บทที่ 4
วิเคราะห์และประเมินผล

จากการศึกษาในโรงไฟฟ้าตัวอย่าง มีการใช้พลังงานอยู่ 3 ชนิดคือ ก๊าซธรรมชาติ, น้ำมันดีเซล และพลังงานไฟฟ้า สำหรับแนวทางในการจัดการพลังงานนั้น ผู้วิจัยได้ศึกษาการใช้พลังงานทั้ง 3 รูปแบบตั้งแต่ปี งบประมาณ 2538 ถึงปีงบประมาณ 2540 (เดือนตุลาคม พ.ศ. 2537ถึงเดือน กันยายน พ.ศ. 2540) โดยการศึกษาการจัดการพลังงานในโรงไฟฟ้าตัวอย่างนี้ ได้เลือกทำการวิเคราะห์ในส่วนที่มีการสูญเสียพลังงานมากที่สุดเป็นเกณฑ์ในการศึกษา จะเห็นว่าแนวทางที่ปรับปรุงให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพนั้นคือการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maitenance) เพื่อให้เครื่องกังหันก๊าซมีประสิทธิภาพที่ดี มีผลให้อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าต่ำ เป็นการประหยัดพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า จากการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

4.1 เปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันก๊าซ

เมื่อเราสามารถหาข้อมูลต่างๆ ได้แล้วก็จะสามารถคำนวณค่าสมรรถนะกังหันก๊าซได้ โดยการคำนวณจะต้องใช้แฟคเตอร์แก้ไขเพื่อเปรียบเทียบสมรรถนะของกังหันก๊าซที่สภาวะเดียวกันที่ Site Condition (อุณหภูมิบรรยากาศ 32.2 °C , ความดันบรรยากาศ 14.7 psia. และความชื้นสัมพัทธ์ 75% ดังต่อไปนี้

4.1.1 ข้อมูลการทดสอบก่อนการล้างคอมเพรสเซอร์ของกังหันก๊าซ GT-102 (27 พ.ค. 2540)

1. ระยะเวลาของ Watthour meter หมุน 20 รอบ = 171.121 Sec.
2. ความดันบรรยากาศที่วัดได้ = 14.580 psia
3. อุณหภูมิอากาศที่เข้าคอมเพรสเซอร์ = 34.50°C (94.10°F)
4. ความชื้นสัมพันธ์ = 0.024 kg/kg
5. ความดันตกคร่อมที่ตัวกรองอากาศขาเข้า = 3.45 in H_20
6. อุณหภูมิอากาศร้อนที่ออกจากคอมเพรสเซอร์ = 366.00 °C
7. ความดันอากาศที่ออกจากคอมเพรสเซอร์ = 149.816 psia
8. อัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซ = 1126071.56 cu.ft/h.
9. ค่าความร้อนสูงของก๊าซ (HHV) = 1076.32 kJ / cu.ft.

การคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ค่าแก้ไข (Correction Power Output)

$$KWG = KWG(S) \times \frac{F(1a) \times F(2a) \times F(3a) \times F(4a) \times F(5a)}{F(1b) \times F(2b) \times F(3b) \times F(4b)}$$

$$KWG(S) = \frac{N}{T} \times Pkh \times 3.6$$

N = 20 รวม

Pkh = 240,000

T = 171.121 Sec.

$$KWG(S) = \frac{20}{171.121} \times 240{,}000 \times 3.6$$

KWG(S) = 100,981 kW.

F(1a) = 14.700 (ความดันบรรยากาศที่กำหนด = 14.700 psia)

F(1b) = 14.580 (ความดันบรรยากาศที่วัดได้ = 14.580 psia)

F(2a) = 0.8901 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิอากาศเข้าที่กำหนด =32.20 °C)

F(2b) = 0.8760 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิอากาศเข้าที่วัดได้ = 34.50 °C)

F(3a) = 0.9978 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่กำหนด = 0.0227 kg/kg)

F(3b) = 0.9977 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่วัดได้ = 0.0240 kg/kg)

F(4a) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล Water Injection ที่กำหนด = 0 lb/sec)

F(4b) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล Water Injection ที่วัดได้ = 0 lb/sec)

F(5a) = 0.9998 (จากรูปที่ 3.3 ความดันตกคร่อมตัวกรองอากาศที่วัดได้ = 3.45 in.H_2O)

$$\therefore KWGC = 100.981 \times \frac{14.700}{14.580} \times \frac{0.8901}{0.8760} \times \frac{0.9978}{0.9971} \times \frac{1}{1} \times 0.9998$$

$$= 100.981 \times 1.0082 \times 1.0161 \times 1.0001 \times 0.9998$$

= 103,438 kW.

∴ พลังงานที่ผลิตได้ค่าแก้ไข (KWGC) = 103,438 kW.

การคำนวณค่า Heat rate ของกังหันก๊าซค่าแก้ไข (GHRC)

$$GHRC = GHR \times \frac{F(2c)}{F(2d)} \times \frac{F(3c)}{F(3d)} \times \frac{F(4c)}{F(4d)} \times F(5a)$$

$$GHR = \frac{\text{อัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซ x ค่าความร้อนสูงของก๊าซ}}{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ [KWG(S)]}}$$

$$= \frac{1126071.56 \times 1076.32}{100,981}$$

= 12,002.39 kJ/kWh.

F(2c) = 1.0227 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิขาเข้าที่ค่ากำหนด = 32.20 °C)

F(2d) = 1.0253 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิขาเข้าที่วัดได้ = 34.50 °C)

F(3c) = 1.0062 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่ค่ากำหนด = 0.0227 kg/kg)

F(3d) = 1.0067 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่วัดได้ = 0.024 kg/kg)

F(4c) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล water Injection ที่กำหนด = 0 lb/sec)

F(4d) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล water Injection ที่วัดได้ = 0 lb/sec)

F(5a) = 1.0001 (จากรูปที่ 3.3 ความดันตกคร่อมตัวกรองอากาศที่วัดได้ = 3.30 in.H_2O)

$$\therefore GHRC = 12184.34 \times \frac{1.0227}{1.0253} \times \frac{1.0062}{1.0067} \times \frac{1}{1} \times 1.0001$$

= 12184.34 x 09975 x 0.9995 x 1 x 1.0001

= 11967.59 kJ/kWh.

ดังนั้นค่า Heat rate ของเครื่องกังหันก๊าซค่าแก้ไข = 11967.59 kJ/kWh.

4.1.2. ข้อมูลการทดสอบหลังการล้างคอมเพรสเซอร์ของกังหันก๊าซ CT-102 (3 มิ.ย. 2540)

1. ระยะเวลาของ Watthour meter หมุน 20 รอบ = 167.73 sec.
2. ความดันบรรยากาศที่วัดได้ = 14.637 psia.
3. อุณหภูมิอากาศที่เข้าคอมเพรสเซอร์ = 34.50 °C (94.10 °F)
4. ความชื้นสัมพัทธ์ = 0.0284 kg/kg
5. ความดันตกคร่อมที่ตัวกรองอากาศขาเข้า = 3.70 in H_2O
6. อุณหภูมิอากาศร้อนที่ออกจากคอมเพรสเซอร์ = 362.00 °C
7. ความดันอากาศที่ออกจากคอมเพรสเซอร์ = 151.266 psia.
8. อัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซ = 1,151,962.60 cuft/h
9. ค่าความร้อนสูงของก๊าซ (HHV) = 1077.75 kJ/cu.ft

การคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ค่าแก้ไข (Correction Power Output)

$$KWGC = KWG(S) \times \frac{F(1a)}{F(1b)} \times \frac{F(2a)}{F(2b)} \times \frac{F(3a)}{F(3b)} \times \frac{F(4a)}{F(4b)} \times F(5a)$$

$$KWG(S) = \frac{N}{T} \times Pkh \times 3.6$$

N = 20

Pkh = 240,000

T = 167.73 sec

$$\therefore KWG(S) = \frac{20}{167.73} \times 240{,}000 \times 3.6$$

KWG(S) = 103,023 kW.

F(1a) = 14.700 psia (ความดันบรรยากาศที่กำหนด = 14.700 psia)

F(1b) = 14.637 psia (ความดันบรรยากาศที่วัดได้ = 14.637 psia)

F(2a) = 0.8901 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิอากาศเข้าที่กำหนด = 32.20 °C)

F(2b) = 0.8760 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิอากาศเข้าที่วัดได้ = 34.50 °C)

F(3a) = 0.9978 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์เปรียบเทียบ = 0.0227 kg/kg)

F(3b) = 0.9971 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่วัดได้ = 0.0284 kg/kg)

F(4a) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล water Injection ที่กำหนด = 0 lb/sec)

F(4b) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล water Injection ที่วัดได้ = 0 lb/sec)

F(5a) = 0.9993 (จากรูปที่ 3.3 ความดันตกคร่อมตัวกรองอากาศที่วัดได้ = 3.30 in.H_2O)

$$\therefore KWGC = 103{,}023 \times \frac{14.700}{14.637} \times \frac{0.8901}{0.8760} \times \frac{0.9978}{0.9971} \times \frac{1}{1} \times 0.9993$$

$$= 103{,}023 \times 1.0043 \times 1.0161 \times 1.0007 \times 1.0007$$

$$= 105{,}132 \text{ kW.}$$

ดังนั้นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ค่าแก้ไข (KWGC) = 105,132 kW.

การคำนวณค่า Heat rate ของกังหันก๊าซค่าแก้ไข (GHRC)

$$GHRC = GHR \cdot \frac{F(2c)}{F(2d)} \times \frac{F(3c)}{F(3d)} \times \frac{F(4c)}{F(4d)} \times F(5a)$$

$$GHR = \frac{\text{อัตราการไหลของเชื้อเพลิงก๊าซ} \times \text{ค่าความร้อนสูงของก๊าซ}}{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ [KWG(S)]}}$$

$$= \frac{1122547.79 \times 1077.75}{103{,}023}$$

$$= 11743.26 \text{ kJ/kWh.}$$

F(2c) = 1.0227 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิขาเข้าที่กำหนด = 32.20 °C)

F(2d) = 1.0253 (จากรูปที่ 3.4 อุณหภูมิขาเข้าที่วัดได้ = 34.50 °C)

F(3c) = 1.0062 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่กำหนด = 0.0227 kg/kg)

F(3d) = 1.0083 (จากรูปที่ 3.7 ความชื้นสัมพัทธ์ที่วัดได้ = 0.0284 kg/kg)

F(4c) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล water Injection ที่กำหนด = 0 lb/sec)

F(4d) = 1 (จากรูปที่ 3.10 อัตราการไหล water Injection ที่วัดได้ = 0 lb/sec)

F(5a) = 0.9993 (จากรูปที่ 3.3 ความดันตกคร่อมตัวกรองอากาศที่วัดได้ = 3.30 in.H_2O)

$$\therefore GHRC = 11743.26 \times \frac{1.0227}{1.0253} \times \frac{1.0062}{1.0083} \times \frac{1}{1} \times 1.0002$$

$$= 11968.38 \times 0.9975 \times 0.9979 \times 1$$

$$= 11913.39 \quad kJ/kWh.$$

∴ ค่า Heat rate กังหันก๊าซค่าแก้ไข = 11913.39 kJ/kWh.

ตารางที่ 4.1 อัตราส่วนความร้อนและกำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-101 ปีงบประมาณ 2539

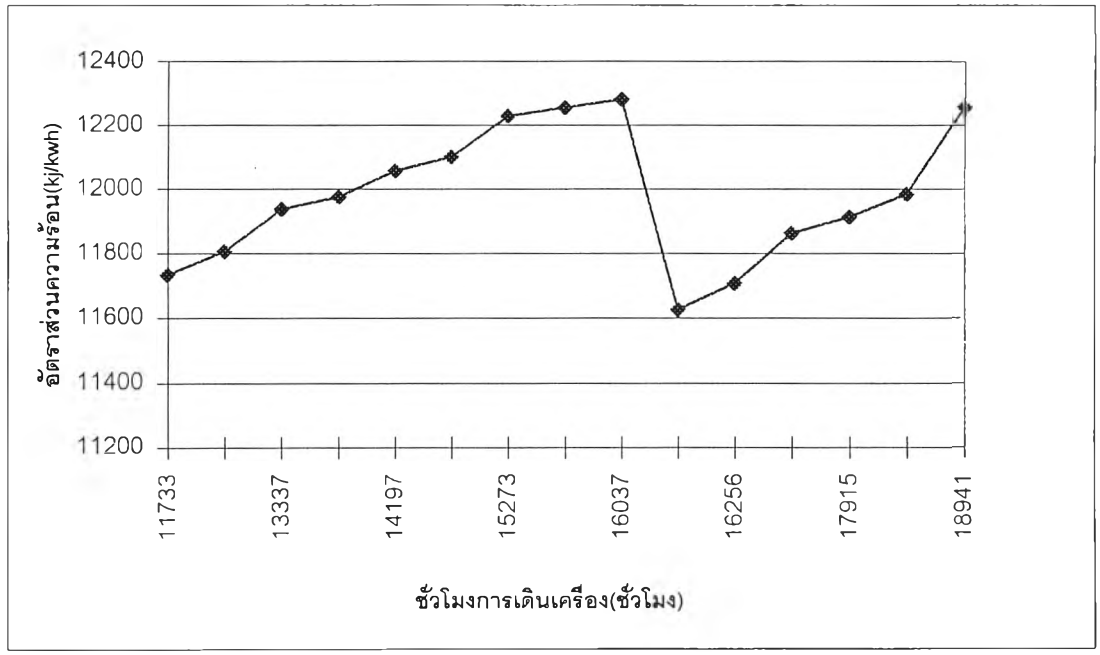
วัน/เดือน/ปี	ชั่วโมงการใช้งาน (Fire Hours)	อัตราส่วนความร้อน (กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	
15 ต.ค. 38	11733	11733.4	105.414	*
25 พ.ย. 38	12617	11806.09	105.172	
20 ธ.ค. 38	13337	11936.97	104.471	
20 ม.ค. 39	14058	11976.45	104.388	
18 ก.พ. 39	14197	12057.26	104.217	
12 มี.ค. 39	14577	12100.92	103.750	
18 เม.ย. 39	15273	12227.95	102.848	
21 พ.ค. 39	15985	12254.38	102.137	*
3 มิ.ย. 39	16037	12279.95	101.762	*
11 มิ.ย. 39	16132	11627.23	105.212	*
1 ก.ค. 39	16256	11706.87	105.070	*
17 ก.ค. 39	16925	11862.64	104.568	
15 ส.ค. 39	17915	11913.95	104.179	
8 ก.ย. 39	18161	11983.71	103.644	
17 ต.ค.39	18941	12255.69	101.890	

