71.62	42.15	19.04	10.54	7.45
25	9.96	29.60	61.98	25.50	81.20	47.14	51.50	43.78	41.03	11.44	4.80
26	19.00	20.88	23.74	57.61	15.18	41.25	28.86	37.56	29.53	16.43	6.92
27	2.75	19.55	34.76	49.14	65.69	46.02	58.00	40.69	51.98	0.0	1.94
28	21.49	34.53	42.12	32.99	50.35	18.77	27.29	36.76	45.30	15.84	2.78
29	15.33	23.62	39.17	44.39	39.63	75.50	48.81	51.48	2.06	5.95	5.39
30	1.36	40.72	43.99	42.93	36.14	69.65	58.43	65.57	29.52	14.40	5.08
31	16.21	23.34	36.02	60.49	63.28	35.69	57.03	54.58	25.60	22.09	0.0

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 9 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	12.54	25.42	25.81	31.22	47.27	35.66	39.21	43.40	16.21	5.53	4.83
2	9.02	22.38	43.65	53.67	24.02	34.45	49.85	33.28	38.26	0.0	0.0
3	12.43	13.50	57.23	73.79	49.39	69.61	44.27	42.66	31.79	6.65	0.56
4	10.43	38.25	26.66	49.49	46.06	48.80	42.43	31.45	24.22	0.0	0.0
5	15.89	58.07	65.05	52.61	43.87	58.19	28.32	55.95	22.23	6.42	0.77
6	11.80	46.86	63.20	34.56	85.10	61.52	38.84	57.07	51.44	9.01	0.65
7	5.29	34.53	28.25	53.10	62.18	62.37	34.55	43.56	17.72	13.43	0.0
8	10.82	13.84	61.31	42.11	38.69	37.47	79.45	34.74	19.33	19.72	3.38
9	12.35	23.33	45.24	51.49	47.03	42.98	44.71	21.83	37.10	20.15	0.42
10	12.82	33.15	24.66	62.50	67.38	53.92	47.49	48.57	23.88	5.57	3.42
11	10.21	20.45	62.92	53.03	15.10	49.59	57.22	24.36	18.94	2.33	0.07
12	11.92	38.05	35.64	59.61	47.90	70.42	10.35	45.86	16.77	6.51	1.03
13	10.32	30.11	42.91	46.48	45.12	26.56	40.24	22.34	12.93	9.51	4.01
14	12.89	16.76	47.80	44.82	48.77	63.62	35.35	29.15	16.16	6.81	0.0
15	5.06	25.66	36.38	57.37	70.94	39.46	9.93	34.08	39.87	8.55	2.95
16	12.37	28.65	44.22	49.56	46.16	34.11	53.42	42.75	20.39	19.43	1.93
17	5.87	36.17	22.27	45.90	25.30	43.93	55.05	45.75	30.77	26.72	5.28
18	12.56	20.76	14.88	53.94	67.14	49.92	26.65	44.93	39.29	11.91	3.03
19	12.20	45.17	51.67	53.76	60.64	28.74	21.73	52.90	29.39	20.84	3.79
20	10.58	53.59	45.43	57.01	61.08	15.39	44.53	36.57	20.03	16.55	1.04
21	13.08	18.53	44.20	73.51	31.79	19.21	20.90	28.03	39.09	0.0	2.08
22	12.14	32.24	30.02	43.90	42.54	62.49	44.52	45.12	0.0	0.0	4.71
23	4.91	38.01	43.90	53.74	47.32	72.58	41.63	21.94	1.41	3.85	0.38
24	0.60	22.52	66.38	73.23	60.46	26.77	33.15	37.42	31.08	11.89	1.72
25	9.20	47.38	43.37	58.06	49.33	58.41	29.32	41.07	25.05	8.12	2.79
26	3.52	25.83	43.34	46.16	29.83	3.43	21.49	15.96	29.60	0.0	6.37
27	9.10	32.92	58.68	76.90	53.94	34.98	17.59	24.05	8.60	11.59	1.02
28	8.79	22.01	49.80	75.40	30.78	61.29	49.53	37.18	28.55	0.85	0.78
29	11.86	51.30	51.02	51.95	61.41	28.45	45.58	52.99	27.71	17.98	2.87
30	14.96	22.39	31.93	53.35	82.65	48.27	49.93	31.55	12.72	12.06	3.73

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	11.85	26.41	48.29	63.71	87.70	79.41	40.56	21.80	42.39	9.21	3.24
2	4.35	16.31	19.32	57.34	59.90	47.74	31.20	3.56	16.50	11.53	0.0
3	12.69	25.65	53.97	31.71	51.47	51.46	54.97	49.02	13.43	8.55	0.33
4	18.99	24.94	59.42	77.83	32.30	16.57	43.34	26.54	28.95	18.53	2.63
5	9.12	30.29	69.85	53.98	68.88	68.96	25.22	0.0	27.38	0.0	0.0
6	14.27	32.53	6.78	59.67	51.81	82.34	2.93	69.83	24.29	16.55	2.82
7	12.76	40.73	47.70	43.42	61.57	74.11	12.44	22.25	12.61	1.23	1.89
8	15.82	27.56	58.86	54.20	55.43	71.96	0.0	21.87	35.63	5.55	0.0
9	13.59	47.10	54.52	43.12	24.58	57.63	62.89	22.80	9.15	15.99	1.47
10	9.23	23.75	69.83	75.31	57.64	29.47	4.23	13.45	23.67	3.53	0.51
11	15.13	20.19	6.53	25.38	50.75	37.82	35.31	32.78	14.34	8.44	4.04
12	17.27	23.15	37.29	47.68	60.98	25.31	58.11	52.42	41.08	17.69	2.77
13	9.72	43.07	47.22	52.19	46.22	16.37	28.17	29.80	16.42	7.46	2.86
14	21.17	26.46	68.02	32.82	53.34	82.82	48.49	44.59	22.07	2.15	0.0
15	19.77	46.78	66.51	15.54	52.86	38.27	59.33	23.12	11.98	0.0	3.83
16	7.87	31.60	67.55	4.17	48.59	70.01	52.89	23.79	12.02	18.04	2.99
17	7.04	16.94	39.73	73.76	28.79	42.92	50.23	14.12	34.33	0.0	1.98
18	11.21	8.59	39.61	47.54	67.70	12.69	77.95	29.35	15.17	11.92	4.85
19	9.82	40.30	10.20	42.59	40.78	49.65	35.85	12.42	17.43	3.45	1.55
20	21.25	16.04	54.97	53.85	21.96	27.02	50.17	69.85	10.22	6.71	0.38
21	16.25	32.03	25.26	52.46	66.42	71.55	77.95	51.97	25.55	5.01	1.15
22	7.53	22.81	17.02	51.49	68.40	25.22	37.43	19.32	24.99	13.82	0.0
23	11.52	28.96	47.44	32.82	78.16	29.24	49.10	23.32	15.56	14.20	4.87
24	14.22	36.17	31.74	15.74	53.89	76.61	32.65	55.54	34.46	13.05	0.0
25	19.15	46.81	30.92	32.82	85.90	19.60	37.53	57.43	15.33	8.89	1.03
26	15.48	29.66	49.37	71.64	87.70	28.59	58.05	51.39	15.52	11.46	4.93
27	10.23	31.34	41.59	79.44	80.98	63.28	47.29	45.21	1.59	11.19	0.48
28	10.65	35.96	63.93	45.74	69.51	68.53	37.00	41.31	22.80	4.02	1.15
29	16.67	33.87	9.22	54.65	31.77	59.21	39.18	3.20	21.16	10.55	0.93
30	11.52	27.36	49.28	14.52	50.78	52.17	32.40	35.99	25.40	19.91	1.98
31	16.45	21.09	34.36	23.12	34.34	75.28	21.93	52.52	46.37	19.69	1.90

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 11 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	10.80	34.44	28.87	58.53	81.20	42.47	39.02	44.24	25.77	7.31	3.25
2	9.61	22.25	61.71	71.78	65.89	55.15	48.66	34.87	45.47	5.23	3.25
3	5.54	20.68	61.71	58.28	56.74	58.08	53.74	21.55	26.63	2.25	3.25
4	5.02	7.64	53.25	50.27	13.44	36.42	37.23	37.45	42.91	3.85	3.25
5	5.38	35.12	61.71	53.83	37.16	81.28	50.93	42.29	15.86	4.71	3.25
6	13.01	29.46	27.26	42.10	74.84	0.0	11.59	9.04	20.06	10.67	3.25
7	13.78	32.28	48.63	57.35	81.20	70.23	73.89	19.95	2.33	5.63	3.25
8	8.84	20.81	33.26	58.89	61.45	80.86	47.58	45.03	45.47	1.47	3.25
9	14.06	17.61	31.56	35.30	43.25	29.81	30.59	57.73	45.47	9.45	3.25
10	11.66	34.96	41.52	24.96	40.39	82.01	48.52	56.57	9.77	3.64	3.25
11	12.58	40.60	61.71	55.99	81.20	25.43	28.10	62.66	45.47	0.0	3.25
12	14.47	33.44	28.86	55.57	81.20	82.01	57.91	57.22	25.59	5.15	3.25
13	2.59	9.02	44.82	57.34	73.28	64.89	52.83	15.32	19.94	7.12	3.25
14	20.30	24.60	40.76	47.43	44.80	11.88	31.65	35.82	45.19	18.23	3.25
15	7.45	30.89	57.96	71.76	66.32	68.26	54.34	49.52	45.47	3.44	3.25
16	7.00	22.15	42.61	26.30	81.20	71.37	51.07	1.82	30.46	5.22	3.25
17	10.58	27.57	54.18	55.20	49.33	35.29	53.22	48.17	29.83	6.21	3.25
18	8.28	32.14	14.69	59.91	48.84	5.74	14.57	47.88	21.39	1.93	3.25
19	9.91	16.51	56.46	53.92	51.15	37.20	54.45	35.71	17.91	8.79	3.25
20	5.81	21.02	61.71	50.55	42.98	72.56	71.33	49.23	22.39	11.34	3.25
21	0.0	16.38	48.34	50.56	58.47	54.71	18.71	48.74	42.62	9.53	3.25
22	16.73	25.68	24.44	53.63	55.50	50.49	72.27	4.35	10.77	0.0	3.25
23	9.21	34.07	61.71	65.22	49.13	57.62	66.21	27.09	22.32	0.0	3.25
24	19.33	26.84	53.12	47.23	51.82	82.01	43.93	26.09	48.25	2.10	3.25
25	13.29	32.73	43.71	40.56	25.34	62.51	73.89	31.42	27.45	7.24	3.25
26	7.46	21.24	51.40	29.46	69.03	77.60	73.89	26.14	16.69	0.0	3.25
27	11.91	40.60	40.62	44.78	81.20	58.58	28.23	29.78	23.97	9.26	3.25
28	16.73	36.99	36.38	56.32	44.57	82.01	35.62	60.58	1.61	2.24	3.25
29	15.49	11.45	44.16	44.04	39.55	65.32	39.39	28.90	29.74	7.07	3.25
30	14.88	25.96	24.09	61.96	33.60	63.84	56.45	27.40	10.64	7.45	3.25

HOURLY SOLAR RADIATION MONTH 12 1984

TIME / DATE	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	8.03	28.96	51.94	60.55	38.31	68.82	57.17	36.52	52.59	21.29	4.06
2	5.02	27.51	36.39	71.34	27.70	70.90	32.82	60.09	23.66	0.52	4.06
3	9.05	26.95	42.54	35.10	81.12	55.60	43.92	43.80	33.39	0.70	4.06
4	7.97	13.62	56.08	71.83	72.90	69.24	55.62	52.55	30.98	17.29	4.06
5	10.09	23.51	37.48	74.56	60.82	63.74	65.69	49.55	22.35	6.75	4.06
6	5.17	25.76	38.84	79.88	70.39	57.15	57.34	40.65	41.64	14.38	4.06
7	9.85	15.40	39.76	67.59	85.84	35.23	59.31	45.52	33.67	26.22	4.06
8	7.17	6.17	50.51	63.25	87.70	73.97	44.83	23.07	33.68	15.75	4.06
9	8.99	15.54	33.80	67.90	62.51	27.31	71.37	24.00	24.90	9.09	4.06
10	7.41	28.77	34.42	72.45	72.04	75.39	62.34	61.49	34.38	8.75	4.06
11	7.92	20.93	36.38	54.99	41.78	70.53	51.79	64.14	37.54	15.19	4.06
12	8.19	23.72	41.85	42.20	58.60	63.41	38.57	40.74	39.99	14.83	4.06
13	4.51	26.64	29.93	49.05	86.09	58.85	38.62	23.94	38.07	15.15	4.06
14	3.04	15.03	43.93	71.98	76.94	72.29	55.53	62.72	27.27	5.45	4.06
15	7.31	20.65	59.24	56.15	31.51	55.44	56.87	47.81	29.39	11.15	4.06
16	10.45	22.73	52.46	56.04	68.66	42.76	49.43	28.20	36.16	20.14	4.06
17	4.95	27.75	27.74	45.25	59.11	70.81	42.41	33.44	42.80	13.85	4.06
18	9.89	17.67	41.45	73.58	65.13	31.51	27.53	30.22	48.90	5.72	4.06
19	5.13	30.81	35.57	44.73	67.35	64.82	51.56	53.20	27.35	2.84	4.06
20	6.46	27.53	38.04	54.60	69.19	53.95	70.15	61.12	32.99	10.92	4.06
21	3.98	18.24	42.23	43.25	63.66	60.59	58.23	62.74	32.94	4.77	4.06
22	5.44	19.29	44.04	77.41	57.30	53.61	59.52	49.37	39.35	10.68	4.06
23	7.04	27.26	27.34	75.82	61.37	66.57	61.66	45.54	31.25	10.33	4.06
24	2.39	18.43	57.09	41.38	65.19	64.33	59.25	34.92	20.08	3.0	4.06
25	6.37	25.79	51.71	55.94	66.62	30.57	45.27	45.01	36.27	5.90	4.06
26	9.12	30.83	41.99	32.53	84.84	52.30	50.42	45.03	13.20	12.37	4.06
27	6.63	24.99	19.36	51.90	65.23	87.70	54.44	63.02	25.54	8.71	4.06
28	2.64	17.28	41.62	42.36	66.39	61.98	48.45	46.36	16.59	4.52	4.06
29	4.82	20.97	37.59	75.13	39.56	84.08	47.53	38.91	43.02	1.99	4.06
30	5.16	12.69	28.67	57.70	69.88	58.19	32.39	59.59	8.57	9.32	4.06
31	3.45	15.30	39.46	53.22	60.32	71.75	56.03	73.76	17.01	17.85	4.06

ภาคผนวก ข.