ที่มา โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1

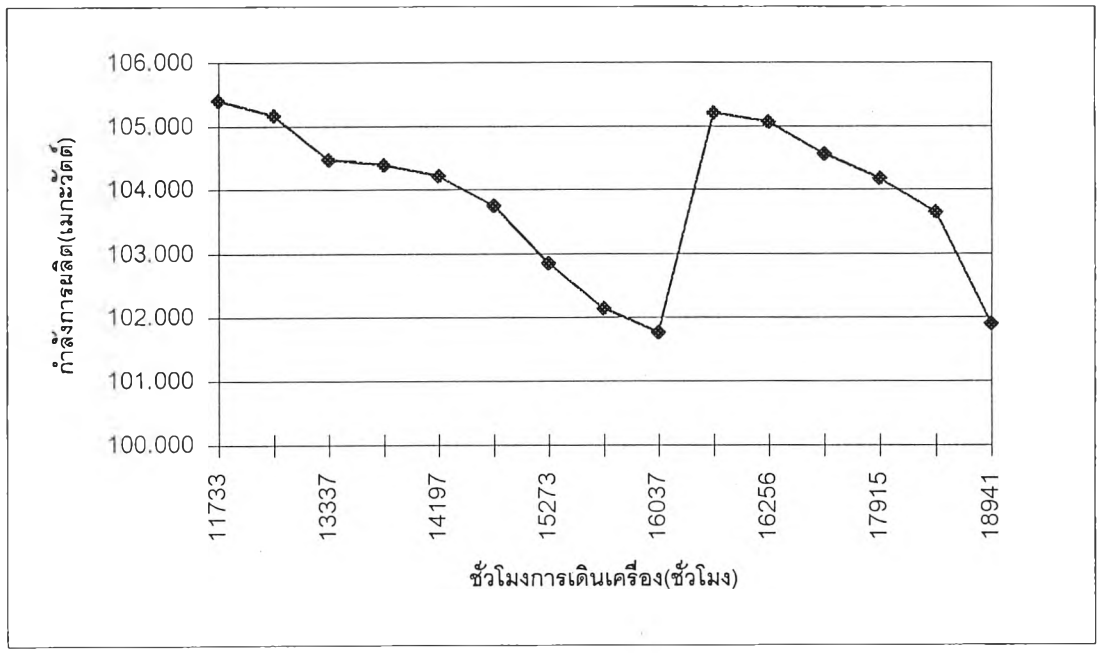
ตารางที่ 4.2 อัตราส่วนความร้อนและกำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-102 ปีงบประมาณ 2539

วัน/เดือน/ปี	ชั่วโมงการใช้งาน (Fire Hours)	อัตราส่วนความร้อน (กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	
15 ต.ค. 38	11403	11714.27	104.721	*
17 พ.ย.38	12192	11842.57	104.633	
29 ธ.ค. 38	12333	11928.18	104.479	
20 ม.ค. 39	12829	11951.79	104.112	
18 ก.พ. 39	13503	12048.45	104.090	
12 มี.ค. 39	14020	12132.64	103.695	
18 เม.ย. 39	14893	12219.83	103.510	
21 พ.ค. 39	15678	12234.38	102.168	
3 มิ.ย. 39	15979	12247.95	102.049	*
11 มิ.ย. 39	16104	11657.23	105.110	*
12 มิ.ย. 39	16132	11776.87	104.921	*
17 ก.ค.39	16844	11817.48	104.522	*
15 ส.ค. 39	17553	11998.74	104.365	
8 ก.ย. 39	18089	12091.77	104.271	
17 ต.ค. 39	18918	12196.6	103.578	

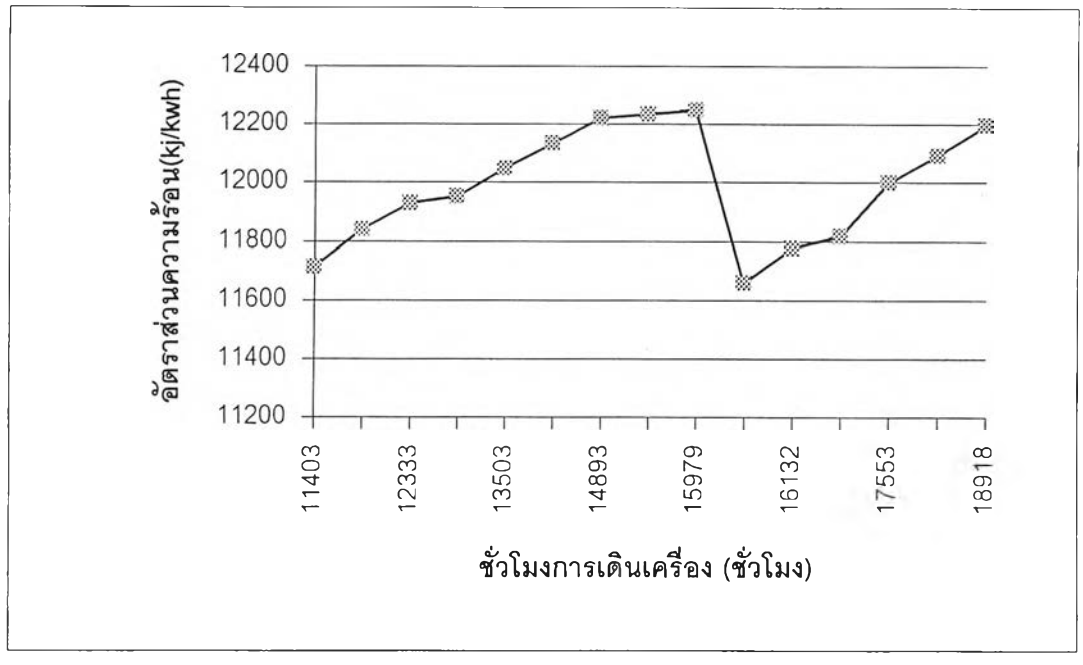
ที่มา โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1



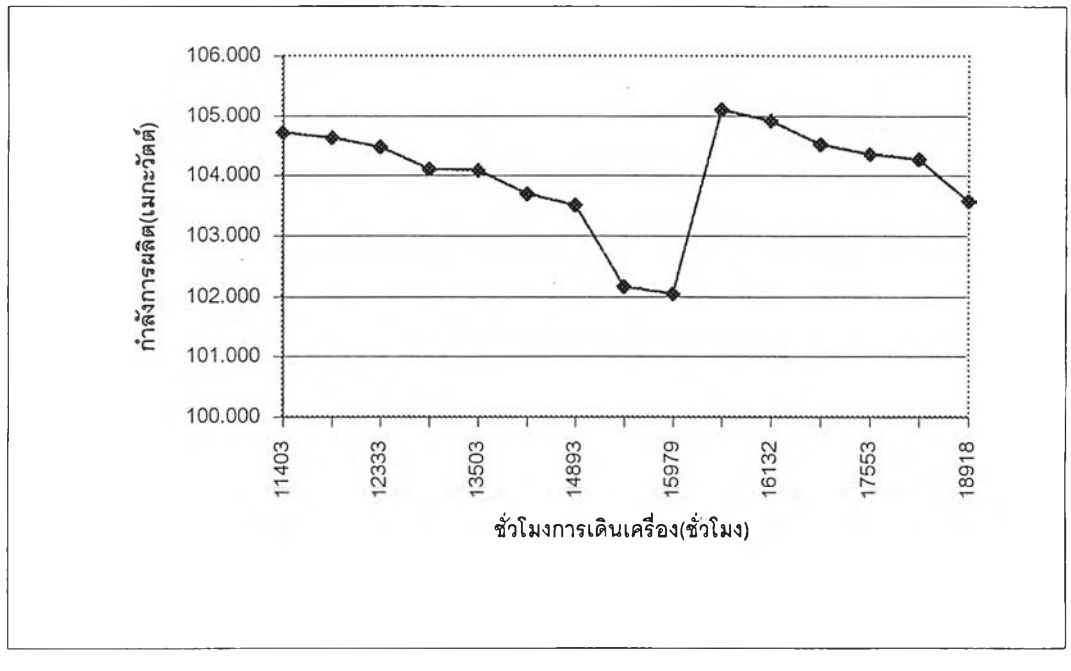
รูปที่ 4.1 อัตราส่วนความร้อนของกังหันก๊าซ CT-101 ในปีงบประมาณ 2539



รูปที่ 4.2 กำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-101 ในปีงบประมาณ 2539



รูปที่ 4.3 อัตราส่วนความร้อนของกังหันก๊าซ CT-102 ในปีงบประมาณ 2539



รูปที่ 4.4 กำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-102 ในปีงบประมาณ 2539

ตารางที่ 4.3 อัตราส่วนความร้อนและกำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-101 ปีงบประมาณ 2540

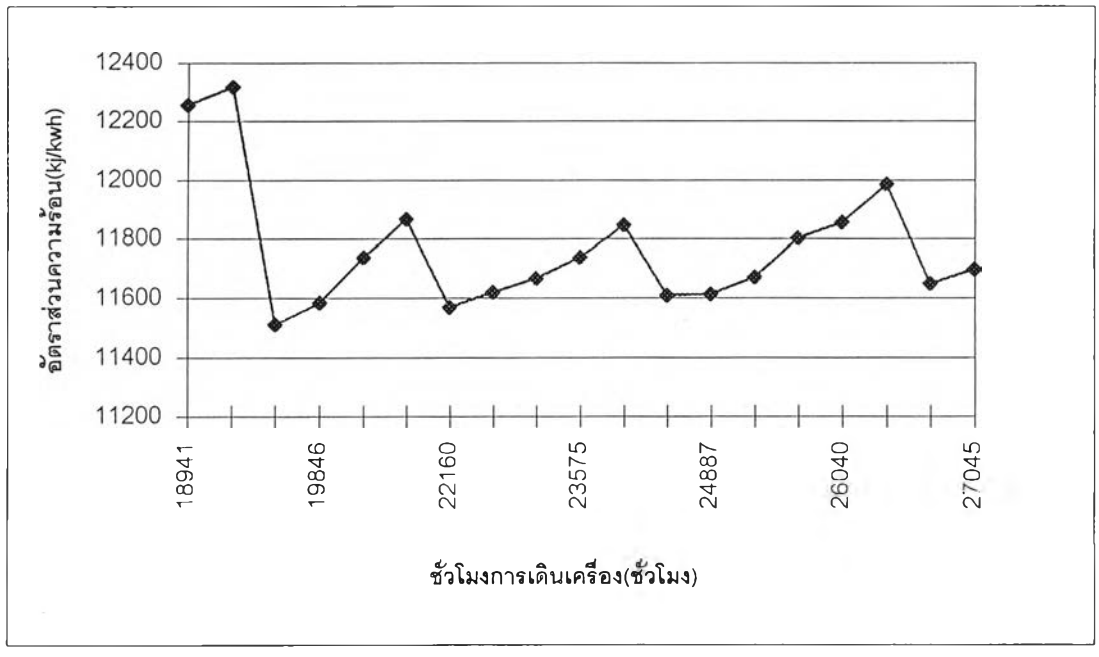
วัน/เดือน/ปี	ชั่วโมงการใช้งาน (Fire Hours)	อัตราส่วนความร้อน (กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
17 ต.ค. 39	18941	12255.69	101.890
8 พ.ย.39	19465	12318.36	100.899
11 พ.ย. 39	19513	11512.59	105.475
25 พ.ย. 39	19846	11586.09	104.590
14 ม.ค. 40	21007	11736.97	103.923
27 ก.พ. 40	21234	11867.45	103.678
1 เม.ย. 40	22160	11570.26	105.155
25 เม.ย. 40	22692	11620.18	104.826
27 พ.ค. 40	23478	11667.54	104.736
3 มิ.ย. 40	23575	11737.36	104.217
18 ก.ค. 40	23982	11847.36	103.659
21 ก.ค. 40	24462	11609.89	105.081
31 ก.ค.40	24887	11614.09	105.022
26 ส.ค. 40	24931	11670.53	104.764
15 ก.ย. 40	25555	11801.95	104.121
18 ต.ค. 40	26040	11855.71	104.073
24 ต.ค.40	26971	11984.95	103.771
27 ต.ค. 40	26999	11648.38	105.250
31 ต.ค. 40	27045	11698.51	104.882

ที่มา โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1

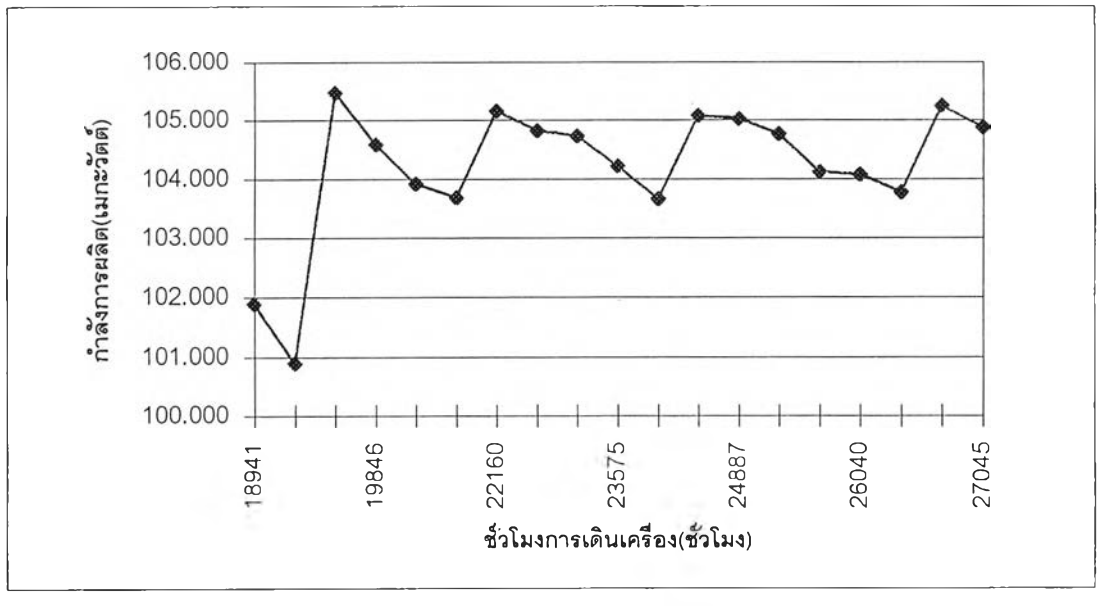
ตารางที่ 4.4 อัตราส่วนความร้อนและกำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-102 ปีงบประมาณ 2540

วัน/เดือน/ปี	ชั่วโมงการใช้งาน (Fire Hours)	อัตราส่วนความร้อน (กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
17 ต.ค. 39	18918	11570.04	104.803
8 พ.ย.39	19441	11612.27	104.218
11 พ.ย. 39	19517	11730.52	103.864
15 ธ.ค. 39	20332	11858.79	103.526
14 ม.ค. 40	20961	11938.45	103.447
27 ก.พ. 40	21172	11692.10	105.215
1 เม.ย. 40	21960	11767.64	104.919
25 เม.ย. 40	22519	11871.93	103.683
27 พ.ค. 40	23361	11967.59	103.438
3 มิ.ย. 40	23411	11691.64	105.130
18 ก.ค. 40	24490	11782.79	104.431
21 ก.ค. 40	24562	11797.62	104.321
31 ก.ค.40	24798	11814.15	104.016
26 ส.ค. 40	25422	11903.74	103.784
15 ก.ย. 40	25855	11971.77	103.610
18 ต.ค. 40	26636	11739.65	105.356
24 ต.ค.40	26778	11814.31	104.973
27 ต.ค. 40	26849	11881.43	104.687
31 ต.ค. 40	26946	11897.48	104.572

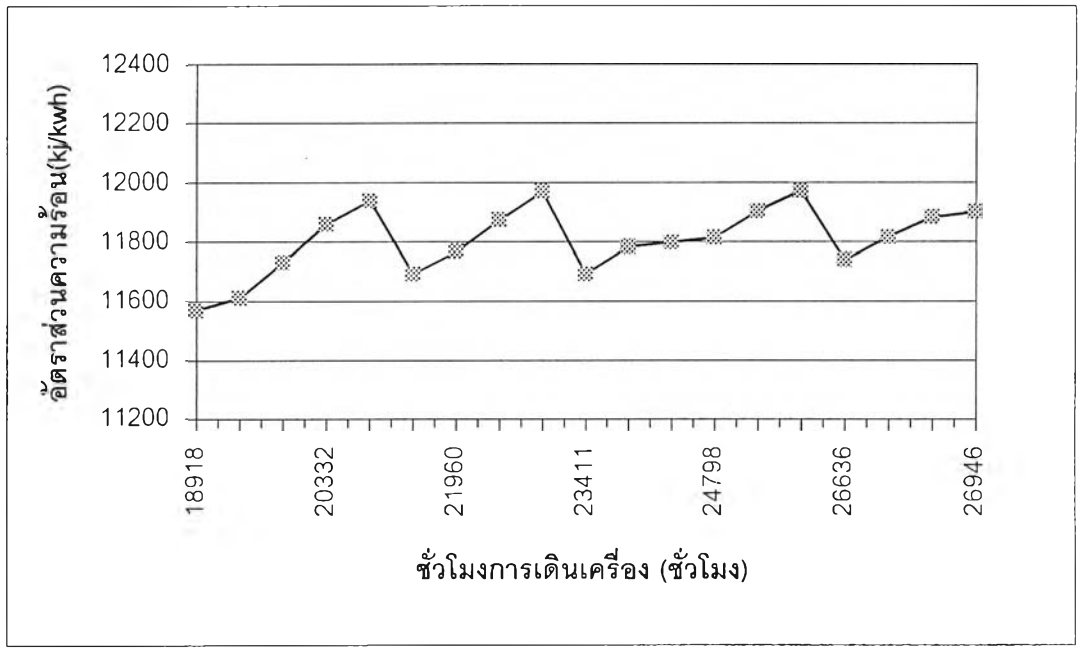
ที่มา โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1



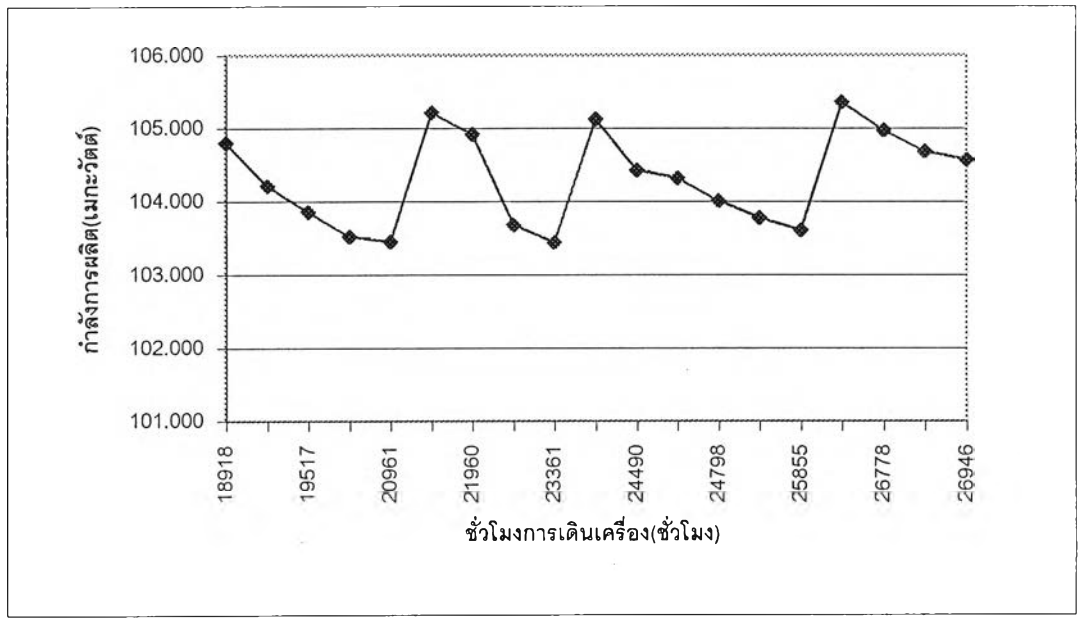
รูปที่ 4.5 อัตราส่วนความร้อนของกังหันก๊าซ CT-101 ในปีงบประมาณ 2540



รูปที่ 4.6 กำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-101 ในปีงบประมาณ 2540



รูปที่ 4.7 อัตราส่วนความร้อนของกังหันก๊าซ CT-102 ในปีงบประมาณ 2540



รูปที่ 4.8 กำลังการผลิตของกังหันก๊าซ CT-102 ในปีงบประมาณ 2540

4.1.3 พิจารณาระยะเวลาการล้างคอมเพรสเซอร์

จากตารางที่ 4.1 - 4.4 สามารถจะหาจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจากกำลังผลิตเริ่มต้น โดยการลดลงของกำลังการผลิตนั้น เนื่องจากการเกิดความสกปรกที่ใบ Blade ของคอมเพรสเซอร์ จากสารปนเปื้อนที่อยู่ในอากาศ โดยการเปรอะเปื้อนของ Blade อาจมีสาเหตุมาจากฝุ่นผลขนาดเล็กกว่าไมครอนที่เข้าไปในคอมเพรสเซอร์และไอน้ำมัน ควัน เกลือทะเล และไอจากโรงงานอุตสาหกรรม โดยมีค่าเฉลี่ยดังนี้

1. จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจาก ~ 105 MW. →~ 104 MW.

ตารางที่ 4.5 ชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจาก ~ 105 MW. →~ 104 MW.

NO.	กำลังผลิตเริ่มต้น (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตลดลง (เมกะวัตต์)	ระยะเวลาเดินเครื่อง (ชั่วโมง)
1	105.414	104.388	2073
2	105.212	104.179	1783
3	104.721	104.090	2100
4	105.110	104.271	1985
เฉลี่ย	105.114	104.232	1985.25

2. จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจาก ~ 105 MW. →~ 103 MW.

ตารางที่ 4.6 ชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจาก ~ 105 MW. →~ 103 MW.

NO.	กำลังผลิตเริ่มต้น (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตลดลง (เมกกะวัตต์)	ระยะเวลาเดินเครื่อง (ชั่วโมง)
1	105.414	103.750	2844
2	105.212	103.644	2629
3	104.721	103.510	2490
4	105.110	103.578	2814
เฉลี่ย	105.114	103.621	2694.25

3. จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจาก ~ 105 MW. →~ 102 MW.

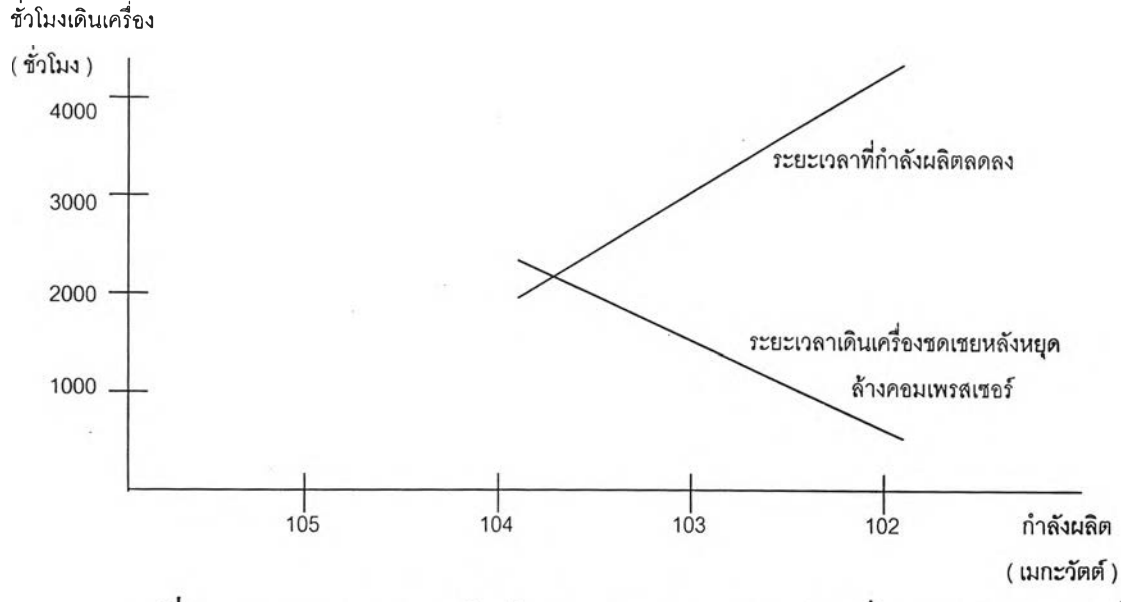
ตารางที่ 4.7 ชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงจาก ~ 105 MW. →~ 102 MW.