คอมพิวเตอร์โปรแกรม TRNSYS

ระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษามีส่วนประกอบดังแสดงในรูปที่ ๑ น้ำจากส่วนล่างของถังอุณหภูมิ T_1 ไหลเข้าปั๊มและแผงรับแสงอาทิตย์, T_{ci},หลังจากที่รับพลังงานแสงอาทิตย์ ๑ แล้วอุณหภูมิเพิ่มเป็น T_{co} ไหลเข้าส่วนบนของถังเก็บน้ำร้อน ๔ อุปกรณ์ควบคุมปั๊มโดยใช้อุณหภูมิที่แตกต่างของน้ำที่ทางออกและทางเข้าแผงรับแสงอาทิตย์เป็นตัวกำหนดการทำงาน โดยที่ T_{co} ต้องมากกว่า T_{ci} จึงจะสั่งให้ปั๊มทำงาน น้ำร้อนจากแผงรับแสงอาทิตย์, T_{co}, เมื่อไหลลงส่วนบนของถังจะไหลลงไปรวมอยู่กับน้ำร้อนที่มีระดับอุณหภูมิเดียวกันภายในถัง น้ำร้อนที่อุณหภูมิสูงสุดจะลอยตัวอยู่ระดับบนสุดเสมอ ส่วนน้ำที่เย็นกว่าจะอยู่เป็นชั้นด้านล่าง น้ำร้อนจากส่วนบนของถัง, T_N,ไหลไปผ่านอุปกรณ์ทำความร้อนเสริมและไหลออกที่อุณหภูมิไม่ต่ำกว่า T_{set} เพื่อนำไปใช้ต่อไป ในกรณีที่อุณหภูมิ T_N ต่ำกว่า T_{set} อุปกรณ์ทำความร้อนเสริมจะทำงานโดยให้ความร้อนกับน้ำเพื่อเพิ่มอุณหภูมิ T_N ให้เท่ากับ T_{set} เมื่อน้ำร้อนด้านบนถูกจ่ายไปใช้ น้ำดิบอุณหภูมิ T_w ไหลเข้าถังทางด้านล่างในปริมาณเท่ากับน้ำร้อนที่นำออกไปใช้

<u>แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของส่วนประกอบย่อยของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์</u>

<u>แผงรับแสงอาทิตย์</u>

สมการพลังงานที่ได้จากแผงรับแสงอาทิตย์, Q_u (5)

$$Q_u = AF_R(H_T\tau\alpha - U_L(T_i - T_a)) = \dot{m}C_p(T_o - T_i) \qquad ข.1$$

$$F_R = \dot{m}C_p(1 - \exp(-F'U_LA/\dot{m}C_p))/AU_L \qquad ข.2$$

และ U_L คำนวณได้จากสมการซึ่งประกอบด้วยตัวแปร$(\varepsilon_p, \alpha_p, \varepsilon_g, N, T_p, T_a, W, \ldots\ldots)$ ข.3

<u>อุปกรณ์ควบคุมปั๊ม</u>

กำหนดให้ ΔT_1 = Upper dead band temperature difference.

ΔT_2 = Lower dead band temperature difference

$T_1(=T_{co}), T_2(=T_1)$ = Upper input temperature and lower input temperature

r_i, r_o = Input control function, output control function

สมการคณิตศาสตร์ของอุปกรณ์ควบคุมปั๊มคือ

ถ้า $r_i = 1$ และ $\Delta T_2 \leq (T_1 - T_2)$, $r_o = 1$ ข.4

ถ้า $r_i = 1$ และ $\Delta T_2 > (T_1 - T_2)$, $r_o = 0$

ถ้า $r_i = 0$ และ $\Delta T_1 \leq (T_1 - T_2)$, $r_o = 1$

ถ้า $r_i = 0$ และ $\Delta T_1 > (T_1 - T_2)$, $r_o = 0$

ปั๊มน้ำ

เป็นอุปกรณ์ที่รับน้ำจากส่วนล่างของถังเก็บน้ำร้อนแล้วส่งไปเข้าแผงรับแสงอาทิตย์ ปั๊มจะถูกควบคุมให้ทำงานโดยอุปกรณ์ควบคุมปั๊มซึ่งจะส่งค่า r มาให้ปั๊ม โดยที่

ถ้า $r = 1$ ปั๊มทำงาน ข.5

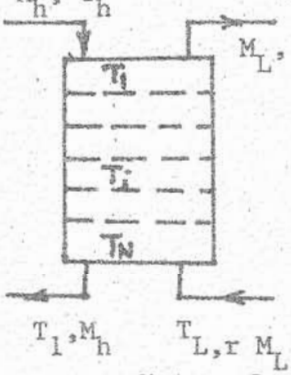
และ ถ้า $r = 0$ ปั๊มหยุดทำงาน

ถังเก็บน้ำร้อน

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของถังเก็บน้ำร้อนเป็นแบบที่น้ำภายในถังแบ่งแยกออกเป็นชั้น(Stratification) ตามอุณหภูมิของน้ำ น้ำที่ร้อนกว่าจะอยู่บนส่วนน้ำที่เย็นกว่าจะอยู่ส่วนล่าง ตามที่แสดงในรูป เป็นถังน้ำซึ่งภายในแบ่งออกเป็น N ชั้น ด้านบนน้ำร้อนจากแผงรับแสงอาทิตย์อุณหภูมิ T_h และอัตราการไหล M_h, น้ำจากก้นถังอุณหภูมิ T_1 ไหลไปเข้าแผงรับแสงอาทิตย์ ด้านบนขวามือน้ำที่อุณหภูมิ T_L และอัตราการไหล M_L ไหลไป load ด้านล่างขวามือของถัง น้ำดิบที่อุณหภูมิ $T_{L,r}$ และอัตราการไหล M_L ไหลเข้ามาแทนที่น้ำร้อน ที่ชั้นใดๆ i สมการพลังงานคือ

$$(\dot{m}C_{pf})_i \frac{dT_i}{dt} = r_i M_h C_{pf}(T_h - T_i) + \sum_{j=1}^{i-1} r_j M_h C_{pf}(T_{i-1} - T_i) + \beta_i M_L C_{pf}(T_{L,r} - T_i) + \sum_{K=(N-i+1)}^{N} \beta_K C_K (T_{i+1} - T_i) + UA_i(T_{env} - T_i)$$

ข.6



$$\beta_i = \begin{cases} 1 & \text{ถ้า } T_i > T_{L,r} > T_{i+1} \\ 0 & \text{อุณหภูมิที่เหลือ} \end{cases}$$

$$r_i = \begin{cases} 1 & \text{ถ้า } T_{i-1} > T_h > T_i \\ 0 & \text{อุณหภูมิที่เหลือ} \end{cases}$$

พลังงานเสริม

น้ำจากส่วนบนของถังอุณหภูมิ T_o ไหลไป load ถ้าอุณหภูมิของน้ำ T_o ต่ำกว่าอุณหภูมิน้ำร้อนที่ต้องการ, T_{set}, หน่วยพลังงานเสริมจะทำงานเพื่อเพิ่มอุณหภูมิ T_o ให้สูงขึ้นเท่ากับ T_{set} กำหนดให้ r เป็นฟังชั่นควบคุมหน่วยพลังงานเสริมมีค่าเป็น 1 หรือ 0

ถ้า $r = 0$ และ $(T_{set} - T_i) > \Delta T$, $r = 1$

ถ้า $r = 0$ และ $(T_{set} - T_i) \leq \Delta T$, $r = 0$

ถ้า $r = 1$ และ $T_o < T_{set}$ $r = 1$

ถ้า $r = 1$ และ $T_o \geq T_{set}$ $r = 0$

$$Q_{aux} = \dot{m}C_{pf}(T_{set} - T_i)$$

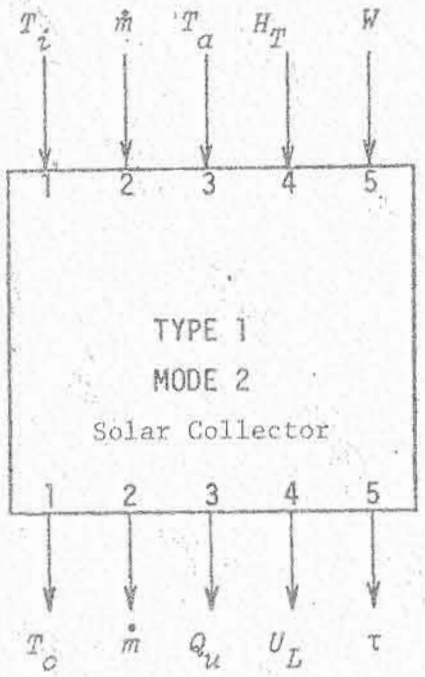
ข.7

$$T_o = (Q_{aux}/\dot{m}C_{pf}) + T_i$$

แบบจำลองทางคอมพิวเตอร์

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของส่วนประกอบของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ถูกนำมาเขียนเป็นโปรแกรมย่อยในโปรแกรม TRNSYS โดยแต่ละโปรแกรมย่อยมีชื่อว่า TYPE I โดย I = 1,2,.. เช่น แผงรับแสงอาทิตย์มีชื่อว่า TYPE 1 เป็นต้น โดยแต่ละโปรแกรมย่อยมี Inputs, Outputs ของตัวเอง ลักษณะของ Inputs และ Outputs ของโปรแกรมย่อยจะเหมือนกับอุปกรณ์จริง นอกจากนั้นในแต่ละโปรแกรมย่อยยังประกอบด้วยตัวแปรประเภทที่มีค่าคงที่ตลอดการคำนวณซึ่งจะเรียกว่า ตัวพารามิเตอร์ ตัวอย่างของแผนภาพของส่วนประกอบของระบบมีดังนี้

INPUTS 5
OUTPUTS 5
PARAMETERS 10
DERIVATIVES 0



Parameters
1. Mode: 2
2. A
3. F'
4. C_p
5. α
6. N
7. ε_p
8. U_{be}
9. s
10. τ

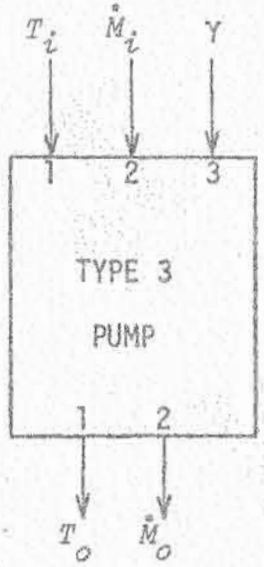
PARAMETER NO.	DESCRIPTION
1	MODE: Specify 2
2	A - collector area $[m^2]$
3	F' - collector efficiency factor
4	C_p - fluid thermal capacitance $[kj\ kg^{-1}{}^{\circ}C^{-1}]$
5	α - collector plate absorptance
6	N - number of glass covers
7	ε_p - collector plate emittance
8	U_{be} - loss coefficient for bottom and edge losses
9	S - collector tilt [degrees]
10	τ - transmittance of the cover(s)

INPUT NO.	DESCRIPTION
1	T_i - inlet fluid temperature $[^{\circ}C]$
2	$\dot{m}$ - collector fluid flowrate $[kg\ hr\text{-}1]$
3	T_a - ambient temperature $[^{\circ}C]$
4	H_T - radiation on the collector surface $[kj\ hr^{-1}m^{-2}]$
5	W - windspeed $[m\ sec^{-1}]$

OUTPUT NO.	DESCRIPTION
1	T_o - outlet fluid temperature
2	$\dot{m}$ - collector fluid flowrate
3	Q_u - rate of energy gain
4	U_L - collector loss coefficient
5	τ - transmittance of the covers

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

INPUTS 3
OUTPUTS 2
PARAMETERS 1
DERIVATIVES 0



PARAMETERS	PARAMETER NO.
1. $\dot{M}_{max}$	1

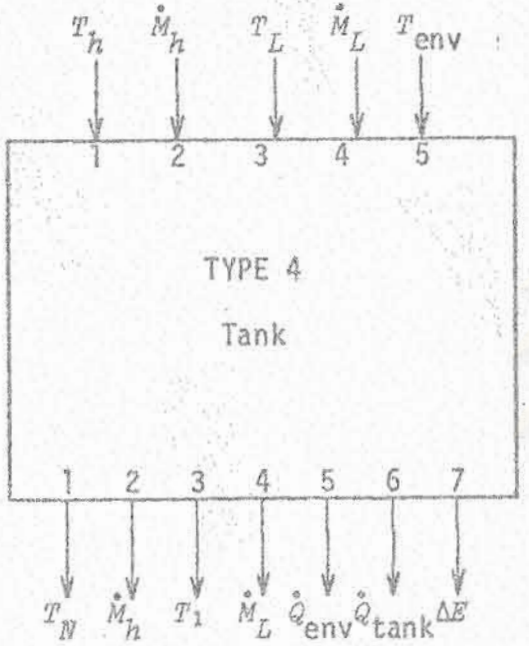
INPUT NO.	DESCRIPTION
1	T_i - pump inlet temperature
2	$\dot{M}_i$ - inlet mass flow rate
3	Y - pump control function

OUTPUT NO.	DESCRIPTION
1	T_o - outlet temperature
2	$\dot{M}_o$ - outlet mass flow rate

$\dot{M}_{max}$ - maximum flow rate

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

INPUTS 5
OUTPUTS 7
PARAMETERS 5
DERIVATIVES N



PARAMETERS

1. V
2. H
3. C_{pf}
4. ρ_f
5. U

PARAMETER NO.	DESCRIPTION
1	V - tank volume
2	H - tank height
3	C_{pf} - specific heat of tank fluid
4	ρ_f - tank fluid density
5	U - loss coefficient between tank and environment.

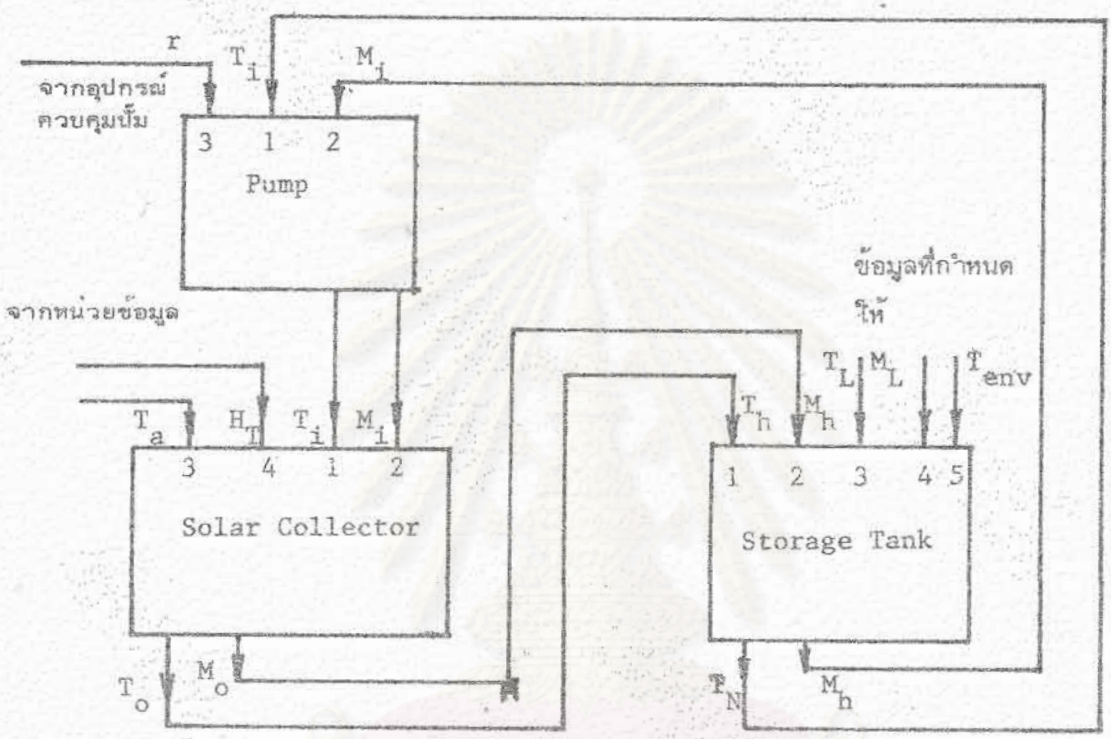
INPUT NO.	DESCRIPTION
1	T_h - temperature of fluid from heat source
2	$\dot{M}_h$ - mass flow rate from heat source
3	T_L - temperature of replacement fluid
4	$\dot{M}_L$ - mass flow rate from load
5	T_{env} - temperature of environment

OUTPUT NO.	DESCRIPTION
1	T_N - temperature to heat source
2	$\dot{M}_h$ - mass flow rate to heat source
3	T_1 - temperature to load
4	$\dot{M}_L$ - mass flow rate to load
5	$\dot{Q}_{env}$ - rate of energy loss to environment
6	$\dot{Q}_{tank}$ - rate at which energy is removed to meet load
7	ΔE - internal energy change of tank