NO.	กำลังผลิตเริ่มต้น (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตลดลง (เมกะวัตต์)	ระยะเวลาเดินเครื่อง (ชั่วโมง)
1	105.414	102.137	4252
2	105.212	101.890	4019
3	104.721	102.168	4275
เฉลี่ย	105.116	102.065	4182

จากการหยุดเครื่องกังหันก๊าซเพื่อล้างคอมเพรสเซอร์ ใช้เวลาโดยรวมเท่ากับ 20.283 ชั่วโมง ดังนั้นประมาณการเวลาที่ใช้เท่ากับ 20 : 30 ชั่วโมง โดยการหยุดเครื่องนี้ ทำให้เกิดการสูญเสียการผลิตไป แต่หลังจากการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์แล้ว จะได้กำลังการผลิตเพิ่มขึ้น โดยจะต้องใช้ระยะเวลาในการเดินเครื่องช่วงเวลาหนึ่ง ก็จะได้ผลผลิตไฟฟ้าในส่วนที่ได้เพิ่มขึ้นชดเชยการสูญเสียผลผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่หยุดเครื่องไป โดยจากการคำนวณจากข้อมูลที่เก็บได้ ซึ่งมีข้อจำกัดทางระยะเวลาในการเก็บข้อมูลและการสูญเสียการผลิต จำนวนข้อมูลที่ได้จึงมีไม่มาก ตามตารางที่ 4.5 - 4.7 ข้างต้น และจะแสดงรายละเอียดของชั่วโมงเดินเครื่องที่กำลังผลิตลดลงกับระยะเวลาที่ต้องเดินเครื่องชดเชย ถ้าต้องหยุดเครื่องเพื่อทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์ในแต่ละช่วงกำลังการผลิต ตามตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 กำลังการผลิตที่ลดลงกับผลิตที่สูญเสียในการหยุดเครื่อง

กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	ผลผลิตไฟฟ้าเพิ่ม ต่อ 1 ชั่วโมง (กิโลวัตต์-ช.ม.)	ผลผลิตที่สูญเสีย ในการหยุดเครื่อง 20 : 30 ชั่วโมง (กิโลวัตต์-ช.ม.)	ระยะเวลาเดินเครื่อง เพื่อได้ผลผลิตชดเชย (ชั่วโมง)	ระยะเวลาที่กำลังผลิต ตกลงจาก 105 MW. (ชั่วโมง)
105.114 -> 104.253	861	2,137,187	2482.22	1985.25
105.114 -> 103.621	1493	2,124,231	1422.79	2694.25
105.116 -> 102.065	3051	2,092,333	685.79	4182.00



รูปที่ 4.9 แสดงระยะเวลากำลังผลิตตกลง และระยะเวลาเดินเครื่องชดเชยหลังหยุดเครื่อง

จากรูปที่ 4.9 จะเห็นได้ว่ากำลังการผลิตที่ตกลงจาก 105.114 -> 104.232 เมกะวัตต์ มีระยะเวลาเฉลี่ย 1985.25 ชั่วโมง ถ้าทำการหยุดเครื่องเพื่อล้างคอมเพรสเซอร์แล้ว ได้กำลังผลิตเพิ่มขึ้นจะต้องเดินเครื่องเป็นเวลาเฉลี่ย 2482.22 ชั่วโมง จึงชดเชยผลผลิตไฟฟ้าที่สูญเสียการผลิตในช่วงหยุดเครื่องได้ จะเห็นว่าถ้าทำการหยุดเครื่องที่ 104.232 เมกะวัตต์ และทำการล้างคอมเพรสเซอร์แล้ว ถ้าได้กำลังการผลิตดีขึ้นกลับมาที่เดิมเฉลี่ย 105.114 เมกะวัตต์แล้วเดินเครื่องไปอีก 1985.25 ชั่วโมง กำลังการผลิตโดยเฉลี่ยจะตกลงไปที่ 104.253 เมกะวัตต์ ค่ากำลังการผลิตที่ดีขึ้นยังไม่สามารถชดเชยกำลังการผลิตได้ เนื่องจากต้องเดินเครื่องเป็นเวลา 2482.22 ชั่วโมง จึงจะชดเชยการสูญเสียกำลังการผลิตได้

แต่จากตารางที่ 4.6 และรูปที่ 4.9 จะเห็นว่าถ้าหยุดเครื่องที่กำลังการผลิตตกลงไปที่ช่วงประมาณ 103.5 ถึง 103 เมกะวัตต์ หรือจากตารางที่ 4.6 ที่กำลังการผลิต 103.621 เมกะวัตต์แล้ว จะต้องใช้เวลาเดินเครื่องเพื่อชดเชยกำลังการผลิตเฉลี่ย 1422.79 ชั่วโมง (ตารางที่ 4.8) แต่ระยะเวลาเดินเครื่องที่จะทำให้กำลังผลิตตกลงไปที่ 103.621 เมกะวัตต์ อีกครั้งหนึ่ง เป็นชั่วโมงการเดินเครื่องเฉลี่ย 2694.25 ชั่วโมง (ตารางที่ 4.6) ซึ่งมากกว่าชั่วโมงเดินเครื่องเพื่อชดเชยกำลังการผลิต ดังนั้นการทำการล้างคอมเพรสเซอร์ที่ค่ากำลังผลิตที่ต่ำกว่า 103.621 เมกะวัตต์ เป็นค่าที่เหมาะสมกว่า โดยการดำเนินการนี้ได้เลือกทำในช่วงกำลังผลิตต่ำกว่า 103.50 เมกะวัตต์ เป็นต้นไป เป็นค่าที่เหมาะสมแล้ว

4.1.4 ค่าใช้จ่ายในการทำความสะอาดคอมเพรสเซอร์แบบหยุดเครื่อง

1. พลังงานไฟฟ้าที่ใช้

อุปกรณ์ที่ใช้กับงานล้างคอมเพรสเซอร์ (Water Wash)

1)	88WC - 1	Cooling Water Pump Motor	ขนาด 74.6	กิโลวัตต์
2)	88QA - 1	Auxiliary Lube Oil Pump Motor	ขนาด 74.6	กิโลวัตต์
3)	88TW - 1	Wash Water Pump Motor	ขนาด 14.92	กิโลวัตต์
4)	88CR - 1	Starting Motor	ขนาด 932.50	กิโลวัตต์
5)	88FC - 1	Cooling Water Fan Motor	ขนาด 18.65	กิโลวัตต์
6)	23WK – 1	Immersion Heater	ขนาด 35	กิโลวัตต์

พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการล้างคอมเพรสเซอร์

1)	88WC - 1	เวลาใช้งาน 1 ชั่วโมง 40 นาที	จำนวน	1 ตัว
2)	88QA - 1	เวลาใช้งาน 1 ชั่วโมง 40 นาที	จำนวน	1 ตัว
3)	88TW - 1	เวลาใช้งาน 40 นาที	จำนวน	1 ตัว
4)	88CR - 1	เวลาใช้งาน 1 ชั่วโมง	จำนวน	1 ตัว
5)	88FC - 1	เวลาใช้งาน 1 ชั่วโมง 40 นาที	จำนวน	4 ตัว
6)	23WK - 1	เวลาใช้งาน 11 ชั่วโมง 40 นาที	จำนวน	2 ตัว

รวมพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปเท่ากับ = (74.6 x 1.667) + (74.6 x 1.667)
+ (14.92 x 0.667) + (932.5 x 1)
+ (18.65 x 1.667 x 4) + (35 x 11.333 x 2)
= 2,114.47 กิโลวัตต์-ช.ม. (kwh)

ค่ากระแสไฟฟ้าที่ใช้ไปเท่ากับ 3,463.93 บาท

(ค่าไฟฟ้าคิดจากราคาขายไฟฟ้า = 1.6382 บาท / กิโลวัตต์-ช.ม.)

2. ปริมาณและค่าใช้จ่ายสำหรับน้ำ Demineralized

- ปริมาณน้ำที่ใช้ = 9.47 ลบ.เมตร
- อัตราค่าน้ำ = 48.94 บาท/ลบ.เมตร

∴ ค่าใช้จ่ายน้ำ Demineralized = 463.46 บาท

3. ราคาของสารละลาย Detergent

- ปริมาณของสารละลาย Detergent ที่ใช้ เท่ากับ 1 ถัง (110 ลิตร)
- ราคาของสารละลายเท่ากับ Detergent 1 ถัง = 36,121.61 บาท

ดังนั้นค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด = 3,463.93 + 463.46 + 36,121.61
= 40,049.00 บาท

4.1.5 สมรรถนะของกังหันก๊าซ

จากผลการเดินเครื่องในปีงบประมาณ 2539 ทั้ง CT-101 และ CT-102 มีการล้างคอมเพรสเซอร์ตัวละ 1 ครั้ง ในช่วงหลังจากหยุดเครื่องตรวจสอบประจำปี ก่อนจะทำการเดินเครื่องจ่ายกระแสไฟอย่างต่อเนื่องต่อไป ส่วนในปีงบประมาณ 2540 (ต.ค. 39 - ก.ย. 40) นั้น ได้มีการตรวจสอบค่ากำลังการผลิต และค่า Heat Rate ของกังหันก๊าซ เพื่อทำการล้างคอมเพรสเซอร์ให้สะอาด เป็นการรักษาสมรรถนะให้อยู่ในสภาพที่ดี มีกำลังการผลิตที่สูง และค่า Heat Rate ที่ต่ำ

เครื่องกังหันก๊าซ CT-101 ในปีงบประมาณ 2539 มีค่า Heat Rate โดยเฉลี่ยเท่ากับ 11,980.07 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. และมีกำลังการผลิตเฉลี่ย 103.915 เมกะวัตต์ แต่ในปีงบประมาณ 2540 มีค่า Heat Rate เฉลี่ย 11,768.62 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. และค่ากำลังการผลิตเฉลี่ยเท่ากับ 104.211 เมกะวัตต์ ผลการดำเนินการรักษาความสะอาดของกังหันก๊าซ โดยมีการล้างคอมเพรสเซอร์ ทำให้ค่า Heat Rate เฉลี่ยลดลงจาก 11,980.07 เป็น 11,768.62 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. โดยลดลง 211.45 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. คิดเป็น -1.765% จากผลผลิตไฟฟ้าของ CT-101 ในปี 2540 ที่ผลิตไฟฟ้าได้ 831.041 ล้านกิโลวัตต์-ช.ม. ใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติ 175,723.62 ล้านกิโลจูล คิดเป็นค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ประหยัดได้เท่ากับ 14.042 ล้านบาทต่อปี (ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยปี 2540 เท่ากับ 79.91 บาท/ล้านกิโลจูล)

เครื่องกังหันก๊าซ CT-102 ในปีงบประมาณ 2539 มีค่า Heat Rate โดยเฉลี่ยเท่ากับ 11,985.52 กิโลจูล/กิโลวัตต์/ช.ม. และมีกำลังการผลิตเฉลี่ย 104.015 เมกะวัตต์ แต่ในปีงบประมาณ 2540 มีค่า Heat Rate เฉลี่ย 11,838.45 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. และค่ากำลังการผลิตเฉลี่ยเท่ากับ 104.310 เมกะวัตต์ ผลการดำเนินการรักษาความสะอาดของกังหันก๊าซ โดยมีการล้างคอมเพรสเซอร์ ทำให้ค่า Heat Rate เฉลี่ยลดลงจาก 11,985.58 เป็น 11,838.45 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. โดยลดลง 147.13 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. คิดเป็น -1.227% จากผลผลิตไฟฟ้าของ CT-102 ในปี 2540 ที่ผลิตไฟฟ้าได้ 810.889 ล้านกิโลวัตต์-ช.ม. ใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติ 96,484,734 ล้านกิโลจูล คิดเป็นพลังงานที่ประหยัดได้ถึง 119,306.10 กิโลจูล/ปี คิดเป็นค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ประหยัดได้เท่ากับ 9.534 ล้านบาทต่อปี

ตารางที่ 4.9 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2540 (โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมชุดที่ 1)

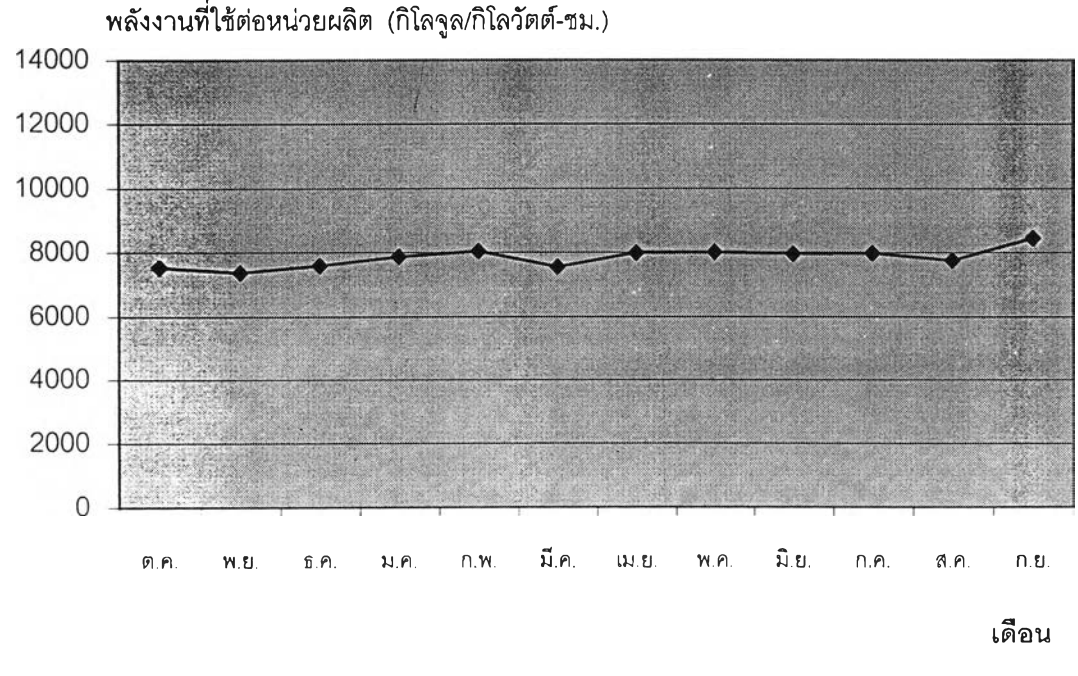
เดือน	ก๊าซธรรมชาติ			พลังงานไฟฟ้า			น้ำมันดีเซล			ผลผลิตไฟฟ้า		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	จำนวน (ล้านกิโลวัตต์ - ชม.)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	มูลค่า (ล้านบาท)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)
ต.ค.	1,783.1647	1,891,506	133.1781	4.7669	17,161	7.8091	-	-	-	240.392	-	240.392
พ.ย.	1,699.3206	1,794,507	125.7565	4.6303	16,669	7.5854	6,317	241	0.0455	233.114	-	233.114
ธ.ค.	1,804.2005	1,817,636	135.8132	4.7213	16,997	7.7344	-	-	-	241.697	-	241.697
ม.ค.	1,449.3037	1,469,622	109.3484	4.0720	14,659	6.6712	-	-	-	188.724	-	188.724
ก.พ.	869.8951	885,478	64.7558	3.1258	11,253	5.1207	43,073	1,647	0.3263	111.659	0.081	111.740
มี.ค.	1,014.9669	1,037,443	76.9363	3.6310	13,072	5.9483	8,606	329	0.0652	141.592	-	141.592
เม.ย.	1,663.9402	1,691,822	131.7887	4.5836	16,501	7.5089	9,771	374	0.0740	218.720	0.013	218.733
พ.ค.	1,890.5236	1,927,074	163.6482	4.5039	16,214	7.3783	-	-	-	233.658	-	223.658
มิ.ย.	1,771.9158	1,806,164	140.0646	4.4916	16,170	7.3581	-	-	-	222.578	-	222.578
ก.ค.	1,856.2817	1,883,362	171.8228	4.7192	16,989	7.7310	-	-	-	236.108	-	236.108
ส.ค.	1,838.3352	1,958,167	166.5203	4.8990	17,636	8.0255	-	-	-	240.110	-	240.110
ก.ย.	1,713.7404	1,731,563	169.2536	4.2749	15,390	7.0031	-	-	-	209.719	-	209.719
รวม	19,355.588	19,457,121	1,588.8865	52.4195	188,711	85.8740	67,767	2,591	0.5110	2,518.071	0.094	2,508.165