DERIVATIVE NO.	DESCRIPTION
1	T_1 - initial temperature at top, tank segment
i	T_i - initial temperature of ith segment
N	T_N - initial temperature of bottom segment

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

เมื่อออกแบบระบบฯและเลือกส่วนประกอบย่อยที่ต้องใช้แล้วให้ต่อ "Input" และ "Output" ของส่วนประกอบย่อยเข้าด้วยกัน เช่นถ้านำแผงรับแสงอาทิตย์ ถังเก็บน้ำร้อนและปั๊มมาต่อเข้าด้วยกันจะได้ระบบดังที่แสดงในรูป ทิศทางของ "Input" และ "Output" ของระบบจะเหมือนกับทิศทางการไหลของน้ำในระบบทำน้ำร้อนทุกประการ เช่นน้ำร้อนอุณหภูมิ T_N และอัตราการไหล M_h จากส่วนล่างของถังเก็บน้ำร้อนไหลไปเข้าปั๊มที่ "Input" ตำแหน่งที่ 1 และ 2 ตามลำดับ จากปั๊มน้ำที่อุณหภูมิ T_o และอัตราการไหล M_o จะถูกส่งไปแผงรับแสงอาทิตย์เป็นต้น



แผนภาพแสดงการต่อ "Input" และ "Output" ของส่วนประกอบย่อยระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ค

โปรแกรมสำหรับคำนวณพื้นที่แผงรับแล่งอาทิตย์ที่เหมาะสม, A_{op}

โปรแกรม AOP นี้เขียนขึ้นด้วยภาษา Basic สำหรับใช้คำนวณพื้นที่แผงรับแล่งอาทิตย์ที่เหมาะสม A_{op} และค่าใช้จ่ายรายปีของระบบฯ โดยราคาของระบบฯเท่ากับ 5000, 6000, 7000, 8000 และ 9000 บาท/$ม^2$ (พื้นที่แผงรับแล่งอาทิตย์) และราคาเชื้อเพลิง (พลังงานเสริมหรือพลังงานหลักอื่นที่ใช้ผลิตน้ำร้อน) เท่ากับ 0.15, 0.25, 0.35, 0.45 และ 0.55 บาท/MJ สำหรับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ อัตราเงินเฟ้อและอัตราส่วนลดของเงินลงทุนในการติดตั้งระบบฯจะเป็นอินพุทของโปรแกรม ในกรณีที่นำโปรแกรมนี้ไปใช้กับระบบที่มีราคาของระบบและราคาของพลังงานเสริมนอกเหนือจากที่แสดงไว้ในโปรแกรม ให้เปลี่ยนตัวเลขในโปรแกรมหมายเลข 14 และ 16

อินพุทของโปรแกรม

ลำดับ	หมายเลขโปรแกรม	
1	28	หมายเลขของตารางที่สั่งให้โปรแกรมแสดงผล
2	30	ประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน แบ่งเป็น 5 ประเภท
3	32	สัดส่วนของการใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวัน เช่นผู้ใช้น้ำร้อนประเภทที่ 3 ใช้น้ำร้อนช่วงเวลากลางวันเป็น 50% ของปริมาณน้ำร้อนที่ใช้ทั้งวัน
4	40	ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนที่ใช้
5	50	ชนิดผิวของแผ่นดูดแล่งอาทิตย์ที่ใช้ในแผงฯ Black Paint หรือ Selective coating
6	60	ปริมาตรของถังเก็บน้ำร้อน/พื้นที่ของแผงฯ
7	62	จำนวนกระจกที่ใช้ปิดด้านบนแผงฯ
8	70	อายุการใช้งานของระบบ, จำนวนปี
9	80	อัตราดอกเบี้เงินกู้มาลงทุนติดตั้งระบบ,%
10	90	อัตราเงินเฟ้อ,%
11	92	อัตราส่วนลด,%
12	94	Life Cycle Cost Fraction (ดูหัวข้อ 5.4)
13	100	Lamda, λ จากสมการ $Q_{aux} = Q_m \exp(-\lambda A)$ ในตารางที่ 4.5
14	110	ค่า Q_m จากแถวตั้งที่ 2 ในตารางที่ 4.5

15	112	Q_m จากแถวตั้งที่2ในตารางที่ 4.5
16	140	รายจ่ายค่าซ่อมบำรุง หมายถึงค่าซ่อมแซมลีสำหรับแผงฯซึ่งใช้แผ่นดูดแสงอาทิตย์เป็นสีดำ สำหรับแผงฯที่ใช้แผ่นดูดฯเป็นซีเล็กตีฟค่าซ่อมบำรุงเป็น 0
17	142	ราคาพลังงานหลักอื่นที่จะนำมาใช้ทำน้ำร้อนถ้าไม่ได้ใช้ระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์
18	144	อินพุทนี้จะใช้เมื่อความสัมพันธ์ของ Q_{aux} กับ A แทนไม่ได้ด้วยสมการเดียว อินพุทนี้คือค่า Q_m จากแถวตั้งที่ 3 จากตารางที่ 4.5 ($0 < A \leq 4$)
19	146	ความหมายเหมือนกับอินพุทหมายเลข 18 ยกเว้นค่า $A > 4$
20	147	อินพุทนี้คือค่า λ จากแถวตั้งที่ 3 ในตารางที่ 4.5 ($0 < A \leq 4$)
21	148	อินพุทนี้คือค่า λ จากแถวตั้งที่ 3 ในตารางที่ 4.5 ($A > 4$)
22	149	อินพุทนี้คือค่าคงที่, EX, จากสมการ $Q_{aux} = Q_m \exp(-\lambda(A-EX))$ จากแถวตั้งที่ 3 ในตารางที่ 4.5

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตัวอย่างของอินพุต

```
1RUN
TABLE NUMBER = 3.4
USER TYPE = 3
USING HOT WATER DURING A DAY-TIME(IN PERCENT) =50
REQUIRED HOT WATER TEMPERATURE(C.) =60
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING(FLAT BLACK, OR SELECTIVE COATING) =SELECTIVE COATING
STORAGE CAPACITY RATIO(KG/COL. AREA, SQ.M.) = 65
NUMBER OF TOP COVER(1 OR 2) =1
SYSTEM LIFE(NUMBER OF YEAR) = 15
ANNUAL INTEREST RATE(IN PER CENT) = 17
ANNUAL FUEL INFLATION RATE(IN PERCENT) = 8
ANNUAL DISCOUNT RATE(IN PER CENT) = 14
LIFE CYCLE SOLAR COST FRACTION(USING MU = 0 WHEN FUEL COST AND MONEY ARE CONSTANT) =.525
LAMDA = .135
AUXILIARY ENERGY AT NO COLLECTOR AREA(IN MJ.) = 56499.96
AUX ENERGY USED IN CAL. OF ANNUAL ENERGY USING =53563.9
MAINTENANCE COST(USING M=0 FOR AN ABSORBER WITH SELECTIVE COATING AND M=1 WITH BLACK PAINT) = 0
FUEL COST, BAHT/MJ(THIS FUEL COST IS USED AS A PARAMETER IN COMPUTING THE OPTIMUM COLLECTOR AREA)=.32
QM1(MJ) =53563
QM2(MJ) =53800
LAMDA1 =.111399
LAMDA2 =.15
CONSTANT =1
```


ตัวอย่างของการแสดงผล

ดูตารางที่ 3.4 ก และ ตารางที่ 3.4 ข ภาคผนวก จ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

```
LIST

10  REM  PROGRAM FOR COMPUTING TH
     E OPTIMUM COLLECTOR AREA OF
     A SOLAR HOT WATER SYSTEM
12  DIM CT(4),CF(4),DR(4),WF(5),X
     (4,5),Z(4),AU(4)
14  DATA  5000,6000,7000,8000,900
     0
16  DATA  .15,.25,.35,.45,.55

18  FOR I = 0 TO 4
19  READ CT(I)
20  NEXT I
22  FOR I = 0 TO 4
23  READ CF(I)
24  NEXT I
25  FOR I = 0 TO 4
26  READ DR(I)
27  NEXT I
28  INPUT "TABLE NUMBER = ";TN$
30  INPUT "USER TYPE = ";UT
32  INPUT "USING HOT WATER DURING
     A DAY-TIME(IN PERCENT) =";D
     U
40  INPUT "REQUIRED HOT WATER TEM
     PERATURE(C.) =";TS
50  INPUT "TYPE OF AN ABSORBER PL
     ATE COATING(FLAT BLACK, OR S
     ELECTIVE COATING) =";AP$
60  INPUT "STORAGE CAPACITY RATIO
     (KG/COL. AREA, SQ.M.) =";VA
62  INPUT "NUMBER OF TOP COVER(1
     OR 2) =";NC
70  INPUT "SYSTEM LIFE(NUMBER OF
     YEAR) = ";N
80  INPUT "ANNUAL INTEREST RATE(I
     N PER CENT) = ";IR
90  INPUT "ANNUAL FUEL INFLATION
     RATE(IN PERCENT) = ";FIR
92  INPUT "ANNUAL DISCOUNT RATE(I
     N PER CENT) = ";AD
94  INPUT "LIFE CYCLE SOLAR COST
     FRACTION(USING MU = 0 WHEN F
     UEL COST AND MONEY ARE CONST
     ANT) =";MU
100  INPUT "LAMDA = ";L
110  INPUT "AUXILIARY ENERGY AT N
     O COLLECTOR AREA(IN MJ.),QM,
      GETTING FROM EQ. QA=QM*EXP(
     -L*A)=";QM
112  INPUT "AUX ENERGY USED IN CA
     L. OF ANNUAL ENERGY USING,QM
     ,(ACTUAL VALUE OF QM)=";QN
140  INPUT "MAINTENANCE COST(USIN
     G M=0 FOR AN ABSORBER WITH S
     ELECTIVE COATING AND M=1 WIT
     H BLACK PAINT) = ";M
142  INPUT "FUEL COST, BAHT/MJ(TH
     IS FUEL COST IS USED AS A PA
     RAMETER IN COMPUTING THE OPT
     IMUM COLLECTOR AREA)=";FC
144  INPUT "QM1 (PUT 0 IF THE REL
     ATION OF AUX. ENERGY,QA, AND
      COL. AREA CAN BE REPRESENTE
     D BY A SINGLE CURVE)=";Q1
146  INPUT "QM2 (PUT 0 IF THE REL
     ATION OF AUX. ENERGY,QA, AND
      COL. AREA,A, CAN BE REPRESE
     NTED BY A SINGLE CURVE)=";Q2

148  INPUT "LAMDA1 =";L1
150  INPUT "LAMDA2 =";L2
152  INPUT "CONSTANT (FROM EQ. QA
     =QM*(-L*(A-CONSTANT))=";EX
163  PRINT : PRINT : PRINT : PRINT
     : PRINT : PRINT
```

```
170  PRINT  TAB( 41)"TABLE ";IN$
171  PRINT
173  PRINT  TAB( 15)"OPTIMUM COLL
     ECTOR AREA FOR VARIOUS INVES
     TMENT COST OF THE SYSTEM"
174  PRINT  TAB( 15)"AND COST OF
     BACK UP SYSTEM FUEL"
176  PRINT
178  PRINT  TAB( 18)"USER TYPE ";
     UT;" (CONSUME HOT WATER DURI
     NG THE DAY-TIME ";DU;" %)"
180  PRINT  TAB( 18)"DAILY LOAD:"
     ; TAB( 56)"1000  KG/DAY"
182  PRINT  TAB( 18)"HOT WATER TE
     MPERATURE:"; TAB( 57)" ";TS;
     "    C."
184  PRINT  TAB( 18)"SOLAR COLLEC
     TOR TYPE:"; TAB( 59)"FLAT PL
     ATE"
186  PRINT  TAB( 21)"TYPE OF AN A
     BSORBER PLATE COATING: ";AP$

188  PRINT  TAB( 21)"NUMBER OF TO
     P COVER:";"
      ";NC
190  PRINT  TAB( 18)"STORAGE TANK
     :"
192  PRINT  TAB( 21)"STORAGE TANK
      CAPACITY:                 ";V
     A;" KG/COL.AREA(SQ.M)"
194  PRINT  TAB( 18)"SYSTEM LIFE:
     "; TAB( 57)" ";N;"    YEAR"
196  PRINT  TAB( 18)"ANNUAL LOAN
     INTEREST RATE:
     ";IR;"     %"
197  PRINT  TAB( 18)"ANNUAL FUEL
     INFLATION RATE:"; SPC( 14)FI
     R; SPC( 5);"%"
198  PRINT  TAB( 18)"ANNUAL DISCO
     UNT RATE:"; SPC( 19)AD; SPC(
     5);"%"
200  PRINT
202  PRINT  TAB( 15)"-------------
     ------------------------------
     --------------------------"
204  PRINT  TAB( 15)"Investment
       Back up    Optimum     Annua
     l Operat-  Present"
206  PRINT  TAB( 15)"Cost of Sys.
       Sys Fuel   Col. Area   ing C
     ost        Worth Value"
208  PRINT  TAB( 17)"Baht/sq.m.
      Baht/MJ     sq.m.      ,Baht/y
     ear        Baht"
210  PRINT  TAB( 15)"-------------
     ------------------------------
     --------------------------"
212  PRINT
220 FIR = FIR / 100
222 AD = AD / 100
224 IR = IR / 100
226  IF FIR = AD THEN  GOTO 234
228 ID = 1 - ((1 + FIR) / (1 + AD
     )) ^ N
230 ID = ID / (AD - FIR)
232  GOTO 236
234 ID = N / (1 + FIR)
236 FR = (1 + IR) ^ N
238 FR = IR * FR / (FR - 1)
239  IF MU = 0 THEN  GOTO 242
240 FR = MU / N
241 E = 42
242  FOR J = 0 TO 4
243  FOR K = 0 TO 4
244 C1 = CF(K) * ID / N
270 AOP = QM * C1 * L
280 AOP = AOP / (CT(J) * FR)
```

```
290 AOP = (1 / L) *  LOG (AOP)
291  IF Q1 = 0 THEN  GOTO 298
292  IF AOP < 0 THEN AOP = 0
293  IF AOP > 4 THEN  GOTO 296
294 QA = Q1 *  EXP ( - L1 * AOP)
295  GOTO 300
296 QA = Q2 *  EXP ( - L2 * (AOP -
    EX))
297  GOTO 300
298  REM  Y=ANNUAL OPERATING COST
    , BAHT/YEAR
299 QA = QM *  EXP ( - L * AOP)
300 Y = AOP * CT(J) * FR + QA * C
    1 + M * AOP * 50
304 AOP =  INT (AOP * 100 + .5) /
    100
306  IF AOP < 1 AND AOP > 0 THEN
    E = E + 1
310 Y =  INT (Y * 100 + .5) / 100

312  REM  P=PRESENT WORTH VALUE,
    BAHT
314 P =  INT (Y * ID * 100 + .5) /
    100
330  IF K > 0 THEN  GOTO 378
332  IF AOP < 10 THEN  GOTO 356
334  IF Y < 10000 THEN  GOTO 346
336  IF P < 100000 THEN  GOTO 342

338  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( 41)AOP; TAB( 1
    1)Y; TAB( 25)P
340  GOTO 420
342  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( 41)AOP; TAB( 1
    2)Y; TAB( 25)P
344  GOTO 420
346  IF P < 100000 THEN  GOTO 352

348  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( 41)AOP; TAB( 1
    2)Y; TAB( 25)P
350  GOTO 420
352  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( 41)AOP; TAB( 1
    2)Y; TAB( 26)P
354  GOTO 420
356  IF Y < 10000 THEN  GOTO 368
358  IF P < 100000 THEN  GOTO 364

360  GOTO 420
364  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( E)AOP; TAB( 11
    )Y; TAB( 26)P
368  IF P < 100000 THEN  GOTO 374

370  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( E)AOP; TAB( 12
    )Y; TAB( 25)P
372  GOTO 420
374  PRINT  TAB( 19)CT(J); TAB( 3
    1)CF(K); TAB( E)AOP; TAB( 12
    )Y; TAB( 26)P
376  GOTO 420
378  IF AOP < 10 THEN  GOTO 390
379  IF Y < 10000 THEN  GOTO 385
380  IF P < 100000 THEN  GOTO 383

381  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( 4
    1)AOP; TAB( 11)Y; TAB( 25)P
382  GOTO 420
383  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( 4
    1)AOP; TAB( 11)Y; TAB( 26)P
384  GOTO 420
385  IF P < 100000 THEN  GOTO 388
```

```
386  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( 4
     1)AOP; TAB( 12)Y; TAB( 25)P
387  GOTO 420
388  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( 4
     1)AOP; TAB( 12)Y; TAB( 26)P
389  GOTO 420
390  IF Y < 10000 THEN  GOTO 396
391  IF P < 100000 THEN  GOTO 394

392  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( E
     )AOP; TAB( 11)Y; TAB( 25)P
393  GOTO 420
394  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( E
     )AOP; TAB( 11)Y; TAB( 26)P
395  GOTO 420
396  IF P < 100000 THEN  GOTO 402

397  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( E
     )AOP; TAB( 12)Y; TAB( 25)P
398  GOTO 420
402  PRINT  TAB( 31)CF(K); TAB( E
     )AOP; TAB( 12)Y; TAB( 26)P
420 E = 42
422  NEXT K
430  PRINT
440  NEXT J
450  PRINT  TAB( 15)"----------
     ----------------------------
     ------------------------"
460  PRINT  TAB( 15)"For load M k
     g/day(at the same working co
     ndition as specified"
462  PRINT  TAB( 15)"in the table
     ) the optimum col. area is c
     alculated by:"
464  PRINT  TAB( 18)"AREA(at load
      M) = (M/1000)*(Optimum area
      at load 1000)"
```



```
500  PRINT : PRINT : PRINT : PRINT
     : PRINT : PRINT
540  PRINT  TAB( 49)"TABLE "; TN$
542  PRINT
544  PRINT  TAB( 23)"ANNUAL ENERG
     Y SAVING FOR THE SYSTEM WITH
      AN OPTIMUM COLLECTOR AREA"
546  PRINT
548  PRINT  TAB( 25)"USER TYPE ";
     UT;" (CONSUME HOT WATER DURI
     NG THE DAY-TIME ";DU;" %)"
550  PRINT  TAB( 25)"DAILY LOAD:"
     ; SPC( 27)"1000 KG/DAY"
552  PRINT  TAB( 25)"HOT WATER TE
     MPERATURE:"; SPC( 18)TS;"  C
     ."
554  PRINT  TAB( 25)"SOLAR COLLEC
     TOR TYPE:"; SPC( 17)"FLAT PL
     ATE"
556  PRINT  TAB( 28)"TYPE OF AN A
     BSORBER PLATE COATING: "; AP$

558  PRINT  TAB( 28)"NUMBER OF TO
     P COVER:"; SPC( 18)NC
560  PRINT  TAB( 25)"STORAGE TANK
     :"
562  PRINT  TAB( 28)"STORAGE TANK
     :"; SPC( 24)"75 KG/COL.AREA(
     SQ.M.)."
564  PRINT  TAB( 25)"SYSTEM LIFE:
     "; SPC( 28)N;"    YEAR"
565 IR = IR * 100
566  PRINT  TAB( 25)"ANNUAL LOAN
     RATE:"; SPC( 23);IR;"      %"

567 FIR = FIR * 100
568  PRINT  TAB( 25)"ANNUAL FUEL
     INFLATION RATE:"; SPC( 14)FI
     R;"      %"
```

```
569 AD = AD * 100
570  PRINT  TAB( 25)"ANNUAL DISCO
     UNT RATE:"; SPC( 19)AD;"
      %"
571  PRINT  TAB( 25)"COST OF BACK
      UP SYSTEM FUEL:          "
     ;FC;" BAHT/MJ"
572  PRINT
574  PRINT  TAB( 14)"----------
     ----------
     ----------
     ----------"
576  PRINT  TAB( 14)"Investment
      Optimum    Total Invt.  Ann
     ual Cost      Annual Energy
     Saving, Baht/year(1)"
578  PRINT  TAB( 14)"Cost of Sys
      Col. Area  Cost of Sys.
                 ----------
     ----------"
580  PRINT  TAB( 63)"Electricity
           LPG          Fuel Oil"
581  PRINT  TAB( 15)"Baht/sq.m.
       sq.m.          Baht          Bah
     t/year    Baht/kW-hr      Baht
     /kg       Baht/litre"
582  PRINT  TAB( 63)"----------
     ----------
     -"
584  PRINT  TAB( 64)"1.50   2.00
       8.00  10.00   4.00  5.00"
588  PRINT  TAB( 14)"----------
     ----------
     ----------
     ----------"
590  FOR I = 0 TO 4
595 F = ID / N
600 C1 = FC * F
```

```
610 AOP = QM * C1 * L
612 AOP = AOP / (CT(I) * FR)
614 AOP = (1 / L) *  LOG (AOP)
616  IF Q1 > 0 THEN  GOTO 622
618 QA = QM *  EXP ( - L * AOP)
620  GOTO 632
622  IF AOP > 4 THEN  GOTO 625
623 QA = Q1 *  EXP ( - L1 * AOP)
624  GOTO 632
625 QA = Q2 *  EXP ( - L2 * (AOP -
     EX))
632  REM  SC=INVESTMENT COST OF T
     HE SYSTEM
633  IF AOP < 0 THEN AOP = 0
634 SC = CT(I) * AOP
636 SC =  INT (SC * 100 + .5) / 1
     00
638  REM  AC=ANNUAL COST SUPPLIED
      AUXILIARY ENERGY
640 AC = QA * FC * F + .02 * SC +
     AOP * .06 * 1.75 * 365 * F
641 AC =  INT (AC * 100 + .5) / 1
     00
642  REM  E=ANNUAL ENERGY SAVING
643 DQ = QN - QA
644 E1 =  INT (F * DQ * 1.5 / 3.6
     )
646 E2 =  INT (F * DQ * 2 / 3.6)
648 E3 =  INT (.276 * F * DQ)
650 E4 =  INT (.332 * F * DQ)
652 E5 =  INT (.167 * F * DQ)
654 E6 =  INT (.209 * F * DQ)
680 T1 = 23
682 T2 = 30
684 T3 = 37
686 T4 = 4
688 T5 = 11
689 T8 = 39
```

```
690 T6 = 17
691 T7 = 18
692  IF E1 < 10000 THEN T1 = T1 +
     1
694  IF E2 < 10000 THEN T2 = T2 +
     1
696  IF E3 < 10000 THEN T3 = T3 +
     1
698  IF E4 < 10000 THEN T4 = T4 +
     1
700  IF E5 < 10000 THEN T5 = T5 +
     1
702  IF E6 < 10000 THEN T6 = T6 +
     1
703  IF SC >  = 100000 THEN T8 =
     T8 - 1
710 AOP =  INT (AOP * 100 + .5) /
     100
711 Z(I) = SC
712 AU(I) = AC
713 X(I,0) = E1
714 X(I,1) = E2
715 X(I,2) = E3
716 X(I,3) = E4
717 X(I,4) = E5
718 X(I,5) = E6
719  PRINT
720  PRINT  TAB( T7)CT(I); TAB( 2
     8)AOP; TAB( T8)SC; TAB( 12)A
     C; TAB( T1)E1; TAB( T2)E2; TAB(
     T3)E3; TAB( T4)E4; TAB( T5)E
     5; TAB( T6)E6
722 T1 = 23
724 T2 = 30
726 T3 = 37
728 T4 = 44
730 T5 = 11
732 T6 = 17
734 T7 = 18
735 T8 = 39
736  PRINT
740  NEXT I
744  PRINT
750  PRINT  TAB( 14)"-------------
     ------------------------------
     ------------------------------
     ----------------------------"
752  PRINT  TAB( 14)"(1) It is an
      annual energy saving if the
      heating system fuel is an e
     lectrical energy,
754  PRINT  TAB( 18)"or LPG, or a
      fuel oil"

]

]
```


สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.1

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูดมีผิวเป็นสีดำ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 C.

Storage cost = 6 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area, sq.m. 5	10	15	20
.15	55	4701*	2710	1760	1350
	65	4653	2692	1793	1436
	75	4664	2743	1881	1560
	85	4734	2852	2014	1714
.25	55	7716	4280	2576	1775
	65	7614	4206	2567	1831
	75	7611	4248	2650	1952
	85	7707	4386	2806	2123
.35	55	10731	5849	3393	2201
	65	10576	5721	3341	2227
	75	10559	5753	3418	2345
	85	10680	5921	3598	2532
.45	55	13746	7419	4210	2626
	65	13538	7235	4115	2623
	75	13506	7258	4186	2737
	85	13653	7455	4390	2941
.55	55	16761	8988	5027	3051
	65	16499	8749	4889	3019
	75	16454	8763	4955	3130
	85	16626	8990	5182	3349

*ค่าใช้จ่ายรายปี หน่วยเป็นบาท/ปี

ตารางที่ 1.2

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูดมีผิวเป็นสีดำ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 C.

Storage cost = 8 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area, sq.m. 5	10	15	20
.15	55	4760*	2829	1938	1588
	65	4723	2832	2003	1716
	75	4745	2905	2124	1884
	85	4826	3036	2289	2081
.25	55	7775	4398	2755	2013
	65	7684	4347	2777	2112
	75	7692	4410	2893	2276
	85	7799	4570	3081	2490
.35	55	10790	5968	3572	2438
	65	10646	5861	3552	2508
	75	10640	5915	3661	2669
	85	10772	6104	3873	2899
.45	55	13806	7537	4389	2863
	65	13608	7375	4326	2904
	75	13587	7420	4429	3061
	85	13745	7639	4665	3308
.55	55	16821	9107	5205	3289
	65	16569	8889	5100	3300
	75	16535	8925	5198	3454
	85	16717	9173	5457	3717

*ค่าใช้จ่ายรายปี หน่วยเป็นบาท/ปี

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.3

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นอุดมีผิวเป็นสีดำ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 C.

Storage cost = 10 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	4819	2948	2116	1825
	65	4793	2973	2214	1997
	75	4826	3067	2367	2208
	85	4918	3219	2564	2449
.25	55	7835	4517	2933	2251
	65	7755	4487	2988	2393
	75	7773	4572	3136	2600
	85	7891	4754	3356	2857
.35	55	10850	6087	3750	2676
	65	10716	6001	3762	2789
	75	10721	6077	3904	2993
	85	10864	6288	4148	3266
.45	55	13865	7656	4567	3101
	65	13678	7516	4536	3185
	75	13668	7582	4672	3385
	85	13836	7822	4940	3675
.55	55	16880	9226	5384	3526
	65	16640	9030	5311	3581
	75	16616	9087	5441	3778
	85	16809	9357	5732	4084

ตารางที่ 2.1

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นอุดมีผิวเป็นสีดำ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 70 C.

Storage cost = 6 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	7450	5443	4093	3202
	65	7464	5480	4160	3303
	75	7536	5609	4327	3500
	85	7597	5724	4482	3685
.25	55	12298	8835	6465	4862
	65	12300	8853	6512	4944
	75	12398	9024	6727	5185
	85	12478	9173	6919	5407
.35	55	17146	12226	8838	6521
	65	17136	12226	8865	6585
	75	17260	12440	9126	6871
	85	17359	12623	9356	7129
.45	55	21995	15618	11211	8181
	65	21972	15599	11217	8225
	75	22123	15856	11525	8556
	85	22240	16072	11794	8851
.55	55	26843	19009	13583	9841
	65	26807	18971	13570	9866
	75	26985	19271	13925	10241
	85	27122	19521	14231	10574

ตารางที่ 2.2

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูด มีผิวเป็นสีดำ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 70 C.

Storage cost = 8 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	7509	5562	4271	3439
	65	7534	5620	4371	3584
	75	7617	5771	4570	3824
	85	7689	5908	4757	4052
.25	55	12358	8954	6644	5099
	65	12370	8993	6723	5225
	75	12479	9186	6970	5509
	85	12570	9357	7194	5774
.35	55	17206	12345	9016	6759
	65	17206	12366	9075	6865
	75	17341	12602	9369	7195
	85	17451	12806	9632	7496
.45	55	22054	15737	11389	8419
	65	22042	15739	11428	8506
	75	22204	16018	11768	8880
	85	22332	16255	12069	9219
.55	55	26902	19128	13761	10078
	65	26878	19112	13780	10147
	75	27066	19433	14168	10565
	85	27213	19705	14506	10941

ตารางที่ 2.3

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูด มีผิวเป็นสีดำ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 70 C.

Storage cost = 10 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	7569	5681	4449	3677
	65	7604	5761	4581	3865
	75	7698	5933	4813	4148
	85	7780	6091	5033	4419
.25	55	12417	9072	6822	5337
	65	12440	9134	6934	5505
	75	12560	9348	7213	5833
	85	12662	9541	7470	6141
.35	55	17265	12464	9194	6996
	65	17276	12506	9286	7146
	75	17422	12764	9612	7519
	85	17543	12990	9907	7864
.45	55	22113	15855	11567	8656
	65	22112	15879	11638	8787
	75	22285	16180	12011	9204
	85	22424	16439	12345	9586
.55	55	26962	19247	13939	10316
	65	26948	19252	13991	10428
	75	27147	19595	14411	10889
	85	27305	19888	14782	11308

ตารางที่ 3.1

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นอุดมีผิวซีเล็กตีฟ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 C.

Storage cost = 6 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	3840	1727	1048	905
	65	3821	1753	1123	1023
	75	3796	1756	1183	1134
	85	3841	1815	1274	1260
.25	55	6282	2641	1390	1033
	65	6229	2641	1451	1144
	75	6166	2603	1485	1242
	85	6218	2657	1573	1366
.35	55	8723	3555	1732	1161
	65	8636	3529	1778	1265
	75	8535	3450	1788	1350
	85	8595	3500	1872	1472
.45	55	11165	4470	2074	1289
	65	11043	4418	2106	1386
	75	10904	4297	2091	1458
	85	10973	4343	2170	1578
.55	55	13607	5384	2417	1417
	65	13451	5306	2434	1507
	75	13273	5143	2393	1567
	85	13350	5186	2469	1684

ตารางที่ 3.2

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นอุดมีผิวซีเล็กตีฟ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 C.

Storage cost = 8 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	3900	1846	1226	1142
	65	3891	1894	1334	1304
	75	3877	1918	1426	1458
	85	3933	1998	1550	1628
.25	55	6341	2760	1568	1271
	65	6299	2782	1661	1425
	75	6247	2765	1729	1567
	85	6310	2841	1849	1734
.35	55	8783	3674	1911	1399
	65	8706	3670	1989	1546
	75	8616	3612	2031	1675
	85	8687	3684	2147	1840
.45	55	11225	4589	2253	1527
	65	11114	4558	2317	1667
	75	10985	4459	2334	1783
	85	11065	4527	2446	1946
.55	55	13666	5503	2595	1655
	65	13521	5446	2645	1788
	75	13354	5306	2637	1891
	85	13442	5370	2745	2052

ตารางที่ 3.3

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูด มีผิวซีเล็กตีฟ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 60 C.