หมายเหตุ 1 KWh. = 19,894,344

ราคาค่าไฟฟ้า = 1.6382 บาท / KWh.

ตารางที่ 4.10 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตในปี 2540

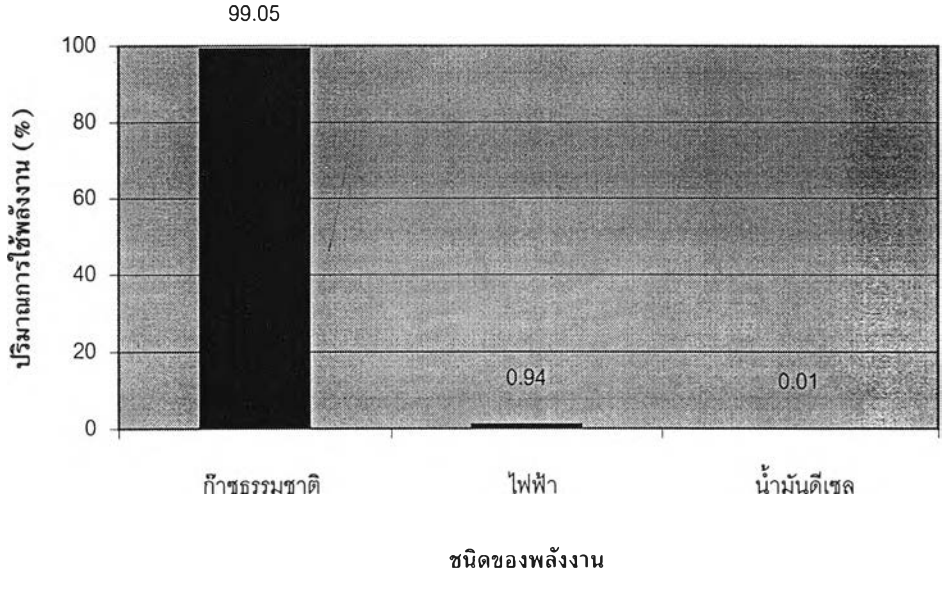
เดือน	ปริมาณพลังงานที่ใช้				ผลผลิตไฟฟ้า	พลังงานที่ใช้
	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลจูล)	ไฟฟ้า (ล้านกิโลจูล)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลจูล)	รวม (ล้านกิโลจูล)	(ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	ต่อหน่วยผลิต (กิโลจูล/กิโลวัตต์-ชม.)
ต.ค.	1,891,506	17,161	-	1,908,667	240.392	7,939.811
พ.ย.	1,794,507	16,669	241	1,811,417	233.114	7,770.520
ธ.ค.	1,817,636	16,997	-	1,834,633	241.697	7,590.632
ม.ค.	1,469,622	14,659	-	1,484,281	188.724	7,864.824
ก.พ.	885,478	11,253	1,647	898,378	111.740	8,039.896
มี.ค.	1,037,443	13,072	329	1,050,844	141.592	7,421.634
เม.ย.	1,691,822	16,501	374	1,708.697	218.733	7,811.793
พ.ค.	1,927,074	16,214	-	1,943,288	223.658	8,688.659
มิ.ย.	1,795,164	16,170	-	1,811,334	222.578	8,137.974
ก.ค.	1,883,362	16,989	-	1,900,351	236.108	8,048.651
ส.ค.	1,958,167	17,636	-	1,975,803	240.110	8,228.741
ก.ย.	1,731,563	15,390	-	1,746,953	209.719	8,329.970
รวม	19,883,344	188,711	2,591	20,074,646	2,508.165	8,003.718



รูปที่ 4.10 แสดงพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิตแต่ละเดือนในปี 2540

ตารางที่ 4.11 ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการผลิตปี 2540

รายการใช้พลังงาน	จำนวน			มูลค่า	ราคา
	หน่วย	M.KJ. (GJ.)	%	(ล้านบาท)	(บาท/GJ.)
ก๊าซธรรมชาติ	19,387.3024 ล้าน ลบ.ฟุต	19,882,744	99.05	1,588.8566	79.91
ไฟฟ้า	52.4195 ล้าน KW h.	188,711	0.94	85.8740	455.06
น้ำมันดีเซล	67,767 ลิตร	2,591	0.01	0.5110	197.22



รูปที่ 4.11 ปริมาณการใช้พลังงานแต่ละชนิดในปี 2540

ตารางที่ 4.12 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2540(โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ CT-101)

เดือน	ก๊าซธรรมชาติ		น้ำมันดีเซล		ผลผลิตไฟฟ้า			เชื้อเพลิงที่ใช้ต่อหน่วยผลิต		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	ก๊าซธรรมชาติ (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	น้ำมันดีเซล (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	รวม (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)
ต.ค.	820.7392	886,923	0	0	69.780	0	69.780	12,710.275	0	12,710.275
พ.ย.	919.7703	984,035	0	0	77.304	0	77.304	12,729.419	0	12,729.419
ธ.ค.	938.7083	999,757	0	0	78.579	0	78.579	12,722.954	0	12,722.954
ม.ค.	481.6693	512,719	0	0	40.472	0	40.472	12,668.487	0	12,668.487
ก.พ.	490.2364	521,934	53,898	2,081	41.010	0	41.010	12,726.993	0	12,777.737
มี.ค.	850.2984	927,692	0	0	73.518	0	73.518	12,618.570	0	12,618.570
เม.ย.	871.7968	935,934	9,317	360	74.029	0.013	74.042	12,642.802	27,692.308	12,645.444
พ.ค.	919.2170	958,942	22,207	857	76.215	0.057	76.272	12,582.064	0	12,583.897
มิ.ย.	682.4602	706,957	651,589	25,156	57.667	1.781	59.448	12,259.299	0	12,315.183
ก.ค.	943.7966	955,123	11,708	452	78.191	0.034	78.225	12,215.255	0	12,215.724
ส.ค.	619.5390	640,745	712,815	27,519	49.801	1.98	51.781	12,866.107	0	12,905.583
ก.ย.	813.8900	863,340	106,986	4,086	70.005	0.35	70.355	12,332.548	0	12,329.273
รวม	9,352.1215	9,894,101	1,568,520	60,511	786.571	4.215	790.786	12,578.777	14,356.109	12,588.250

ตารางที่ 4.13 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2539 (โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ CT-102)

เดือน	ก๊าซธรรมชาติ		น้ำมันดีเซล		ผลผลิตไฟฟ้า			เชื้อเพลิงที่ใช้ต่อหน่วยผลิต		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	ก๊าซธรรมชาติ (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	น้ำมันดีเซล (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	รวม (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)
ต.ค.	917.6144	991,610	242,476	9,317	77.339	0.761	78.100	12,821.604	0	12,815.967
พ.ย.	594.4758	636,012	0	0	50.280	0	50.280	12,649.403	0	12,649.403
ธ.ค.	112.1973	119,494	1,196	46	9.392	0	9.392	12,722.956	0	12,727.853
ม.ค.	938.2255	998,706	0	0	79.338	0	79.338	12,587.991	0	12,587.991
ก.พ.	808.0996	860,349	33,392	1,289	68.186	0.104	68.290	12,617.678	0	12,617.338
มี.ค.	718.6686	784,082	0	0	62.519	0	62.519	12,541.499	0	12,541.499
เม.ย.	882.6494	947,585	0	0	75.421	0	75.421	12,563.941	0	12,563.941
พ.ค.	973.187	1,015,244.	.	.	78.229	0	78.229	12,977.847	0	12,977.847
มิ.ย.	648.72	672,005.	874,376.	33,756.	52.699	1.862	54.561	12,751.760	18,128.894	12,935.265
ก.ค.	957.318	1,008,506.	.	.	79.623	0	79.623	12,666.014	-	12,666.014
ส.ค.	807.742	861,464.	1,389,174.	53,632.	64.73	3.767	68.497	13,308.574	14,237.324	13,359.651
ก.ย.	764.61	811,066.	27,356.	1,045.	67.198	0.044	67.242	12,069.794	23,750.	12,077.437
รวม	9,123.507	9,706,123.	2,567,970.	99,085.	764.954	6.538	771.492	12,688.505	15,155.246	12,709.410

ตารางที่ 4.14 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2540(โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ CT-101)

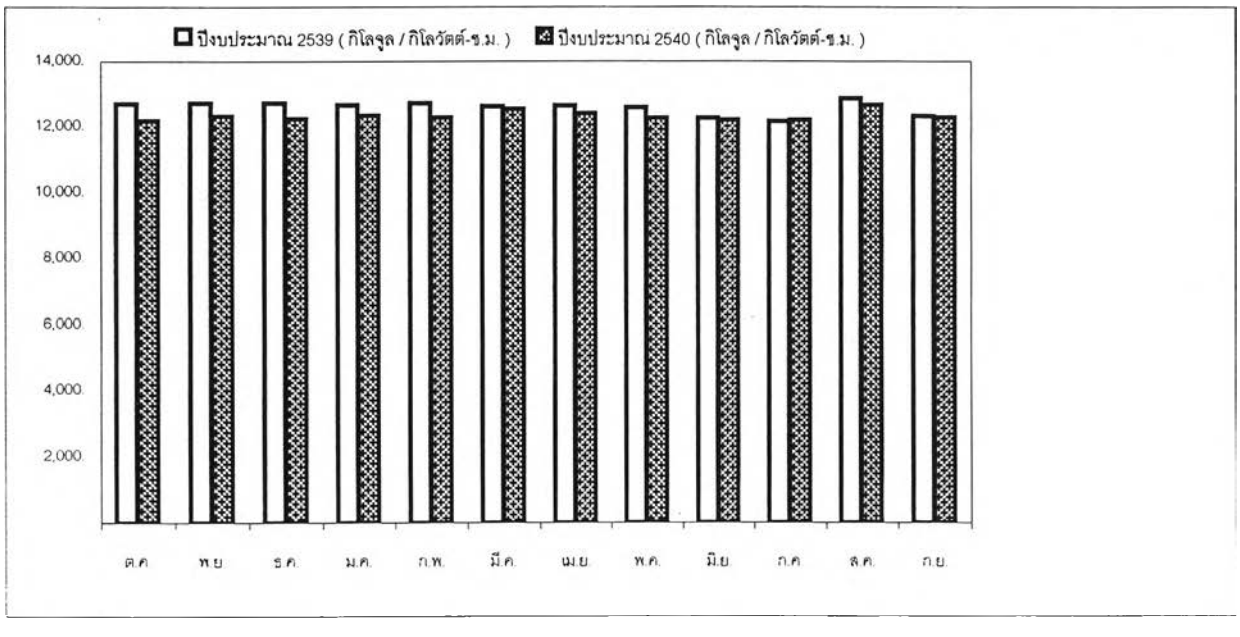
เดือน	ก๊าซธรรมชาติ		น้ำมันดีเซล		ผลผลิตไฟฟ้า			เชื้อเพลิงที่ใช้ต่อหน่วยผลิต		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	ก๊าซธรรมชาติ (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	น้ำมันดีเซล (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	รวม (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)
ต.ค.	899.2468	953,883	0	0	78.219	0	78.219	12,195.029	0	12,195.029
พ.ย.	856.6466	904,631	4,026	154	73.370	0	73.370	12,329.712	0	12,331.811
ธ.ค.	980.8994	988,204	0	0	80.710	0	80.710	12,243.886	0	12,243.886
ม.ค.	908.5561	921,293	0	0	74.670	0	74.670	12,338.195	0	12,338.195
ก.พ.	771.7015	785,525	0	0	63.952	0	63.952	12,283.040	0	12,283.040
มี.ค.	157.3112	160,795	8,606	329	12.818	0	12.818	12,544.469	0	12,570.136
เม.ย.	818.7342	822,957	9,771	374	66.357	0.013	66.370	12,401.962	28,769.231	12,405.168
พ.ค.	940.6554	944,202	0	0	76.940	0	76.940	12,271.926	0	12,271.926
มิ.ย.	913.4202	925,698	0	0	75.820	0	75.820	12,209.153	0	12,209.153
ก.ค.	913.4793	917,973	0	0	75.190	0	75.190	12,208.711	0	12,208.711
ส.ค.	953.8020	968,761	0	0	76.470	0	76.470	12,668.511	0	12,668.511
ก.ย.	935.4933	940,349	0	0	76.525	0	76.525	12,288.128	0	12,288.128
รวม	10,049.9460	10,234,271	22,403	857	831.041	0.013	831.054	12,315.001	65,923.077	12,315.840

ตารางที่ 4.15 ปริมาณการใช้พลังงานรวมในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในปี 2540 (โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ CT-102)

เดือน	ก๊าซธรรมชาติ		น้ำมันดีเซล		ผลผลิตไฟฟ้า			เชื้อเพลิงที่ใช้ต่อหน่วยผลิต		
	จำนวน (ล้านลูกบาศก์ฟุต)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	จำนวน (ลิตร)	พลังงาน (ล้านกิโลจูล)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	น้ำมันดีเซล (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	รวม (ล้านกิโลวัตต์-ชม.)	ก๊าซธรรมชาติ (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	น้ำมันดีเซล (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)	รวม (กิโลจูล/กิโลวัตต์ ช.ม.)
ต.ค.	883.9179	937,623	0	0	78.508	0	78.508	11,943.025	0	11,943.025
พ.ย.	842.6740	889,876	2,291	87	75.850	0	75.850	11,732.050	0	11,733.197
ธ.ค.	823.3011	829,432	0	0	73.210	0	73.210	11,329.491	0	11,329.491
ม.ค.	540.7476	548,329	0	0	48.413	0	48.413	11,326.069	0	11,326.069
ก.พ.	98.19364	99,953	43,073	1,647	8.854	0.081	8.935	11,289.022	0	11,371.013
มี.ค.	857.6557	876,648	0	0	79.082	0	79.082	11,085.304	0	11,085.304
เม.ย.	854.5458	868,865	0	0	73.010	0	73.010	11,900.630	0	11,900.630
พ.ค.	964.2301	982,872	0	0	77.652	0	77.652	12,657.395	0	12,657.395
มิ.ย.	852.9793	869,466	0	0	71.108	0	71.108	12,227.401	0	12,227.401
ก.ค.	951.5079	965,389	0	0	78.710	0	78.710	12,265.138	0	12,265.138
ส.ค.	884.5332	989,406	0	0	76.632	0	76.632	12,911.134	0	12,911.134
ก.ย.	783.0702	791,214	0	0	69.860	0	69.860	11,325.709	0	11,325.709
รวม	9,337.3564	9,649,073	45,364	1,734	810.889	0.081	810.970	11,899.376	0	11899.586

ตารางที่ 4.16 การใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยผลิตของ CT-101 ปี 2539 และปี 2540

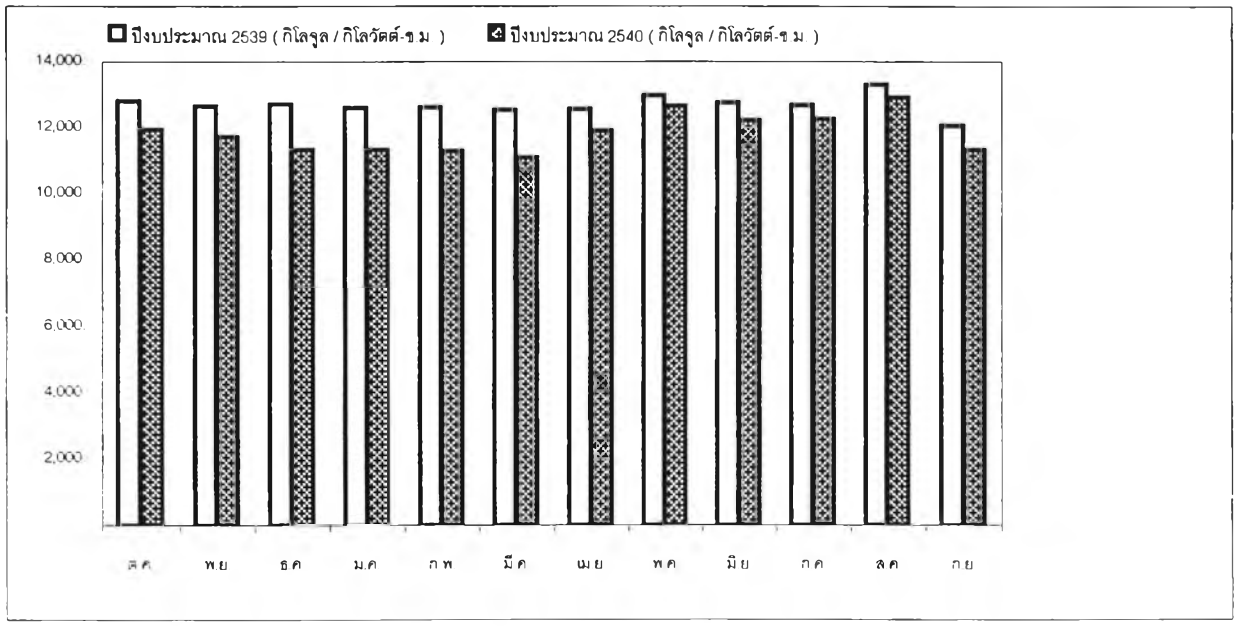
เดือน	ก๊าซธรรมชาติ (กิโลจูล)		ผลผลิตไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ช.ม.)		ความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต	
	ปี 2539	ปี 2540	ปี 2539	ปี 2540	ปีงบประมาณ 2539 (กิโลจูล / กิโลวัตต์-ช.ม.)	ปีงบประมาณ 2540 (กิโลจูล / กิโลวัตต์-ช.ม.)
ต.ค.	886,923	953,883	69.780	78.219	12,710.275	12,195.029
พ.ย.	984,035	904,631	77.304	73.370	12,729.419	12,329.712
ธ.ค.	999,757	988,204	78.579	80.710	12,722.954	12,243.886
ม.ค.	512,719	921,293	40.472	74.670	12,668.487	12,338.195
ก.พ.	521,934	785,525	41.010	63.952	12,726.993	12,283.040
มี.ค.	927,692	160,795	73.518	12.818	12,618.570	12,544.469
เม.ย.	935,934	822,957	74.029	66.357	12,642.802	12,401.962
พ.ค.	958,942	944,202	76.215	76.940	12,582.064	12,271.926
มิ.ย.	706,957	925,698	57.667	75.820	12,259.299	12,209.153
ก.ค.	952,123	917,973	78.191	75.190	12,176.887	12,208.711
ส.ค.	640,745	968,761	49.801	76.470	12,866.107	12,668.511
ก.ย.	863,340	940,349	70.005	76.525	12,332.548	12,288.128
รวม	9,891,101	10,234,271	786.571	831.041	12,574.963	12,315.001



รูปที่4.12 การใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยผลิตของ CT-101

ตารางที่ 4.17 การใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยผลิตของ CT-102

เดือน	ก๊าซธรรมชาติ (กิโลจูล)		ผลผลิตไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ช.ม.)		ความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต	
	ปี 2539	ปี 2540	ปี 2539	ปี 2540	ปีงบประมาณ 2539 (กิโลจูล / กิโลวัตต์-ช.ม.)	ปีงบประมาณ 2540 (กิโลจูล / กิโลวัตต์-ช.ม.)
ต.ค.	991,610	937,623	77.339	78.508	12,821.604	11,943.025
พ.ย.	636,012	889,876	50.280	75.850	12,649.403	11,732.05
ธ.ค.	119,494	829,432	9.392	73.210	12,722.956	11,329.491
ม.ค.	998,706	548,329	79.338	48.413	12,587.991	11,326.069
ก.พ.	860,349	99,953	68.186	8.854	12,617.678	11,289.022
มี.ค.	784,082	876,648	62.519	79.082	12,541.499	11,085.304
เม.ย.	947,585	868,865	75.421	73.010	12,563.941	11,900.630
พ.ค.	1,015,244	982,272	78.229	77.652	12,977.847	12,649.668
มิ.ย.	672,005	869,466	52.699	71.108	12,751.760	12,227.401
ก.ค.	1,008,506	965,389	79.623	78.710	12,666.014	12,265.138
ส.ค.	861,464	989,406	64.730	76.632	13,308.574	12,911.134
ก.ย.	811,066	791,214	67.198	69.860	12,069.794	11,325.709
รวม	9,706,123	9,648,473	764.954	810.889	12,688.505	11,898.636



รูปที่ 4.13 การใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยผลิตของ CT-102

4.2 เปรียบเทียบการใช้เชื้อเพลิงและอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิต

จากตารางที่ 4.9 แสดงปริมาณการใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติ พลังงานไฟฟ้า พลังงานน้ำมันดีเซล และผลผลิตไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในปี 2540 ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1 โดยมีปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ 19,457,121 ล้านกิโลจูล พลังงานไฟฟ้า 188,711 ล้านกิโลจูล และน้ำมันดีเซล 2,591 ล้านกิโลจูล และได้ผลผลิตไฟฟ้ารวม 2,508,165 ล้านกิโลวัตต์-ชม คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อหน่วยผลิต 8,003.718 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. ตามตารางที่ 4.10 และรูปที่ 4.10 ซึ่งปริมาณการใช้พลังงานรวมทั้งสิ้นเป็นก๊าซธรรมชาติ 99.05 % พลังงานไฟฟ้า 0.94 % และน้ำมันดีเซล 0.01% ซึ่งมีมูลค่า 1,588.8566 ล้านบาท , 85,8740 ล้านบาท และ 0.5110 ล้านบาท ตามลำดับจะเห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1 นี้ มีการใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติเป็นปริมาณมากถึง 99.05 % ส่วนพลังงานไฟฟ้าและน้ำมันดีเซลมีปริมาณการใช้น้อยมาก เมื่อเทียบกับก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะน้ำมันดีเซลจะใช้เฉพาะทดสอบเครื่องกังหันก๊าซ หรือเพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าด้วยน้ำมันดีเซลในช่วงที่ไม่มีก๊าซธรรมชาติเท่านั้น เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติมีราคาถูกกว่า ส่วนพลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานที่ใช้กับอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้าในกระบวนการผลิต ซึ่งมีรายละเอียดตามตารางที่ 4.11 และรูปที่ 4.11 โดยทั้งหมดเป็นข้อมูลการผลิตและการใช้พลังงานโดยรวมของ CT-101 , CT-102 และ ST-103

การเปรียบเทียบปริมาณการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตกับผลผลิตในปี 2539 และปี 2540 ของ CT-101 และ CT-102 แสดงตารางที่ 4.12 - 4.15 โดย CT-101 ในปี 2539 มีค่า Heat Rate โดยเฉลี่ย 12,574.963 แต่ในปี 2540 มีค่า Heat Rate เฉลี่ย 12,315.001 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. ส่วน CT-102 ในปี 2539 มีค่า Heat Rate เฉลี่ย 12,688.505 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. แต่ในปี 2540 มีค่า Heat Rate เฉลี่ย 11,898.636 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม.

การใช้พลังงานต่อหน่วยผลิตในปี 2540 ของ CT-101 และ CT-102 มีค่า น้อยกว่าในปี 2539 ทั้ง 2 เครื่อง โดยเฉลี่ยแล้ว CT-101 และ CT-102 มีค่า Heat Rate น้อยลงกว่าปี 2540 เท่ากับ 259.962 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. และ 789.869 กิโลจูล/กิโลวัตต์-ช.ม. ตามลำดับ

4.3 มาตรฐานการสูญเสียในเครื่องควบแน่นของกังหันไอน้ำ

มาตรฐานไม่เพียงแต่จะเป็นสิ่งกำหนดตัวอ้างอิงพื้นฐานในปัจจุบันเท่านั้น จะมีผลในด้านการพัฒนาต่อไปในอนาคต ทั้งนี้เราจะต้องทำการปรับให้มาตรฐานสอดคล้องกับจังหวะของความก้าวหน้าด้วย หรือจะนิยามอย่างง่ายๆ ว่า การจัดมาตรฐานคือเรื่องของการจัดหาหลักเกณฑ์อ้างอิงพื้นฐานสำหรับเป็นแนวทางการปฏิบัติงาน เพื่อเป็นการรักษาไว้และเพิ่มสมรรถนะการใช้งาน ทั้งนี้โดยการตรวจสอบ ตรวจวัดซ่อมแซมและปรับปรุงอุปกรณ์ต่างๆ ตามที่ควร

ดังนั้นมาตรฐานการสูญเสียก็คือเป้าหมายการสูญเสียของ Turbine Exhaust pressure ได้นำเทคนิคในการกำหนดเป้าหมายในสภาวะต่างๆ จาก BEI (British Engineering International ซึ่ง CEGB (Control Electricity Generating Board) ใช้อยู่มาใช้งานให้เหมาะสมกับการใช้งานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พระนครใต้ ชุดที่ 1

Target Turbine Exhaust pressure เป็นค่า condenser pressure ที่เหมาะสมกับสภาวะการจ่าย load กับ cooling water Temperature ค่าของ Target Turbine Exhaust pressure ขึ้นอยู่กับตัวแปรดังนี้