Storage cost = 10 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	3959	1965	1404	1380
	65	3962	2034	1544	1585
	75	3958	2080	1669	1782
	85	4024	2182	1825	1994
.25	55	6401	2879	1746	1508
	65	6369	2922	1872	1706
	75	6328	2927	1971	1890
	85	6402	3025	2124	2100
.35	55	8842	3793	2088	1636
	65	8776	3810	2199	1827
	75	8697	3774	2274	1998
	85	8779	3868	2422	2206
.45	55	11284	4707	2431	1764
	65	11184	4698	2527	1948
	75	11066	4621	2577	2106
	85	11156	4710	2721	2312
.55	55	13726	5621	2773	1892
	65	13591	5587	2855	2068
	75	13435	5467	2880	2215
	85	13534	5553	3020	2418

ตารางที่ 4.1

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูด มีผิวซีเล็กตีฟ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 70 C.

Storage cost = 6 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	6691	4217	2823	2069
	65	6658	4226	2877	2167
	75	6761	4389	3066	2371
	85	6858	4535	3238	2562
.25	55	11033	6791	4349	2974
	65	10957	6762	4374	3050
	75	11106	6991	4624	3305
	85	11246	7192	4847	3535
.35	55	15375	9365	5875	3878
	65	15256	9299	5870	3934
	75	15451	9593	6183	4238
	85	15634	9849	6455	4509
.45	55	19717	11939	7401	4783
	65	19554	11836	7367	4817
	75	19797	12195	7741	5171
	85	20023	12506	8064	5483
.55	55	24059	14513	8926	5687
	65	23853	14372	8864	5700
	75	24142	14798	9299	6104
	85	24411	15162	9672	6457

ตารางที่ 4.2

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูด มีผิวซีเล็กตีฟ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 70 C.

Storage cost = 8 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	6750	4336	3001	2307
	65	6728	4366	3087	2448
	75	6842	4551	3309	2695
	85	6949	4719	3514	2929
.25	55	11092	6910	4527	3211
	65	11027	6903	4584	3331
	75	11187	7153	4867	3629
	85	11338	7376	5122	3903
.35	55	15434	9484	6053	4116
	65	15326	9439	6081	4214
	75	15532	9755	6426	4562
	85	15726	10033	6731	4876
.45	55	19776	12058	7579	5020
	65	19624	11976	7578	5098
	75	19878	12357	7984	5495
	85	20115	12689	8339	5850
.55	55	24118	14632	9105	5925
	65	23923	14513	9075	5981
	75	24223	14960	9542	6428
	85	24503	15346	9947	6824

ตารางที่ 4.3

ค่าใช้จ่ายรายปีของถังเก็บน้ำร้อนหลายขนาดเมื่อติดตั้งใช้งานในระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีลักษณะการใช้งานเหมือนกัน แผงฯ แบบแผ่นดูด มีผิวซีเล็กตีฟ กระจกชั้นเดียว ผู้ใช้ประเภท 3 และระดับอุณหภูมิของน้ำร้อนเท่ากับ 70 C.

Storage cost = 10 Baht/litre

Back up Sys Fuel Baht/MJ	Tank Vol/ col. area lit./sq.m	Collector Area,sq.m. 5	10	15	20
.15	55	6810	4455	3179	2544
	65	6799	4507	3298	2729
	75	6923	4713	3552	3019
	85	7041	4903	3789	3296
.25	55	11152	7029	4705	3449
	65	11097	7043	4795	3612
	75	11268	7315	5110	3953
	85	11430	7559	5398	4270
.35	55	15494	9602	6231	4353
	65	15396	9580	6292	4495
	75	15613	9917	6669	4886
	85	15818	10216	7006	5244
.45	55	19836	12176	7757	5258
	65	19695	12117	7789	5378
	75	19959	12519	8227	5819
	85	20206	12873	8614	6217
.55	55	24178	14750	9283	6163
	65	23993	14653	9285	6262
	75	24304	15122	9785	6752
	85	24595	15530	10223	7191

ภาคผนวก จ.

ตารางแสดงผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

TABLE 1.1 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.57	5642.42	52247.89
	.25	21.13	7343.66	68001.1
	.35	26.11	8464.24	78377.49
	.45	29.83	9301.21	86127.7
	.55	32.8	9969.52	92316.14
6000	.15	10.87	5933.6	54944.17
	.25	18.43	7899.48	73147.9
	.35	23.41	9194.37	85138.37
	.45	27.13	10161.54	94094.21
	.55	30.1	10933.8	101245.21
7000	.15	8.58	6158.89	57030.32
	.25	16.15	8389.4	77684.48
	.35	21.13	9858.6	91289.04
	.45	24.85	10955.96	101450.41
	.55	27.82	11832.19	109564.16
8000	.15	6.61	6325.17	58570.05
	.25	14.17	8820.32	81674.73
	.35	19.15	10463.83	96893.37
	.45	22.87	11691.39	108260.37
	.55	25.84	12671.58	117336.78
9000	.15	4.86	6438.18	59616.5
	.25	12.43	9197.96	85171.62
	.35	17.41	11015.79	102004.43
	.45	21.13	12373.54	114576.97
	.55	24.1	13457.69	124616.03

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.2 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 2
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.63	5559.32	51478.4
	.25	20.91	7196.12	66634.9
	.35	25.7	8274.25	76618.21
	.45	29.28	9079.51	84074.79
	.55	32.13	9722.5	90028.77
6000	.15	11.04	5859.8	54260.8
	.25	18.31	7751.2	71774.85
	.35	23.1	8997.04	83311.13
	.45	26.69	9927.57	91927.69
	.55	29.54	10670.58	98807.84
7000	.15	8.84	6096.87	56456.03
	.25	16.11	8242.89	76327.82
	.35	20.91	9656.44	89417.07
	.45	24.49	10712.23	99193.51
	.55	27.34	11555.26	106999.83
8000	.15	6.94	6277.17	58125.58
	.25	14.21	8677.81	80355.11
	.35	19	10259.06	94997.23
	.45	22.58	11440.12	105933.66
	.55	25.44	12383.17	114666.15
9000	.15	5.26	6406.22	59320.56
	.25	12.54	9061.47	83907.74
	.35	17.33	10810.43	100102.83
	.45	20.91	12116.75	112199.14
	.55	23.76	13159.83	121857.89

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.3 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.72	4621.89	42797.95
	.25	20.2	5756.73	53306.39
	.35	24.47	6504.23	60228.11
	.45	27.66	7062.54	65397.97
	.55	30.21	7508.35	69526.1
6000	.15	11.4	5060.22	46856.82
	.25	17.89	6422.03	59466.96
	.35	22.16	7319.02	67772.94
	.45	25.35	7989	73976.84
	.55	27.9	8523.97	78930.58
7000	.15	9.44	5424.15	50226.75
	.25	15.93	7012.93	64938.59
	.35	20.2	8059.42	74628.92
	.45	23.39	8841.06	81866.78
	.55	25.94	9465.19	87646.12
8000	.15	7.75	5724.39	53006.92
	.25	14.23	7540.13	69820.38
	.35	18.51	8736.13	80895.15
	.45	21.7	9629.43	89166.96
	.55	24.24	10342.72	95771.91
9000	.15	6.25	5968.95	55271.51
	.25	12.74	8011.65	74186.58
	.35	17.01	9357.15	86645.69
	.45	20.2	10362.11	95951.46
	.55	22.75	11164.56	103382.01

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.4 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 2
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.68	4582.35	42431.82
	.25	20.07	5699.78	52779.04
	.35	24.28	6435.81	59594.56
	.45	27.42	6985.56	64685.15
	.55	29.93	7424.53	68749.94
6000	.15	11.41	5020.22	46486.42
	.25	17.79	6361.14	58903.12
	.35	22	7244.38	67081.78
	.45	25.14	7904.08	73190.5
	.55	27.65	8430.84	78068.21
7000	.15	9.48	5384.84	49862.74
	.25	15.86	6949.24	64348.84
	.35	20.07	7979.69	73890.63
	.45	23.21	8749.34	81017.47
	.55	25.72	9363.89	86708.1
8000	.15	7.81	5686.74	52658.29
	.25	14.2	7474.63	69213.86
	.35	18.4	9652.28	80118.71
	.45	21.54	9531.89	88263.76
	.55	24.05	10234.23	94767.31
9000	.15	6.34	5933.81	54946.12
	.25	12.72	7945.19	73571.17
	.35	16.93	9270.05	85839.16
	.45	20.07	10259.6	95002.23
	.55	22.58	11049.74	102318.8

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.5 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 80 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 2
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	16.29	7230.04	66949
	.25	26.7	9571.32	88628.87
	.35	33.55	11113.48	102909.02
	.45	38.67	12265.33	113574.97
	.55	42.76	13185.07	122091.61
6000	.15	12.58	7547.53	69888.9
	.25	22.98	10253	94941.12
	.35	29.84	12035.05	111442.61
	.45	34.96	13366.08	123767.73
	.55	39.04	14428.89	133609.18
7000	.15	9.44	7774.32	71988.94
	.25	19.84	10843.99	100413.59
	.35	26.7	12865.93	119136.42
	.45	31.81	14376.14	133120.72
	.55	35.9	15582.02	144286.98
8000	.15	6.72	7919.91	73337.08
	.25	17.12	11353.78	105134.16
	.35	23.98	13615.62	126078.43
	.45	29.09	15305	141721.82
	.55	33.18	16653.95	154212.88
9000	.15	4.32	7992.19	74006.38
	.25	14.72	11790.26	109175.89
	.35	21.58	14291.99	132341.51
	.45	26.7	16160.55	149644.07
	.55	30.78	17652.57	163459.93

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.6 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 80 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	16.68	5884.79	54492.2
	.25	25.34	7399.95	68522.34
	.35	31.04	8397.96	77763.75
	.45	35.3	9143.38	84666.22
	.55	38.7	9738.59	90177.76
6000	.15	13.59	6412.8	59381.49
	.25	22.25	8231	76217.72
	.35	27.95	9428.61	87307.4
	.45	32.21	10323.12	95590.42
	.55	35.61	11037.37	102204.26
7000	.15	10.98	6841.49	63351.09
	.25	19.63	8962.71	82993.24
	.35	25.34	10359.93	95931.27
	.45	29.6	11403.52	105594.75
	.55	33	12236.81	113310.88
8000	.15	8.71	7185.13	66533.14
	.25	17.37	9609.39	88981.39
	.35	23.07	11206.21	103767.69
	.45	27.33	12398.89	114811.71
	.55	30.73	13351.22	123630.13
9000	.15	6.72	7454.43	69026.81
	.25	15.37	10181.72	94281.08
	.35	21.08	11978.14	110915.63
	.45	25.34	13319.91	123340.21
	.55	28.74	14391.28	133260.92

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.7 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 80 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 2
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	16.66	5985.39	55423.74
	.25	25.62	7553.72	69946.22
	.35	31.52	8586.75	79511.91
	.45	35.93	9358.32	86656.52
	.55	39.45	9974.42	92361.51
6000	.15	13.46	6510.76	60288.58
	.25	22.42	8392.75	77715.5
	.35	28.32	9632.38	89194.28
	.45	32.73	10558.28	97767.96
	.55	36.25	11297.59	104613.85
7000	.15	10.76	6933.31	64201.33
	.25	19.72	9128.96	84532.69
	.35	25.62	10575.2	97924.64
	.45	30.03	11655.41	107927.21
	.55	33.55	12517.95	115914.19
8000	.15	8.41	7267.84	67299.02
	.25	17.37	9777.16	90534.92
	.35	23.28	11430	105839.95
	.45	27.69	12664.53	117271.49
	.55	31.21	13650.28	126399.38
9000	.15	6.35	7525.41	69684.08
	.25	15.31	10348.39	95824.41
	.35	21.21	12207.85	113042.71
	.45	25.62	13596.69	125903.14
	.55	29.14	14705.66	136172.03

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 2.1 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.59	3988.72	36934.9
	.25	14.79	4911.89	45483.3
	.35	17.56	5520.14	51115.6
	.45	19.63	5974.53	55323.18
	.55	21.28	6337.4	58683.3
6000	.15	9.09	4300.25	39819.62
	.25	13.29	5365.91	49687.46
	.35	16.06	6068.04	56189.07
	.45	18.13	6592.58	61046.22
	.55	19.78	7011.47	64925.07
7000	.15	7.82	4576.68	42379.31
	.25	12.02	5784.8	53566.31
	.35	14.79	6580.81	60937.23
	.45	16.86	7175.48	66443.78
	.55	18.51	7650.38	70841.28
8000	.15	6.72	4821.62	44647.42
	.25	10.93	6172.19	57153.48
	.35	13.69	7062.06	65393.53
	.45	15.76	7726.85	71549.38
	.55	17.41	8257.76	76465.52
9000	.15	5.76	5038.1	46651.99
	.25	9.96	6531.1	60476.93
	.35	12.72	7514.82	69586.01
	.45	14.79	8249.73	76391.16
	.55	16.44	8836.64	81825.85

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 2.2 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.32	3032.35	28079.07
	.25	14.04	3626.87	33584.23
	.35	16.49	4019.86	37223.25
	.45	18.32	4314.09	39947.77
	.55	19.77	4549.45	42127.17
6000	.15	9	3384.95	31344.09
	.25	12.71	4097.25	37939.87
	.35	15.16	4568.14	42300.24
	.45	16.99	4920.69	45564.79
	.55	18.45	5202.72	48176.34
7000	.15	7.88	3699.07	34252.79
	.25	11.59	4528.97	41937.53
	.35	14.04	5077.62	47017.94
	.45	15.87	5488.42	50821.88
	.55	17.33	5817.04	53864.85
8000	.15	6.9	3980.3	36856.93
	.25	10.62	4927.62	45628.96
	.35	13.07	5553.94	51428.58
	.45	14.9	6022.9	55771.08
	.55	16.36	6398.06	59245
9000	.15	6.05	4232.8	39195.04
	.25	9.76	5297.41	49053.16
	.35	12.21	6001.3	55571.06
	.45	14.04	6528.36	60451.55
	.55	15.5	6950.01	64355.97

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 2.3 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.4	5549.12	51383.95
	.25	20.8	7213.02	66791.39
	.35	25.67	8309.01	76940.08
	.45	29.31	9127.61	84520.19
	.55	32.21	9781.25	90572.79
6000	.15	10.76	5838.66	54065.04
	.25	18.16	7761.39	71869.21
	.35	23.03	9027.86	83596.52
	.45	26.67	9973.8	92355.77
	.55	29.57	10729.12	99349.91
7000	.15	8.53	6063.75	56149.34
	.25	15.93	8245.31	76350.23
	.35	20.8	9682.27	89656.25
	.45	24.44	10755.54	99594.56
	.55	27.34	11612.54	107530.24
8000	.15	6.6	6231.13	57699.25
	.25	13.99	8671.52	80296.87
	.35	18.87	10278.96	95181.5
	.45	22.5	11479.58	106299.05
	.55	25.41	12438.25	115176.18
9000	.15	4.89	6346.41	58766.73
	.25	12.29	9045.63	83761.07
	.35	17.16	10823.56	100224.41
	.45	20.8	12151.51	112521.01
	.55	23.7	13211.86	122339.68

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 2.4 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 55 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.67	4432.2	41041.45
	.25	19.62	5474.7	50694.83
	.35	23.55	6161.38	57053.38
	.45	26.48	6674.27	61802.66
	.55	28.82	7083.8	65594.84
6000	.15	11.54	4872.14	45115.23
	.25	17.5	6123.14	56699.28
	.35	21.42	6947.16	64329.57
	.45	24.35	7562.62	70028.63
	.55	26.69	8054.06	74579.29
7000	.15	9.74	5243.74	48556.18
	.25	15.7	6703.24	62070.91
	.35	19.62	7664.59	70972.86
	.45	22.55	8382.63	77621.79
	.55	24.89	8955.97	82930.83
8000	.15	8.18	5556.82	51455.25
	.25	14.14	7224.82	66900.66
	.35	18.07	8323.51	77074.35
	.45	21	9144.13	84673.16
	.55	23.34	9799.38	90740.67
9000	.15	6.81	5818.75	53880.68
	.25	12.77	7695.25	71256.77
	.35	16.69	8931.27	82702.11
	.45	19.62	9854.47	91250.79
	.55	21.96	10591.63	98076.78

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.1 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 13 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 13 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	5	5705.76	56235.91
	.25	9.19	7388.7	72822.95
	.35	11.95	8497.79	83754.13
	.45	14.01	9326.47	91921.59
	.55	15.65	9988.34	98444.98
6000	.15	3.5	5955.34	58695.77
	.25	7.69	8068.58	79523.84
	.35	10.45	9371.6	92366.39
	.45	12.51	10345.19	101962.09
	.55	14.16	11122.8	109626.2
7000	.15	2.24	5849.29	57650.54
	.25	6.43	8663.54	85387.76
	.35	9.19	10160.44	100141.19
	.45	11.25	11278.91	111164.82
	.55	12.89	12172.24	119969.47
8000	.15	1.14	5642.02	55607.69
	.25	5.33	9184.38	90521.16
	.35	8.09	10875.13	107185.17
	.45	10.15	12138.44	119636.34
	.55	11.8	13147.46	129581.23
9000	.15	.18	5346.61	52696.13
	.25	4.37	9639.49	95006.71
	.35	7.13	11524.06	113581.02
	.45	9.19	12932.19	127459.53
	.55	10.83	14056.88	138544.47

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.2 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 13 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	4.86	4572.32	42338.94
	.25	8.65	5804.49	53748.64
	.35	11.14	6620.77	61307.26
	.45	13	7232.78	66974.37
	.55	14.49	7722.85	71512.34
6000	.15	3.51	4897.86	45353.39
	.25	7.3	6436.45	59600.48
	.35	9.79	7413.61	68648.83
	.45	11.65	8146.31	75433.51
	.55	13.14	8733.05	80866.63
7000	.15	2.37	5024.51	46526.15
	.25	6.15	6988.65	64713.77
	.35	8.65	8126.29	75248.13
	.45	10.51	8979.37	83147.51
	.55	11.99	9662.56	89473.74
8000	.15	1.38	5062.1	46874.22
	.25	5.17	7472.74	69196.36
	.35	7.66	8770.49	81213.31
	.45	9.52	9743.71	90225.17
	.55	11.01	10523.15	97442.66
9000	.15	.51	5022.06	46503.46
	.25	4.29	7897.4	73128.64
	.35	6.79	9354.96	86625.41
	.45	8.65	10448.08	96747.53
	.55	10.13	11323.59	104854.61

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.3 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.54	4065.64	37647.17
	.25	14.73	4979.65	46110.75
	.35	17.49	5581.96	51688.04
	.45	19.55	6031.97	55855.06
	.55	21.2	6391.38	59183.14
6000	.15	9.05	4396.95	40715.04
	.25	13.24	5451.66	50481.49
	.35	16	6146.7	56917.44
	.45	18.06	6665.99	61725.99
	.55	19.71	7080.74	65566.5
7000	.15	7.79	4693.71	43462.99
	.25	11.97	5889.08	54531.93
	.35	14.73	6676.83	61826.36
	.45	16.8	7265.4	67276.43
	.55	18.44	7735.48	71629.29
8000	.15	6.69	4959.47	45923.89
	.25	10.88	6295.48	58295.12
	.35	13.64	7175.92	66447.86
	.45	15.7	7833.75	72539.25
	.55	17.35	8359.15	77404.37
9000	.15	5.72	5197.2	48125.23
	.25	9.91	6673.82	61798.49
	.35	12.67	7646.94	70809.42
	.45	14.73	8374.01	77541.97
	.55	16.38	8954.72	82919.25

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.4 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.34	3036.81	28120.37
	.25	14.12	3631.23	33624.6
	.35	16.61	4024.81	37269.09
	.45	18.47	4319.81	40000.74
	.55	19.96	4555.97	42187.54
6000	.15	8.98	3390.72	31397.52
	.25	12.77	4102.36	37987.19
	.35	15.26	4573.61	42350.89
	.45	17.12	4926.85	45621.83
	.55	18.61	5209.66	48240.61
7000	.15	7.84	3706.4	34320.66
	.25	11.63	4534.97	41993.09
	.35	14.12	5083.72	47074.42
	.45	15.98	5495.07	50883.46
	.55	17.47	5824.41	53933.09
8000	.15	6.85	3989.42	36941.38
	.25	10.64	4934.67	45694.24
	.35	13.13	5560.76	51491.74
	.45	14.99	6030.11	55837.84
	.55	16.48	6405.91	59317.69
9000	.15	5.98	4243.96	39298.38
	.25	9.77	5305.67	49129.64
	.35	12.26	6008.95	55641.9
	.45	14.12	6536.21	60524.24
	.55	15.61	6958.38	64433.47

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.5 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.35	5539.15	51291.63
	.25	20.75	7204.89	66716.11
	.35	25.63	8302.08	76875.91
	.45	29.27	9121.58	84464.35
	.55	32.18	9775.94	90523.62
6000	.15	10.7	5826.51	53952.54
	.25	18.11	7751.36	71776.34
	.35	22.98	9019.23	83516.61
	.45	26.63	9966.21	92285.49
	.55	29.53	10722.36	99287.31
7000	.15	8.47	6049.34	56015.91
	.25	15.87	8233.31	76239.11
	.35	20.75	9671.85	89559.76
	.45	24.39	10746.31	99509.09
	.55	27.3	11604.25	107453.47
8000	.15	6.53	6214.41	57544.43
	.25	13.94	8657.49	80166.95
	.35	18.81	10266.7	95067.98
	.45	22.46	11468.64	106197.75
	.55	25.36	12428.37	115084.69
9000	.15	4.83	6327.31	58589.86
	.25	12.23	9029.51	83611.8
	.35	17.11	10809.4	100093.29
	.45	20.75	12138.81	112403.41
	.55	23.66	13200.33	122232.91

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.6 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 2
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.138	5488.51	50822.71
	.25	20.66	7096.01	65707.9
	.35	25.37	8154.84	75512.5
	.45	28.88	8945.69	82835.64
	.55	31.69	9577.17	88683.04
6000	.15	10.97	5788.08	53596.68
	.25	18.11	7645.62	70797.2
	.35	22.82	8869.16	82126.98
	.45	26.33	9783.03	90589.27
	.55	29.14	10512.74	97346.27
7000	.15	8.81	6025.37	55793.95
	.25	15.95	8132.97	75309.98
	.35	20.66	9521.22	88164.95
	.45	24.17	10558.11	97766.39
	.55	26.98	11386.05	105432.98
8000	.15	6.94	6206.91	57474.98
	.25	14.09	8564.57	79306.53
	.35	18.79	10117.52	93686.59
	.45	22.31	11277.43	104427.17
	.55	25.11	12203.61	113003.45
9000	.15	5.29	6338.12	58689.96
	.25	12.44	8945.83	82836.93
	.35	17.14	10663.49	98742.19
	.45	20.66	11946.42	110621.91
	.55	23.47	12970.83	120107.78

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 3.7 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.46	4390.92	40659.21
	.25	19.4	5430.39	50284.53
	.35	23.32	6115.07	56624.56
	.45	26.24	6626.47	61360.04
	.55	28.57	7034.81	65141.2
6000	.15	11.34	4823.9	44668.53
	.25	17.28	6071.26	56218.88
	.35	21.2	6892.88	63826.95
	.45	24.12	7506.56	69509.53
	.55	26.45	7996.57	74046.94
7000	.15	9.55	5188.73	48046.8
	.25	15.49	6643.99	61522.27
	.35	19.4	7602.54	70398.29
	.45	22.33	8318.5	77027.96
	.55	24.66	8890.18	82321.62
8000	.15	8	5495.22	50884.85
	.25	13.94	7158.38	66285.44
	.35	17.85	8253.87	76429.5
	.45	20.77	9072.1	84006.17
	.55	23.11	9725.45	90056.09
9000	.15	6.63	5750.71	53250.64
	.25	12.57	7621.76	70576.26
	.35	16.48	8854.19	81988.36
	.45	19.4	9774.7	90512.14
	.55	21.74	10509.71	97318.21

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 4.1 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.64	4048.61	37489.47
	.25	14.84	4949.91	45835.36
	.35	17.61	5544.22	51338.58
	.45	19.67	5988.44	55451.98
	.55	21.32	6343.35	58738.39
6000	.15	9.14	4381.27	40569.85
	.25	13.34	5420.31	50191.19
	.35	16.11	6105.48	56535.75
	.45	18.17	6617.63	61278.18
	.55	19.82	7026.82	65067.21
7000	.15	7.87	4680.41	43339.84
	.25	12.07	5857.11	54235.89
	.35	14.84	6633.09	61421.34
	.45	16.91	7213.14	66792.51
	.55	18.56	7676.58	71083.89
8000	.15	6.77	4949.45	45831.1
	.25	10.97	6263.73	58001.12
	.35	13.74	7130.47	66027
	.45	15.81	7778.39	72026.63
	.55	17.46	8296.06	76820.17
9000	.15	5.8	5191.25	48070.13
	.25	10.01	6643.05	61513.57
	.35	12.77	7600.52	70379.58
	.45	14.84	8316.26	77007.22
	.55	16.49	8888.14	82302.73

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 4.2 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.4	3051.29	28254.45
	.25	14.2	3645.56	33757.29
	.35	16.7	4039.22	37402.52
	.45	18.57	4334.35	40135.38
	.55	20.06	4570.66	42323.57
6000	.15	9.05	3408.25	31559.84
	.25	12.84	4119.57	38146.55
	.35	15.35	4590.83	42510.34
	.45	17.22	4944.17	45782.21
	.55	18.71	5227.12	48402.28
7000	.15	7.9	3727.04	34511.79
	.25	11.7	4555.11	42179.58
	.35	14.2	5103.78	47260.17
	.45	16.07	5515.19	51069.76
	.55	17.56	5844.66	54120.6
8000	.15	6.91	4013.25	37162.04
	.25	10.71	4957.8	45908.42
	.35	13.21	5583.7	51704.16
	.45	15.08	6053.06	56050.35
	.55	16.57	6428.95	59531.03
9000	.15	6.03	4271.04	39549.14
	.25	9.83	5331.81	49371.7
	.35	12.33	6034.81	55881.36
	.45	14.2	6562	60763.06
	.55	15.69	6984.23	64672.84

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 4.3 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK CAPACITY:	65	KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.61	5396.07	49966.73
	.25	20.42	6928.55	64157.25
	.35	24.91	7937.97	73504.31
	.45	28.26	8691.91	80485.68
	.55	30.94	9293.92	86060.19
6000	.15	11.18	5707.12	52847.01
	.25	17.99	7477.98	69244.88
	.35	22.48	8644.42	80045.93
	.45	25.83	9515.64	88113.28
	.55	28.5	10211.3	94554.98
7000	.15	9.13	5958.8	55177.52
	.25	15.94	7968.05	73782.85
	.35	20.42	9291.51	86037.88
	.45	23.77	10280.01	95191.22
	.55	26.45	11069.31	102500.01
8000	.15	7.35	6157.34	57015.97
	.25	14.16	8404.97	77828.66
	.35	18.64	9885.45	91537.66
	.45	21.99	10991.23	101777.01
	.55	24.67	11874.18	109952.98
9000	.15	5.79	6307.88	58409.95
	.25	12.59	8793.9	81430.09
	.35	17.07	10431.4	96593.07
	.45	20.42	11654.46	107918.41
	.55	23.1	12631.06	116961.57

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 4.4 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.57	4398.47	40729.12
	.25	19.48	5431.94	50298.88
	.35	23.37	6112.66	56602.24
	.45	26.27	6621.1	61310.31
	.55	28.59	7027.08	65069.62
6000	.15	11.47	4835.54	44776.32
	.25	17.37	6075.69	56259.9
	.35	21.26	6892.56	63823.99
	.45	24.17	7502.69	69473.69
	.55	26.49	7989.87	73984.9
7000	.15	9.68	5204.85	48196.07
	.25	15.59	6651.7	61593.66
	.35	19.48	7604.71	70418.38
	.45	22.38	8316.53	77009.72
	.55	24.7	8884.9	82272.73
8000	.15	8.14	5516.16	51078.75
	.25	14.05	7169.7	66390.26
	.35	17.94	8258.86	76475.7
	.45	20.84	9072.36	84008.58
	.55	23.16	9721.93	90023.49
9000	.15	6.78	5776.76	53491.86
	.25	12.68	7636.99	70717.29
	.35	16.57	8862.29	82063.37
	.45	19.48	9777.48	90537.88
	.55	21.8	10508.25	97304.69

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 5.1 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.69	4079.81	37778.38
	.25	14.92	4980.96	46122.88
	.35	17.7	5575.32	51626.56
	.45	19.77	6019.64	55740.89
	.55	21.43	6374.66	59028.32
6000	.15	9.19	4418.37	40913.39
	.25	13.41	5456.91	50530.1
	.35	16.19	6141.92	56873.18
	.45	18.27	6654.04	61615.33
	.55	19.93	7063.26	65404.64
7000	.15	7.91	4723.6	43739.77
	.25	12.13	5899.43	54627.76
	.35	14.92	6675.04	61809.79
	.45	16.99	7254.91	67179.29
	.55	18.65	7718.27	71469.93
8000	.15	6.81	4998.89	46288.91
	.25	11.03	6311.91	58447.26
	.35	13.81	7178.06	66467.67
	.45	15.89	7825.64	72464.16
	.55	17.55	8343.12	77255.94
9000	.15	5.84	5247.07	48587.02
	.25	10.06	6697.21	62015.08
	.35	12.84	7653.85	70873.41
	.45	14.92	8369.11	77496.6
	.55	16.57	8940.68	82789.25

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 5.2 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	10.47	3058.7	28323.07
	.25	14.3	3653.28	33828.78
	.35	16.82	4047.44	37478.64
	.45	18.7	4343.08	40216.22
	.55	20.2	4579.89	42409.04
6000	.15	9.11	3417.17	31642.44
	.25	12.93	4128.63	38230.44
	.35	15.45	4600.34	42598.4
	.45	17.33	4954.2	45875.09
	.55	18.83	5237.65	48499.79
7000	.15	7.95	3737.57	34609.29
	.25	11.78	4565.55	42276.25
	.35	14.3	5114.6	47360.37
	.45	16.18	5526.5	51174.49
	.55	17.68	5856.48	54230.05
8000	.15	6.95	4025.47	37275.2
	.25	10.78	4969.66	46018.25
	.35	13.3	5595.85	51816.66
	.45	15.18	6065.66	56167.03
	.55	16.68	6442.05	59652.34
9000	.15	6.07	4285.02	39678.59
	.25	9.89	5345.16	49495.31
	.35	12.41	6048.31	56006.37
	.45	14.3	6575.91	60891.86
	.55	15.8	6998.62	64806.09

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 5.3 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col. Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.21	5442.27	50394.54
	.25	20.42	7064.81	65418.99
	.35	25.17	8133.55	75315.35
	.45	28.72	8931.8	82707.02
	.55	31.55	9569.2	88609.24
6000	.15	10.63	5729.46	53053.87
	.25	17.85	7604.39	70415.42
	.35	22.6	8839.38	81851.22
	.45	26.14	9761.8	90392.68
	.55	28.98	10498.34	97212.93
7000	.15	8.46	5953.79	55131.13
	.25	15.67	8081.12	74829.86
	.35	20.42	9482.35	87805.02
	.45	23.97	10528.95	97496.37
	.55	26.8	11364.64	105234.72
8000	.15	6.57	6121.85	56687.34
	.25	13.78	8501.57	78723.16
	.35	18.53	10069.05	93237.77
	.45	22.08	11239.82	104078.91
	.55	24.91	12174.66	112735.38
9000	.15	4.91	6239.1	57773.05
	.25	12.12	8871.22	82146.06
	.35	16.87	10604.95	98200.12
	.45	20.42	11899.89	110191.05
	.55	23.25	12933.88	119765.63