- Turbine load
- CW. Inlet Temperature
- CW. Quantity and pumping power requirement
- Condenser design
- Operational Limitation on Exhaust presssure

ค่า Target Turbine Exhaust pressure ที่แสดงใน Table หรือเป็น graph ควรแสดงให้ครอบคลุมทั้งค่า load และ CW. Inlet Temperature โดย load ควรครอบคลุมตั้งแต่ 30 % จนถึง 110 % of specified MCR (Maximum Continuous rating) และ CW. Inlet Temperature ต้องครอบคลุมได้ทุกฤดูกาล ตั้งแต่อุณหภูมิต่ำสุดจนถึงอุณหภูมิสูงสุด วิธีการคำนวณหา Target Turbine Exhaust pressure มีขั้นตอนดังนี้

<u>การหา Standard C.W. Temperature rise at specified MCR</u> (Δt_s) จากสมการสมมาตรความร้อนของ turbine heat rejected และ condenser จะได้ temp rise x Specific heat x mass flow of CW. Turbine heat consumption โดยการระบาย mass flow ด้วย Volumetric flow และกำหนดให้ Specific heat ของ CW. คงที่ (Specific heat & gravity ในอุณหภูมิช่วงที่เปลี่ยนแปลงน้อยมาก) จะได้สมการ

$$\Delta t_s = \frac{H_s - 3.6\, k_1 \times L_s \times 10^3}{k_2 \times G_s} \quad ^\circ C$$

H_s = Basic heat consumption ของ turbine(GJ/h)ที่ได้จาก Willans line

G_s = Standard CW. Flow (m^3/sec) ในกรณีที่ CW. System ไม่สามารถรักษา Standard flow ได้ ให้ใช้ค่า Maximum

k_1 = Correction factor สำหรับ losses ของ TG. Set ตามตาราง

L_s = Specified Turbine Load

Willams line หมายถึง กราฟที่สร้างขึ้นจากข้อมูลในช่วงทดสอบตรวจรับโรงไฟฟ้า (Acceptance Test) เป็นค่าพลังงานความร้อนที่ตั้งเป้าหมายเอาไว้ว่าจะใช้ปริมาณเท่าใด เพื่อใช้ในการหมุน Turbine

ตารางที่ 4.18 แฟคเตอร์สำหรับ Losses ของ TG. Set

(ปรับค่าความสูญเสียเนื่องจากElectrical,Machanicalและ Radiation ของ Turbine)

Specified MCR	< 31 MW.	31 – 60 MW.	61 – 120 MW.
Factor k_1	1.035	1.025	1.022
Specified MCR	121 - 200 MW.	201 – 350 MW.	> 350 MW.
Factor k_1	1.020	1.018	1.017

k_2 = Constant สำหรับ Density และ Specific heat ของ CW.

= 15,050 สำหรับน้ำจืด

= 14,850 สำหรับน้ำกร่อย

= 14,750 สำหรับน้ำเค็ม

Corrected heat transfer coefficient (U_t)

ค่า Standard heat transfer coefficient (U_b) จะแก้ไขไปตามสภาพการใช้งานของ Condenser คือ CW. Temp, tube material และ condenser cleanliness เป็นค่า correted (U_t) ตามสมการ

$$U_t = U_b \cdot F_a \cdot F_m \cdot F_c \qquad kJ/m^2.s.^oC$$

Standard heat transfer coefficient (U_b)

ค่า Standard heat transfer coeffient ได้กำหนดไว้ใน ตารางที่ 4.9 โดยมีความเร็วระหว่าง 0.3 ถึง 2.45 m/s ที่ mean CW. Temp 21.1 °C โดยในตารางนี้ จะแยกไว้สำหรับท่อ Condenser ที่เส้นผ่าศูนย์กลางต่ำกว่าและสูงกว่า 20 mm. ตามตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 ค่า U_b ของ Tube Diameter < 20 mm.

Velocity	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25
U_b (m/s)	2.492	2.560	2.626	2.691	2.755	2.816	2.877	2.936
Velocity	1.30	1.35	1.40	1.15	1.50	1.55	1.60	1.65
U_b (m/s)	2.995	3.052	3.108	3.163	3.217	3.270	3.322	3.374
Velocity	1.70	1.75	1.80	1.85	1.90	1.95	2.00	2.05
U_b (m/s)	3.424	3.474	3.524	3.572	3.620	3.668	3.714	3.760
Velocity	2.10	2.15	2.20	2.25	2.30	2.35	2.40	2.45
U_b (m/s)	3.806	3.851	3.896	3.940	3.983	4.026	4.069	4.111

ตารางที่ 4.20 ค่า U_b ของ Tube Diameter > 20 mm.

Velocity	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25
U_b (m/s)	2.428	2.494	2.559	2.622	2.684	2.744	2.803	2.861
Velocity	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50	1.55	1.60	1.65
U_b (m/s)	2.918	2.973	3.028	3.081	3.134	3.186	3.237	3.287
Velocity	1.70	1.75	1.80	1.85	1.90	1.95	2.00	2.05
U_b (m/s)	3.337	3.385	3.433	3.481	3.527	3.573	3.619	3.664
Velocity	2.10	2.15	2.20	2.25	2.30	2.35	2.40	2.45
U_b (m/s)	3.708	3.752	3.796	3.838	3.881	3.923	3.964	4.005

CW. Velocity (V_c)

ความเร็วของ CW. มีค่า Standard flow (Gs)สามารถหาได้จากสมการ

$$V_c = \frac{4{,}000 \times G_s \times N_p \times d_o \times l}{(d_o - 2t_w)^2 \times S} \quad \text{(m/s)}$$

เมื่อ d_o = Tube Outside Diameter (mm.)

l = ความยาวทั้งหมดของท่อ Condenser (m.)

N_p = No of passes

S = Design surface area of condenser (m^2)

t_w = Wall tickness of tubes [ตามกำหนดในตารางที่ 4.21]

The conversion from SWG. Values to wall thickness t_w is given below :-

ตารางที่ 4.21 ค่า Wall tickness (t_w) ตาม SWG

SWG	14	15	16	17	18	19	20	21	22
t_w (mm)	2.032	1.829	1.626	1.422	1.219	1.016	0.914	0.813	0.711

Correction factor for CW. Temperature (F_a)

ค่า F_a ระหว่าง t_m (mean temp) ระหว่าง 2 °C ถึง 45 °C ได้กำหนดไว้ในตารางที่ 4.22

โดย t_m = $t_a + \Delta t_t/2$ °C

t_a = Actual CW. Inlet temp °C

Δt_t = Target CW. Temp rise °C

ตารางที่ 4.22 Correction factor for CW. Temperature (F_a)

t_m	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5
F_a	0.785	0.792	0.798	0.805	0.811	0.817	0.824	0.830
t_m	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5
F_a	0.836	0.842	0.848	0.854	0.860	0.866	0.872	0.878
t_m	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.58	13.0	13.5
F_a	0.884	0.889	0.895	0.901	0.906	0.912	0.917	0.923
t_m	14.0	14.5	15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5
F_a	0.928	0.933	0.939	0.944	0.949	0.954	0.959	0.964
t_m	18.0	18.5	19.0	19.5	20.0	20.5	21.0	21.5
F_a	0.969	0.974	0.979	0.984	0.989	0.993	0.998	1.003
t_m	22.0	22.5	23.0	23.5	24.0	24.5	25.0	25.5
F_a	1.007	1.012	1.016	1.021	1.025	1.029	1.034	1.038

ตารางที่ 4.22 (ต่อ) Correction factor for CW. Temperature (F_a)

t_m	26.0	26.5	27.0	27.5	28.0	28.5	29.0	29.5
F_a	1.042	1.046	1.050	1.054	1.058	1.062	1.066	1.070
t_m	30.0	30.5	31.0	31.5	32.0	32.5	33.0	33.5
F_a	1.074	1.077	1.081	1.085	1.088	1.092	1.095	1.099
t_m	34.0	34.5	35.0	35.5	36.0	36.5	37.0	37.5
F_a	1.102	1.105	1.109	1.4112	1.115	1.118	1.121	1.124
t_m	38.0	38.5	39.0	39.5	40.0	40.5	41.0	41.5
F_a	1.127	1.130	1.133	1.136	1.139	1.141	1.144	1.147
t_m	42.0	42.5	43.0	43.5	44.0	44.5	45.0	45.5
F_a	1.149	1.152	1.154	1.157	1.159	1.161	1.164	1.166

หรือหาได้จากสมการดังนี้ $F_a = 0.7586+0.0135t_m-0.0001t^2_m$

Correction factor for tube material and thickness (F_m)

ค่า F_m สำหรับ tube material และความหนาได้กำหนดไว้ในตาราง กรณีที่ใช้ Material ตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป ให้ Weight ตามจำนวนของท่อ

ตารางที่ 4.23 Reference codes

Code	Tube Material	Typical Composition
1	Brass	70 Cu 30 Zn
	Admiralty Brass	70 Cu 29 Zn 1 Sn
	Yorcalbro (Al. Brass)	76 Cu 22 Zn 2 Al
	Arsenical Copper	Cu with approx. 0.5 As
	Kingston Brass	
2	Aluminium Brass (60 / 40)	Approx. 60 Cu 40 Zn 2 Al
	Munts Metal	60 Cu 40 Zn
3	Aluminium Bronze	90 – 95 Cu 10 – 5 Al
	90 – 10 Copper Nickel	
4	70 – 30 Copper Nickel	
	Yorcorn	66 Cu 30 Ni 2 Fe 2 Mn
	ICI Cupro – Nickel	66 Cu 30 Ni 1 Fe 1 Mn
5	Titanium	

ตารางที่ 4.24 Correction Factors (F_m)

Code	Tube wall Gauge – SWG.								
	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0.920	0.940	0.960	0.980	1.000	1.020	1.040	1.060	1.080
2	0.856	0.883	0.910	0.936	0.963	0.990	1.016	1.043	1.070
3	0.780	0.810	0.840	0.870	0.900	0.930	0.960	0.990	1.020
4	0.688	0.724	0.760	0.796	0.832	0.868	0.904	0.940	0.976
5	0.630	0.665	0.700	0.735	0.770	0.805	0.840	0.875	0.910

Note : For condensers with a mixture of tube materials, a mean value of F_m is required weighted by the numbers of tubes of each material present.

ตารางที่ 4.25 Wall Thickness Code

Code	Wall Thickness – mm.		
	1.0	1.2	1.5
1	1.022	1.002	0.972
2	0.993	0.965	0.926
3	0.933	0.903	0.859
4	0.872	0.836	0.782
5	0.808	0.774	0.722

Condenser Performance Factor at Turbine MCR. (F_c)

ค่า Performance Factor ควรหาจากการ test ตามวิธีที่จะกล่าวต่อไป สำหรับกรณีที่ไม่สามารถทำการ test ได้ ให้กำหนด Performance factor ที่ 0.9 หรือตามที่กำหนดไว้ในค่า Design

Test data ที่ต้องการ

1. CW. Inlet temp (t_1) °C
2. CW. Outlet temp (t_2) °C
3. Fully corrected test exhaust pressure , in bar
4. Saturated temperature ของข้อ 3

หาค่า Test $_{Gt}$ จากสมการ

$$G_t = \frac{H - (3.6 \times k_1 \times L) \times 10^3}{K_2 (t_2 - t_1)} \quad m^3/s$$

เมื่อ L = Actual MCR test load generated (MW.)

H = test heat consumption at load L (GJ/h)

t_1 , t_2 = test CW. Inlet / outlet temp ($^{\circ}C$)

k_1 , k_2 = Correction factor for TG. Set losses / specific heat & density of CW. Water

จากนั้นจะได้ Test U_t จากสมการ

$$U_t (\text{test}) = \frac{k_3 \times G_t (t_2 - t_1)}{S \times \Delta t}$$

เมื่อ S = Surface area m^2

k_3 = CW. Density and specific heat factor kj/m3. $^{\circ}C$

= 4,180 สำหรับน้ำจืด

= 4,120 สำหรับน้ำกร่อย

= 4,090 สำหรับน้ำทะเล

Δt = log mean temp diff.

$$= \frac{(t_2 - t_1)}{\ln \left| \frac{t_{sat} - t_1}{t_{sat} - t_2} \right|}$$

จากค่า Standard heat transfer coefficient (U_b) หาค่าได้จากที่กล่าวมาแล้ว จะได้ F_c (test) ตามสมการ

$$F_c (\text{test}) = \frac{U_t (\text{test})}{F_a \times F_m \times U_b}$$

ค่า test data จะต้องมาจาก Condition ในสภาพที่สะอาดและ เพื่อความแม่นยำของข้อมูล

Optimized exhaust pressure

Optimized exhaust pressure สามารถเทียบได้จาก Correspond condition ของ sat. temp โดยสมการ

$$t_{sat} = t_a + \left| \frac{k_L \times \Delta t_t}{1 - e^{-\Delta t_r / \Delta t}} \right|$$

เมื่อ t_a = actual CW. Temp (°C)

Δt_t = target CW. Temp rise at specified MCR (°C)

k_L = load correction factor ตามตารางที่ 4.26

Δt = log mean temp difference

โดย $$\Delta t = \frac{k_3 \times G_S \times \Delta t_s}{U_t \times S} \quad ^\circ C$$

เมื่อ G_S = Standard CW. Flow (m^3/sec)

Δt_s = CW. temp rise of MCR and standard flow (°C)

U_t = Corrected heat transfer coefficient

S = Condenser surface area (m^2)

k_3 = CW. density and specific heat factor kj/m^3 (°C)

= 4,180 สำหรับน้ำจืด

= 4,120 สำหรับน้ำกร่อย

= 4,090 สำหรับน้ำเค็ม

ตารางที่ 4.26 Correction to Saturation Temperature for loads other than specified MCR. (Factor K_L)

Turbine load (% of specified MCR.)	Factor K_L	
	S < 10,000	S ≥ 10,000
110	1.090	1.086
100	1.000	1.000
90	0.915	0.917
80	0.834	0.814
70	0.758	0.771
60	0.685	0.707
50	0.616	0.648
40	0.552	0.596
30	0.492	0.549

S = design surface area of condenser tube (m^2)

ΔT = log-mean Temperature difference

Registered target Turbine exhaust pressure (p)

จากสมการ 2.4 a เมื่อหา saturation temperature ได้แล้ว ค่า target Trubine exhaust pressure ได้มาจากการ interpolated จาก steam table หรือหาได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$\log p = 28.59051 - [\, 8.2 \log (273.16 + t_{sat}) \,] + [\, 0.0024804 (273.16 + t_{sat}) \,] - [3142.341 (273.16 + t_{sat})^{-1} \,]$$

4.3.1 การคำนวณหา Target Turbine Exhaust Pressure

Willan's Line Equation (จากผลการทดสอบ)

$H_s = a + (b * L_s)$ GJ/h

$H_s = 71.74 + (9.3324 * L_s)$ GJ/h

ตารางที่ 4.27 ค่า CW. Inlet Temp. และ Factor ที่คำนวณได้

t_a	Δt_t ^oC	t_m ^oC	F_a	F_m	U_b $kJ/m^2.S.^oC$	F_c	U_t $kJ/m^2.S.^oC$	LMTD ^oC
18	6.0	21.0	0.9980	0.91	4.0	0.9	3.2901	8.3986
20	6.0	23.0	1.0162	0.91	4.03	0.9	3.3501	8.2481
22	6.0	25.0	1.0336	0.91	4.03	0.9	3.4075	8.1093
24	6.0	27.0	1.0502	0.91	4.03	0.9	3.4622	7.9811
26	6.0	29.0	1.0660	0.91	4.03	0.9	3.5143	7.8628
28	6.0	31.0	1.0810	0.91	4.03	0.9	3.5638	7.7537
30	6.0	33.0	1.0952	0.91	4.03	0.9	3.6106	7.6532
32	6.0	35.0	1.1086	0.91	4.03	0.9	3.6547	7.5607
34	6.0	37.0	1.1212	0.91	4.03	0.9	3.6963	7.4757
36	6.0	39.0	1.1330	0.91	4.03	0.9	3.7352	7.3978
38	6.0	41.0	1.1440	0.91	4.03	0.9	3.7714	7.3267
40	6.0	43.0	1.1542	0.91	4.03	0.9	3.8051	7.2620

หมายเหตุ t_a = Actual Circulating Water Inlet Temperature (^oC)

Δt_t = Target Circulating Water Temperature rise (^oC)

t_m = Mean Temperature (^oC)

F_a = Correction Factor for Circulating Water Temperture

F_m = Correction Factor for Tube Material and Thickness

U_b = Standard Heat Transfer Coefficient

F_c = Condenser Performance Factor at Turbine MCR.

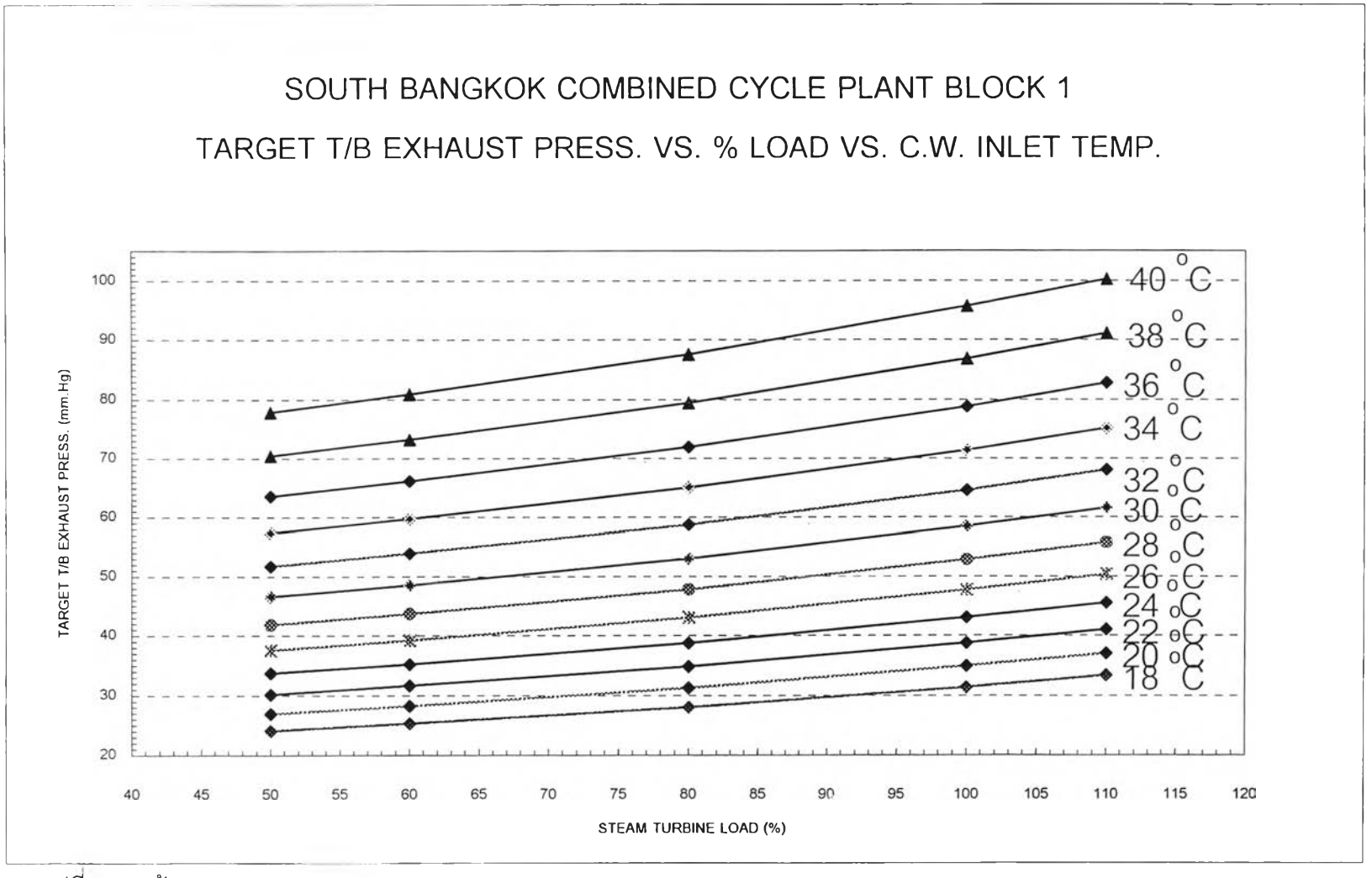
U_t = Corrected Heat Transfer Coefficient

LMTD = Log-mean Temperture Difference

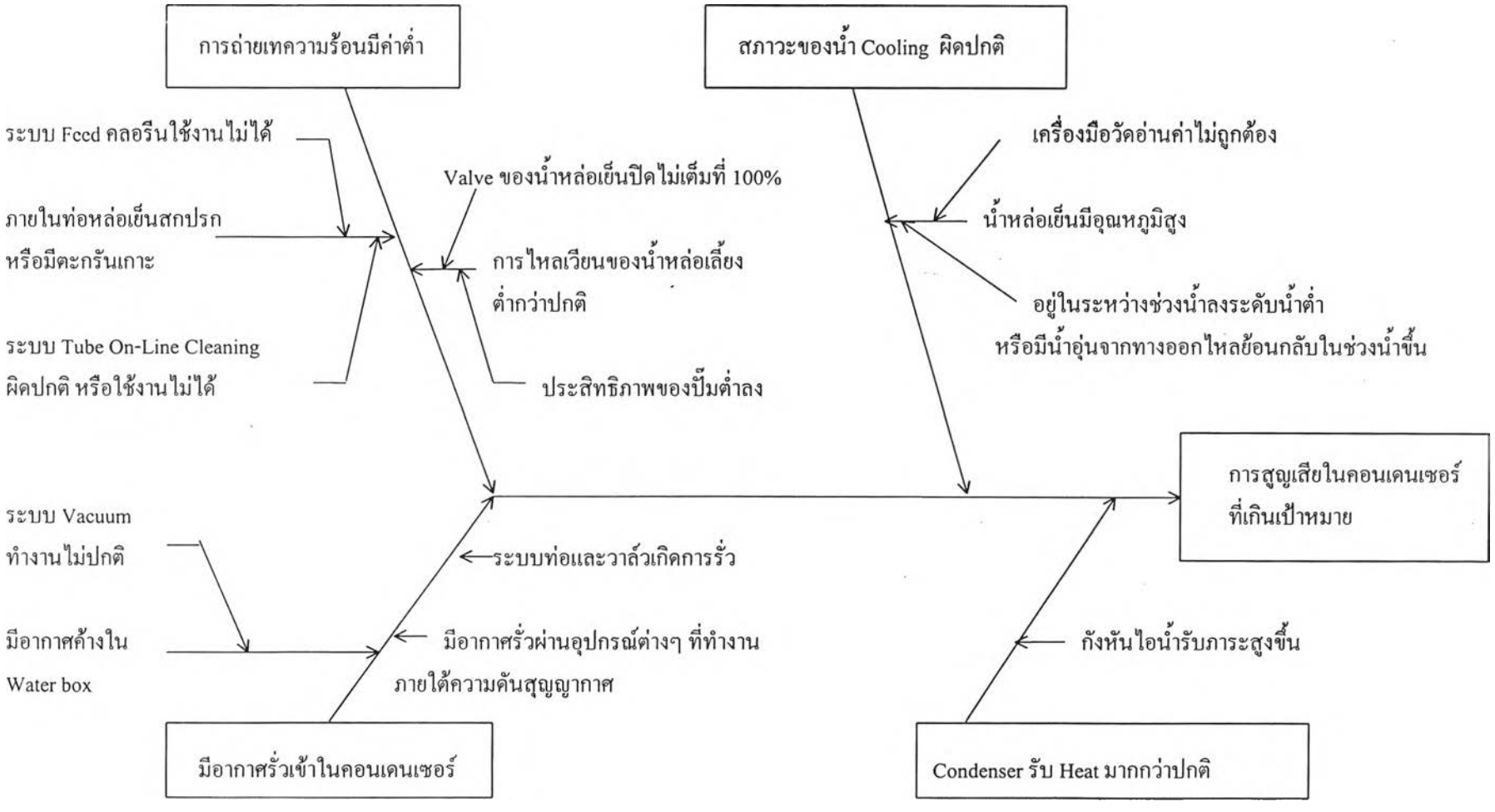
ตารางที่ 4.28 ผลคำนวณค่า Tsat & TARGET TURBINE EXHAUST PRESSURE

k_L	TURBINE LOAD (%)							
X 1000	40	50	60	70	80	90	100	110
S<10	0.552	0.616	0.685	0.758	0.834	0.915	1.000	1.090
S>10	0.596	0.648	0.707	0.771	0.841	0.917	1.000	1.086

			LOAD									
			50%		60%		80%		100%		110%	
			k_L = 0.616		k_L = 0.685		k_L = 0.834		k_L = 1.000		k_L = 1.090	
t_a	Δt_l	LMTD	t_{sat}	P	t_{sat}	P	t_{sat}	P	t_{sat}	P	t_{sat}	P
C	C	C	C	mm.Hg	C	mm.Hg	C	mm.Hg	C	mm.Hg	C	mm.Hg
18	6.0	8.399	25.240	24.092	26.051	25.279	27.802	28.017	29.753	31.369	30.810	33.328
20	6.0	8.248	27.151	26.971	27.952	28.264	29.682	31.241	31.609	34.876	32.653	36.996
22	6.0	8.109	29.069	30.157	29.861	31.565	31.571	34.801	33.476	38.742	34.509	41.037
24	6.0	7.981	30.994	33.678	31.777	35.210	33.469	38.727	35.353	43.000	36.375	45.483
26	6.0	7.863	32.924	37.563	33.700	39.230	35.375	43.051	37.241	47.683	38.252	50.370
28	6.0	7.754	34.860	41.844	35.629	43.657	37.288	47.806	39.137	52.825	40.139	55.732
30	6.0	7.653	36.801	46.555	37.563	48.525	39.208	53.028	41.041	58.465	42.035	61.609
32	6.0	7.561	38.747	51.731	39.503	53.872	41.135	58.756	42.953	64.644	43.939	68.044
34	6.0	7.476	40.698	57.411	41.448	59.735	43.068	65.031	44.873	71.404	45.851	75.079
36	6.0	7.398	42.652	63.635	43.397	66.157	45.006	71.897	46.799	78.792	47.771	82.762
38	6.0	7.327	44.611	70.447	45.351	73.181	46.950	79.399	48.732	86.855	49.697	91.143
40	6.0	7.262	46.573	77.893	47.309	80.856	48.899	87.586	50.670	95.646	51.631	100.275



รูปที่ 4.14 เป้าหมาย Turbine Exhaust pressure



รูปที่ 4.15 สาเหตุการสูญเสียพลังงานในคอนเดนเซอร์ ที่เกินเป้าหมาย