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 5.4 n

OPTIMUM COLLECTOR AREA FOR VARIOUS INVESTMENT COST OF THE SYSTEM AND COST OF BACK UP SYSTEM FUEL

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK CAPACITY: 65 KG/COL.AREA(SQ.M)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN INTEREST RATE: 17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %

Investment Cost of Sys. Baht/sq.m.	Back up Sys Fuel Baht/MJ	Optimum Col, Area sq.m.	Annual Operating Cost Baht/year	Present Worth Value Baht
5000	.15	13.46	4382.18	40578.28
	.25	19.37	5417.82	50168.13
	.35	23.27	6099.98	56484.83
	.45	26.18	6609.49	61202.81
	.55	28.51	7016.33	64970.08
6000	.15	11.34	4815.05	44586.58
	.25	17.26	6057.82	56094.43
	.35	21.16	6876.41	63674.44
	.45	24.07	7487.83	69336.09
	.55	26.4	7976.03	73856.74
7000	.15	9.56	5180.03	47966.24
	.25	15.48	6629.93	61392.08
	.35	19.37	7584.95	70235.41
	.45	22.29	8298.27	76840.63
	.55	24.61	8867.84	82114.76
8000	.15	8.01	5486.88	50807.62
	.25	13.93	7143.91	66151.45
	.35	17.83	8235.36	76258.1
	.45	20.74	9050.58	83806.9
	.55	23.06	9701.52	89834.5
9000	.15	6.65	5742.92	53178.51
	.25	12.56	7607.07	70440.23
	.35	16.46	8834.96	81810.3
	.45	19.37	9752.08	90302.68
	.55	21.7	10484.39	97083.75

For load M kg/day(at the same working condition as specified in the table) the optimum col. area is calculated by:
AREA(at load M) = (M/1000)*(Optimum area at load 1000)

TABLE 1.1 ¤

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity		LPG		Fuel Oil	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	Baht/kW-hr		Baht/kg		Baht/litre	
				1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.42	77088.22	4314.44	11642	15523	7711	9276	4666	5839
6000	12.72	76313.89	4785.08	10372	13830	6870	8264	4157	5202
7000	10.44	73061.07	5211.09	9102	12137	6029	7253	3648	4565
8000	8.46	67686.48	5598.28	7833	10444	5188	6241	3139	3929
9000	6.72	60456.83	5951.12	6563	8751	4347	5229	2630	3292

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy.

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	2
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year (1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.41	77071.21	4215.93	11882	15843	7871	9468	4762	5960
6000	12.82	76906.86	4680.37	10661	14214	7061	8494	4272	5347
7000	10.62	74357.89	5101.85	9439	12585	6252	7521	3783	4734
8000	8.72	69767.53	5485.98	8217	10957	5443	6547	3293	4122
9000	7.04	63392.38	5837.07	6996	9328	4634	5574	2804	3509

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 1.3 ก

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year (1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.31	76525.13	3933.13	12546	16728	8310	9996	5028	6293
6000	12.99	77943.04	4378.42	11457	15276	7589	9128	4591	5746
7000	11.03	77235.27	4785.43	10367	13823	6867	8261	4155	5200
8000	9.34	74707.75	5159.14	9278	12371	6146	7393	3719	4654
9000	7.84	70589.23	5503.4	8189	10919	5425	6525	3282	4108

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG or a fuel oil.

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING	
NUMBER OF TOP COVER:	2	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.25	76246.89	3892.83	12629	16839	8365	10063	5061	6334
6000	12.97	77822.16	4334.88	11557	15409	7655	9208	4632	5797
7000	11.04	77304.33	4739.22	10484	13979	6945	8354	4202	5259
8000	9.37	74994.67	5110.79	9412	12550	6234	7499	3772	4721
9000	7.9	71118.41	5453.34	8340	11120	5524	6645	3342	4183

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 1.5 ข

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	80 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	2
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	18.84	94197.9	5671.62	13303	17738	8812	10600	5332	6673
6000	15.13	90753.82	6271.77	11556	15408	7654	9208	4631	5796
7000	11.99	83898.79	6810.48	9808	13078	6497	7815	3931	4920
8000	9.27	74123.75	7295.76	8061	10748	5339	6423	3230	4043
9000	6.87	61795.74	7733.78	6313	8418	4182	5030	2530	3167

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	80 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	18.8	93998.05	5068.45	14771	19695	9784	11769	5920	7409
6000	15.71	94256.49	5630.29	13317	17756	8821	10611	5337	6679
7000	13.1	91676.84	6141.01	11863	15817	7858	9452	4754	5950
8000	10.83	86667.58	6607.27	10409	13879	6895	8294	4172	5221
9000	8.84	79534.12	7034.2	8955	11940	5932	7135	3589	4492

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 1.7 [1]

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 1 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 100 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	80 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	2
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.17 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	18.85	94271.13	5178.63	14516	19355	9615	11566	5818	7281
6000	15.66	93933.61	5748.08	13011	17348	8618	10367	5214	6526
7000	12.95	90658.42	6264.62	11506	15341	7621	9168	4611	5771
8000	10.61	84868.38	6735.14	10001	13335	6624	7969	4008	5016
9000	8.54	76879.61	7164.96	8496	11328	5627	6769	3405	4261

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.82	84110.94	3653.35	11813	15750	7824	9412	4734	5925
6000	15.32	91935.52	4098.38	11391	15188	7545	9076	4565	5713
7000	14.05	98382.84	4522.83	10967	14623	7264	9738	4395	5501
8000	12.96	103651.12	4928.99	10541	14055	6982	8399	4225	5287
9000	11.99	107888.58	5318.71	10114	13486	6700	8059	4054	5073

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

TABLE 2.2 ข

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.84	79175.27	3102.1	12371	16495	8195	9857	4958	6205
6000	14.51	87052.56	3480.07	12043	16058	7977	9596	4827	6041
7000	13.39	93711.77	3842.4	11711	15614	7757	9331	4693	5874
8000	12.42	99328.2	4190.78	11373	15165	7533	9062	4558	5705
9000	11.56	104032.93	4526.62	11032	14710	7308	8790	4421	5533

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	24.37	121859.38	5258.93	14577	19437	9656	11615	5842	7312
6000	21.73	130394.65	5905.11	13918	18557	9219	11089	5578	6981
7000	19.5	136505.82	6507.62	13258	17677	8782	10564	5313	6650
8000	17.57	140541.78	7072.16	12598	16798	8345	10038	5049	6319
9000	15.86	142763.4	7603.11	11938	15918	7908	9512	4785	5988

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 2.4 ก

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 2 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 75 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	45 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity		LPG		Fuel Oil	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	Baht/kW-hr		Baht/kg		Baht/litre	
				1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	22.5	112505.27	4557.1	15219	20292	10081	12126	6099	7634
6000	20.37	122249.13	5134.99	14687	19583	9729	11703	5886	7367
7000	18.58	130040.26	5677.71	14156	18875	9377	11279	5673	7100
8000	17.02	136159.7	6189.84	13624	18166	9025	10856	5460	6834
9000	15.65	140817.59	6674.91	13093	17457	8673	10432	5247	6567

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	13 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	13 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.42 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	13.44	67209.09	5185.35	11189	14919	7412	8915	4484	5612
6000	11.95	71679.13	5963.29	10469	13959	6934	8341	4196	5251
7000	10.68	74775.86	6723.65	9744	12993	6454	7764	3905	4888
8000	9.59	76696.94	7468.26	9016	12022	5972	7184	3613	4522
9000	8.62	77590.16	8198.64	8285	11047	5488	6602	3320	4156

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	13	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	13	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.42	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	13.44	67209.09	5185.35	11189	14919	7412	8915	4484	5612
6000	11.95	71679.13	5963.29	10469	13959	6934	8341	4196	5251
7000	10.68	74775.86	6723.65	9744	12993	6454	7764	3905	4888
8000	9.59	76696.94	7468.26	9016	12022	5972	7184	3613	4522
9000	8.62	77590.16	8198.64	8285	11047	5488	6602	3320	4156

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

TABLE 3.2 ก

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)
DAILY LOAD: 1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE: 60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE: FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING: SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER: 1
STORAGE TANK:
STORAGE TANK: 65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE: 15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE: 13 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE: 8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE: 14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL: .42 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity		LPG		Fuel Oil	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	Baht/kW-hr		Baht/kg		Baht/litre	
				1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.49	62448.4	4033.65	11308	15077	7490	9010	4532	5672
6000	11.14	66834.9	4648.39	10753	14338	7123	8568	4310	5394
7000	10	69981.05	5253.76	10188	13584	6748	8118	4083	5110
8000	9.01	72065.37	5850.65	9614	12819	6368	7660	3853	4822
9000	8.14	73221.34	6439.84	9032	12043	5983	7197	3620	4530

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy.

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.76	83793.65	3723.18	11628	15504	7702	9265	4660	5832
6000	15.26	91580.6	4185.8	11182	14909	7407	8910	4481	5609
7000	14	97994.25	4628.34	10734	14312	7110	8553	4302	5384
8000	12.9	103232.24	5053.01	10284	13712	6812	8194	4121	5158
9000	11.94	107442.37	5461.63	9831	13109	6512	7834	3940	4931

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

TABLE 3.4 (1)

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.95	79738.18	3101.06	12307	16410	8152	9806	4932	6173
6000	14.6	87582.63	3479.53	11977	15969	7933	9543	4800	6007
7000	13.46	94186.74	3842.88	11641	15521	7711	9275	4665	5839
8000	12.47	99729.02	4192.75	11299	15065	7484	9003	4528	5667
9000	11.59	104342.94	4530.5	10952	14603	7255	8727	4389	5493

(1) annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy.

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	55 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	24.33	121636.3	5256.74	14391	19188	9533	11467	5768	7218
6000	21.68	130109.51	5902.19	13731	18308	9095	10940	5503	6887
7000	19.45	136155.96	6503.94	13070	17427	8658	10414	5238	6556
8000	17.52	140124.91	7067.67	12410	16546	8220	9888	4974	6224
9000	15.81	142277.52	7597.77	11749	15666	7783	9362	4709	5893

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 3.6

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	2	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	24.11	120561.95	5144.03	14507	19342	9609	11559	5814	7276
6000	21.56	129374.63	5779.63	13869	18492	9187	11051	5558	6957
7000	19.41	135845.4	6373.05	13232	17643	8765	10543	5303	6637
8000	17.54	140311.31	6929.79	12594	16793	8342	10035	5048	6317
9000	15.89	143024.39	7454.07	11957	15943	7920	9527	4792	5997

(1) is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy.

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 3 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 50 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	22.27	111366.76	4525.7	15044	20059	9965	11987	6029	7546
6000	20.15	120920.01	5098.66	14514	19352	9614	11565	5817	7280
7000	18.36	128526.19	5636.56	13984	18646	9263	11142	5605	7014
8000	16.81	134465.55	6143.96	13454	17939	8912	10720	5392	6748
9000	15.44	138947.62	6624.37	12924	17232	8561	10298	5180	6483

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 4.1 (1)

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.87	84348.72	3676.29	11895	15860	7879	9478	4767	5966
6000	15.37	92221.59	4134.74	11457	15276	7589	9129	4592	5747
7000	14.1	98717.32	4574.12	11015	14687	7296	8777	4415	5525
8000	13	104034.11	4996.5	10570	14093	7001	8422	4236	5301
9000	12.04	108320.16	5403.59	10121	13495	6704	8065	4056	5077

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.04	80182.82	3110.87	12497	16663	8278	9958	5009	6268
6000	14.68	88084.27	3491.18	12166	16221	8059	9694	4876	6102
7000	13.53	94740.48	3856.51	11828	15771	7835	9425	4740	5933
8000	12.54	100330.67	4208.48	11485	15313	7607	9151	4603	5761
9000	11.67	104988.86	4548.41	11137	14849	7377	8874	4463	5586

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

TABLE 4.3*

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity		LPG		Fuel Oil	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	Baht/kW-hr		Baht/kg		Baht/litre	
				1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	23.71	118573.27	4985.33	15044	20058	9965	11987	6029	7546
6000	21.28	127702.2	5605.82	14436	19248	9562	11503	5786	7241
7000	19.23	134598.51	6186.1	13828	18438	9160	11018	5542	6936
8000	17.45	139583.52	6731.4	13221	17628	8757	10534	5299	6631
9000	15.88	142897.49	7245.77	12613	16818	8355	10050	5055	6327

* Annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy.

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 4 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 25 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	22.33	111664.06	4520.59	15448	20597	10232	12309	6191	7748
6000	20.23	121350.29	5094	14921	19895	9883	11889	5980	7484
7000	18.44	129100.71	5632.55	14394	19192	9534	11469	5769	7220
8000	16.9	135193.95	6140.78	13867	18490	9185	11049	5558	6955
9000	15.54	139838.31	6622.19	13340	17787	8836	10629	5346	6691

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 5.1 [1]

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.96	84780.08	3698.62	11881	15841	7870	9466	4761	5959
6000	15.45	92694.61	4162.05	11437	15249	7576	9113	4584	5737
7000	14.18	99225.17	4606.62	10989	14652	7279	8756	4404	5512
8000	13.07	104570.94	5034.4	10537	14050	6980	8396	4223	5285
9000	12.1	108880.86	5447.07	10082	13443	6678	8033	4041	5057

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	60 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.14	80722.1	3113.4	12512	16683	8288	9969	5015	6276
6000	14.78	88674.74	3494.02	12181	16242	8069	9706	4882	6110
7000	13.62	95373.48	3859.84	11844	15792	7845	9437	4747	5941
8000	12.62	100998.78	4212.46	11501	15334	7618	9164	4609	5768
9000	11.74	105685.58	4553.21	11152	14869	7387	8886	4469	5593

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	23.9	119521.24	5143.66	14891	19855	9864	11865	5968	7469
6000	21.33	127982.58	5776.53	14248	18997	9437	11352	5710	7146
7000	19.15	134080.09	6366.83	13604	18139	9011	10840	5452	6824
8000	17.27	138153.97	6920.1	12961	17281	8585	10327	5194	6501
9000	15.61	140458.62	7440.62	12317	16423	8159	9814	4937	6178

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

TABLE 5.5 B

ANNUAL ENERGY SAVING FOR THE SYSTEM WITH AN OPTIMUM COLLECTOR AREA

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)

DAILY LOAD:	1000	KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70	C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE	
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	BLACK PAINT	
NUMBER OF TOP COVER:	1	
STORAGE TANK:		
STORAGE TANK:	65	KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15	YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17	%
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8	%
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14	%
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32	BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity Baht/kW-hr		LPG Baht/kg		Fuel Oil Baht/litre	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	23.9	119521.24	5143.66	14891	19855	9864	11865	5968	7469
6000	21.33	127982.58	5776.53	14248	18997	9437	11352	5710	7146
7000	19.15	134080.09	6366.83	13604	18139	9011	10840	5452	6824
8000	17.27	138153.97	6920.1	12961	17281	8585	10327	5194	6501
9000	15.61	140458.62	7440.62	12317	16423	8159	9814	4937	6178

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

USER TYPE 5 (CONSUME HOT WATER DURING THE DAY-TIME 0 %)

DAILY LOAD:	1000 KG/DAY
HOT WATER TEMPERATURE:	70 C.
SOLAR COLLECTOR TYPE:	FLAT PLATE
TYPE OF AN ABSORBER PLATE COATING:	SELECTIVE COATING
NUMBER OF TOP COVER:	1
STORAGE TANK:	
STORAGE TANK:	65 KG/COL.AREA(SQ.M.)
SYSTEM LIFE:	15 YEAR
ANNUAL LOAN RATE:	17 %
ANNUAL FUEL INFLATION RATE:	8 %
ANNUAL DISCOUNT RATE:	14 %
COST OF BACK UP SYSTEM FUEL:	.32 BAHT/MJ

Investment Cost of Sys	Optimum Col. Area	Total Invt. Cost of Sys.	Annual Cost	Annual Energy Saving, Baht/year(1)					
				Electricity		LPG		Fuel Oil	
Baht/sq.m.	sq.m.	Baht	Baht/year	Baht/kW-hr		Baht/kg		Baht/litre	
				1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	22.23	111169.03	4513.78	15468	20624	10246	12325	6199	7758
6000	20.12	120729.59	5085.48	14940	19920	9896	11904	5988	7494
7000	18.34	128350.27	5622.25	14412	19216	9546	11483	5776	7229
8000	16.79	134310.26	6128.63	13884	18512	9197	11063	5564	6964
9000	15.42	138818.32	6608.12	13356	17808	8847	10642	5353	6699

(1) It is an annual energy saving if the heating system fuel is an electrical energy, or LPG, or a fuel oil.

ตารางที่ 1.1 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.3	19.4	2.3	6.8	<0	<0
6000	8.5	15.7	<0	2.7	<0	<0
7000	4.3	12.2	<0	<0	<0	<0
8000	<0	8.2	<0	<0	<0	<0
9000	<0	2.8	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.2 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกสองชั้น	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	85 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.17 บาท/เมกกะจูลส์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	13.0	20.0	3.1	7.6	<0	<0
6000	9.2	16.5	<0	3.6	<0	<0
7000	5.3	13.2	<0	<0	<0	<0
8000	0.8	9.3	<0	<0	<0	<0
9000	<0	4.7	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.3 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ย เงินกู้	17 %
อัตรา เงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.17 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	14.7	22.3	5.0	9.5	<0	<0
6000	11.5	18.7	1.5	6.0	<0	<0
7000	8.3	15.4	<0	2.6	<0	<0
8000	4.7	12.5	<0	<0	<0	<0
9000	0.4	9.1	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.4 ก

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น มิวซีเลคตีฟ กระจกสองชั้น	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.17 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.0	22.6	5.4	9.7	<0	<0
6000	11.9	19.0	1.9	6.4	<0	<0
7000	8.7	15.8	<0	3.0	<0	<0
8000	5.1	12.8	<0	<0	<0	<0
9000	1.3	9.5	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.5 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกสองชั้น	
อุณหภูมิน้ำร้อน	80 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	85 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.17 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.60	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	9.7	17.2	<0	4.2	<0	<0
6000	6.3	13.2	<0	<0	<0	<0
7000	<0	8.8	<0	<0	<0	<0
8000	<0	2.8	<0	<0	<0	<0
9000	<0	<0	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.6 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น	ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว
อุณหภูมิน้ำร้อน	80 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.17 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	13.5.	20.7	3.7	8.2	<0	<0
6000	9.7	17.2	<0	4.3	<0	<0
7000	6.4	13.6	<0	<0	<0	<0
8000	2.3	10.2	<0	<0	<0	<0
9000	<0	8.2	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.7 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 1

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกสองชั้น	
อุณหภูมิน้ำร้อน	80 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.17 บาท/เมกกะจูลส์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.9	18.9	3.1	7.5	<0	<0
6000	9.2	16.5	<0	3.5	<0	<0
7000	6.2	13.1	<0	<0	<0	<0
8000	0.8	9.2	<0	<0	<0	<0
9000	<0	4.5	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.1 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 2

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	80 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./ต.ร.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ต.ร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.6	19.2	3.6	7.7	<0	<0
6000	9.5	16.0	0.2	4.5	<0	<0
7000	7.1	13.5	<0	2.0	<0	<0
8000	4.5	11.0	<0	<0	<0	<0
9000	2.4	8.9	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.2 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 2

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น	ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	16.4	22.5	6.8	10.4	<0	<0
6000	12.8	19.3	4.0	8.0	<0	<0
7000	10.2	16.8	1.7	5.4	<0	<0
8000	8.4	14.5	<0	3.5	<0	<0
9000	6.4	12.7	<0	1.4	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.3 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 2

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลส์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	8.0	15.3	<0	4.1	<0	<0
6000	6.1	12.6	<0	1.0	<0	<0
7000	3.6	9.8	<0	<0	<0	<0
8000	0.9	7.8	<0	<0	<0	<0
9000	<0	5.3	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.4 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 2

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น	ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.2	18.7	3.5	7.4	<0	<0
6000	9.3	15.6	0.3	4.4	<0	<0
7000	7.0	13.3	<0	2.0	<0	<0
8000	4.6	11.0	<0	<0	<0	<0
9000	2.7	9.1	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.1 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	13 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.42 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	6.00	10.00	4.00	5.00
5000	11.3	19.3	<0	4.7	<0	<0
6000	6.5	14.6	<0	<0	<0	<0
7000	1.2	10.1	<0	<0	<0	<0
8000	<0	5.6	<0	<0	<0	<0
9000	<0	<0	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.2 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 ก.ก./วัน

ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว

อุณหภูมิน้ำร้อน 80 ซ

ถังเก็บน้ำร้อน 85 ก.ก./พ.ท.รับแสง

อายุการใช้งานระบบ 15 ปี

อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 13 %

อัตราเงินเฟ้อ 5 %

ราคาพลังงานเสริม .42 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.3	23.4	2.9	9.5	<0	<0
6000	11.6	19.3	0.1	5.4	<0	<0
7000	8.0	15.7	<0	1.4	<0	<0
8000	4.1	12.5	<0	<0	<0	<0
9000	<0	9.0	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.3 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	85 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.1	18.8	3.2	7.2	<0	<0
6000	9.0	15.4	<0	4.0	<0	<0
7000	6.3	12.9	<0	1.1	<0	<0
8000	3.8	10.2	<0	<0	<0	<0
9000	1.3	8.2	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.4 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์	เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.1	22.2	6.6	10.2	< 0	0.8
6000	12.6	19.0	3.9	7.8	< 0	< 0
7000	9.9	16.5	1.4	5.1	< 0	< 0
8000	8.2	14.3	< 0	3.3	< 0	< 0
9000	6.2	12.5	< 0	1.2	< 0	< 0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.5 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	8.8	15.0	<0	3.9	<0	<0
6000	5.8	12.3	<0	0.7	<0	<0
7000	3.3	9.6	<0	<0	<0	<0
8000	0.5	7.5	<0	<0	<0	<0
9000	<0	4.9	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.6 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกสองชั้น	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	9.2	15.5	0.1	4.3	<0	<0
6000	6.4	12.8	<0	1.3	<0	<0
7000	3.9	10.0	<0	<0	<0	<0
8000	1.2	8.0	<0	<0	<0	<0
9000	<0	5.6	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.7 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 3

อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 ก.ก./วัน

ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว

อุณหภูมิน้ำร้อน 70 ซ

ถังเก็บน้ำร้อน 65 ก.ก./พ.ท.รับแสง

อายุการใช้งานระบบ 15 ปี

อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 17 %

อัตราเงินเฟ้อ 8 %

ราคาพลังงานเสริม .32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.2	18.7	3.5	7.4	< 0	< 0
6000	8.3	15.5	0.2	4.4	< 0	< 0
7000	6.9	13.2	< 0	2.0	< 0	< 0
8000	4.5	10.9	< 0	< 0	< 0	< 0
9000	2.6	9.0	< 0	< 0	< 0	< 0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.1 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 4

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลส์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.7	19.3	3.7	7.7	<0	<0
6000	9.5	16.0	0.2	4.5	<0	<0
7000	7.0	13.4	<0	1.9	<0	<0
8000	4.4	10.9	<0	<0	<0	<0
9000	2.2	8.8	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.2 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 4

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./ต.ร.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.4	22.5	8.8	10.5	<0	0.8
6000	12.6	19.3	4.1	8.0	<0	<0
7000	10.2	16.8	1.7	5.4	<0	<0
8000	8.4	14.5	<0	3.6	<0	<0
9000	6.4	12.8	<0	1.5	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.3 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 4

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	10.4	17.0	1.7	5.5	<0	<0
6000	7.6	14.0	<0	2.8	<0	<0
7000	4.9	11.6	<0	<0	<0	<0
8000	2.9	9.1	<0	<0	<0	<0
9000	0.3	7.4	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.4 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 4

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.7	19.2	3.9	7.9	< 0	< 0
6000	9.7	16.2	0.9	4.9	< 0	< 0
7000	7.5	13.8	< 0	2.6	< 0	< 0
8000	5.0	11.6	< 0	< 0	< 0	< 0
9000	3.3	9.5	< 0	< 0	< 0	< 0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.1 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 5

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์	เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว
อุณหภูมิน้ำร้อน	60 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	85 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.5	19.1	3.5	7.8	<0	<0
6000	9.3	15.8	0	4.4	<0	<0
7000	6.8	13.1	<0	1.7	<0	<0
8000	4.2	10.6	<0	<0	<0	<0
9000	1.9	8.6	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.2 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 5

อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 ก.ก./วัน

ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว

อุณหภูมิน้ำร้อน 60 ซ

ถังเก็บน้ำร้อน 65 ก.ก./ต.ร.รับแสง

อายุการใช้งานระบบ 15 ปี

อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 17 %

อัตราเงินเฟ้อ 8 %

ราคาพลังงานเสริม .32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	15.3	22.4	6.7	10.4	<0	<0
6000	12.7	19.2	4.0	7.9	<0	<0
7000	10.1	16.7	1.7	5.4	<0	<0
8000	8.3	14.4	<0	3.5	<0	<0
9000	6.4	12.7	<0	1.4	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.3 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 5

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ทาสีดำ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.ท.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	9.8	16.4	0.8	4.9	<0	<0
6000	7.2	13.5	<0	2.2	<0	<0
7000	4.5	11.0	<0	<0	<0	<0
8000	2.2	8.8	<0	<0	<0	<0
9000	<0	6.7	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.4 ค

อัตราผลตอบแทนการลงทุน

ผู้ใช้ประเภท 5

อัตราการใช้น้ำร้อน	1000 ก.ก./วัน
ประเภทของแผงรับแสงอาทิตย์ เป็นแบบแผ่น ผิวซีเลคตีฟ กระจกชั้นเดียว	
อุณหภูมิน้ำร้อน	70 ซ
ถังเก็บน้ำร้อน	65 ก.ก./พ.พ.รับแสง
อายุการใช้งานระบบ	15 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	17 %
อัตราเงินเฟ้อ	8 %
ราคาพลังงานเสริม	.32 บาท/เมกกะจูลล์

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (%)

ราคาระบบ (บาท/ตร.ม.)	เทียบกับไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		เทียบกับLPG (บาท/ก.ก.)		เทียบกับน้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	
	1.50	2.00	8.00	10.00	4.00	5.00
5000	12.8	19.9	4.0	8.0	<0	<0
6000	9.8	16.4	1.1	4.9	<0	<0
7000	7.7	13.9	<0	2.7	<0	<0
8000	5.2	11.8	<0	<0	<0	<0
9000	3.4	8.7	<0	<0	<0	<0

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข.

ตารางแสดงประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบฯ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ฉ. 1

ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมของระบบฯเมื่อระบบใช้แผงฯขนาดพื้นที่ A m^2 *

อุณหภูมิน้ำร้อน 60° C.

อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 1/day

ระบบ** U,T,S,C	ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมของระบบฯ (ใช้แผงฯขนาดพื้นที่ A,m^2), %								
	8	10	12	14	16	18	20	22	24
2,60,B,1	60.73	57.23	53.27	49.37	45.70	42.34	39.26	36.54	34.07
2,60,S,1	69.97	63.80	57.97	52.71	48.05	43.96	40.38	37.24	34.48
3,60,B,1	57.53	55.19	51.90	48.40	44.99	41.80	38.86	36.19	33.78
3,60,S,1	71.04	64.79	58.86	53.52	48.79	44.64	41.01	37.82	35.02
4,60,B,1	58.53	56.07	52.66	49.05	45.55	42.28	39.28	36.56	34.10
4,60,S,1	71.94	65.61	59.61	54.20	49.41	45.21	41.53	38.30	35.46
5,60,B,1	58.87	56.39	52.96	49.33	45.81	42.52	39.50	36.77	34.29
5,60,S,1	77.97	69.33	62.04	55.85	50.58	46.06	42.17	38.80	35.87

* ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของระบบ (แผงฯ และถังเก็บน้ำร้อน) เท่ากับอัตราส่วนของพลังงานความร้อนที่ระบบผลิตได้ต่อพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกบนแผงรับแสงอาทิตย์

** U= ประเภทของผู้ใช้น้ำร้อน, T = ระดับอุณหภูมิของน้ำร้อน, S = ชนิดของผิวของแผ่นดูดแสงอาทิตย์, B = สีดำ และ S = ซีเล็กตีฟ, และ C = จำนวนชั้นของกระจก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ฉ.2

ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมของระบบฯเมื่อระบบฯใช้แผงฯขนาดพื้นที่ A, m^2

อุณหภูมิน้ำร้อน 70° C.

อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 l/day

ระบบ	ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมของระบบฯ (ใช้แผงฯขนาดพื้นที่ A, m^2), %											
	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34
1,70,B,1	52.04	49.12	46.42	43.92	41.60	39.45	37.46	35.62	33.91	32.31	30.84	29.46
1,70,B,2	53.51	50.41	47.55	44.91	42.47	40.22	38.14	36.21	34.43	32.78	31.25	29.82
1,70,S,1	58.08	54.39	51.01	47.92	45.10	42.52	40.15	37.98	35.98	34.14	32.45	30.88
1,70,S,2	58.57	54.80	51.36	48.21	45.34	42.72	40.32	38.12	36.09	34.23	32.52	30.94
2,70,B,1	52.12	49.15	46.39	43.85	41.49	39.32	37.30	35.44	33.71	32.11	30.62	29.24
2,70,S,1	60.65	56.53	52.79	49.40	46.32	43.51	40.96	38.63	36.51	34.56	32.77	31.13
3,70,B,1	51.88	48.92	46.18	43.65	41.31	39.14	37.14	35.29	33.57	31.97	30.49	29.11
3,70,B,2	53.65	50.50	47.59	44.91	42.44	40.16	38.06	36.11	34.32	32.65	31.11	29.68
3,70,S,1	60.59	56.46	52.72	49.32	46.24	43.44	40.88	38.56	36.43	34.48	32.70	31.06
4,70,B,1	55.72	52.31	49.18	46.31	43.68	41.25	39.03	36.97	35.08	33.33	31.72	30.23
4,70,S,1	61.45	57.25	53.44	49.98	46.85	44.00	41.40	39.04	36.88	34.91	33.09	31.43
5,70,B,1	52.16	49.12	46.31	43.72	41.33	39.12	37.09	35.20	33.48	31.84	30.35	28.96
5,70,S,1	59.82	55.73	52.03	48.67	45.62	42.85	40.32	38.02	35.92	34.00	32.24	30.62

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ฉ.3

ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมของระบบฯเมื่อระบบฯใช้แผงฯขนาดพื้นที่ A, m^2

อุณหภูมิน้ำร้อน 80° C.

อัตราการใช้น้ำร้อน 1000 1/day

ระบบ	ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมของระบบฯ (ใช้แผงฯขนาดพื้นที่ A, m^2), %											
	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38
1,80,B,2	46.46	44.53	42.70	40.97	39.33	37.79	36.32	34.94	33.63	32.39	31.22	30.11
1,80,S,1	52.43	49.89	47.51	45.29	43.22	41.27	39.46	37.75	36.16	34.66	33.26	31.94
1,80,S,2	51.31	48.89	46.62	44.50	42.51	40.64	38.89	37.25	35.71	34.27	32.91	31.63

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย