บทที่ 3
การพัฒนาระบบ

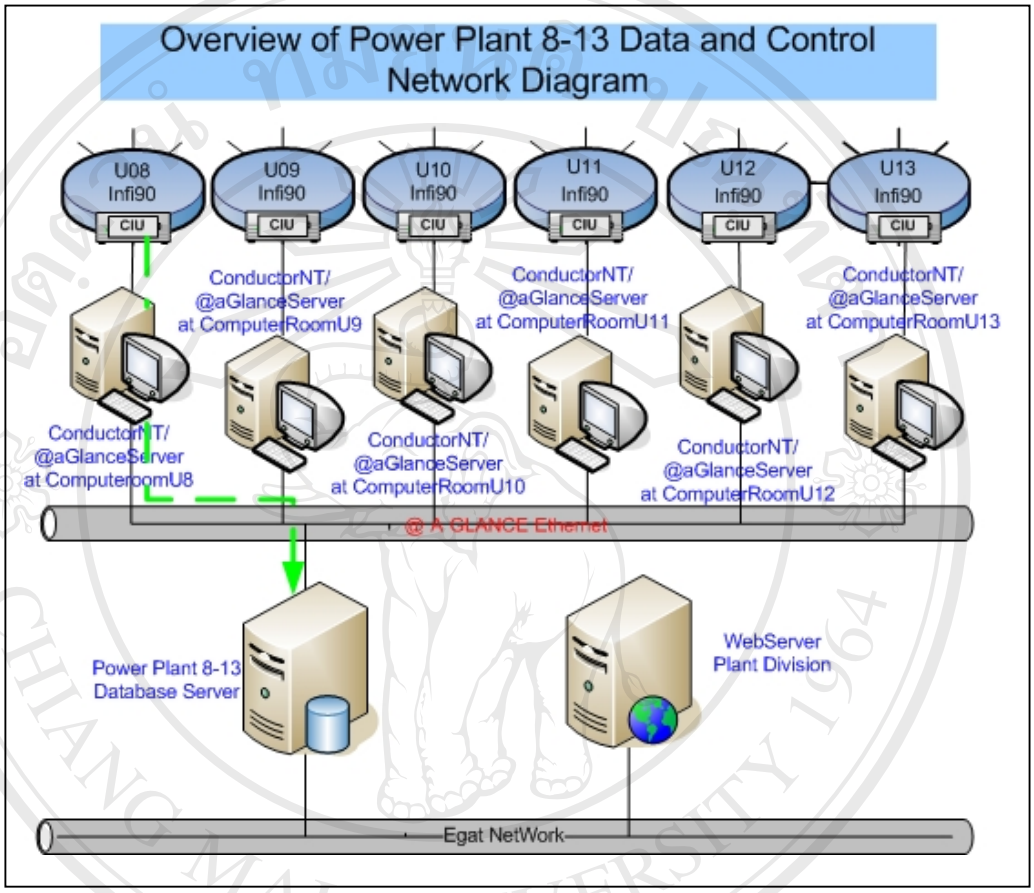
การวิเคราะห์ความสูญเสีย ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะใช้หลักการวิเคราะห์ตามมาตรฐานของ Central Electricity Generating Board (CEGB) ซึ่งเป็นลิขสิทธ์ที่จัดซื้อมาใช้งาน การวิเคราะห์ความสูญเสียฯแบบเดิมจะทำเดือนละหนึ่งครั้ง ทำให้เกิดปัญหาตามมา คือพนักงานเดินเครื่องผู้ซึ่งทำหน้าที่ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจะไม่ทราบข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับ ความสูญเสียในระหว่างการเดินเครื่อง จนกว่าจะครบ 1 เดือน ทำให้สูญเสียโอกาสการแก้ไขปัญหาเพื่อลดความสูญเสียอย่างใกล้ชิดและต่อเนื่อง การพัฒนาระบบวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่องในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า โรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 ผู้ศึกษาได้ทำตามขั้นตอนโดย เริ่มจากศึกษาวิธีการนำข้อมูลจากกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า มาจัดเก็บไว้ในฐานข้อมูล หลังจากนั้นออกแบบและจัดทำโปรแกรมการจัดเก็บข้อมูลที่เกิดจากกระบวนการผลิต ศึกษาวิธีการวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง ออกแบบและจัดทำระบบการวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง รายละเอียดแต่ละหัวข้อที่ศึกษามีดังต่อไปนี้

3.1 ศึกษาวิธีการนำข้อมูลที่เกิดจากกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้ามาจัดเก็บไว้ในฐานข้อมูล

โรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 แต่ละหน่วยผลิตจะมีระบบควบคุมกระบวนการผลิตแบบ DCS (Distribution Control System) มีชื่อทางการค้าคือ Infi-90 ข้อมูลของระบบต่างๆในกระบวนการผลิตจะอยู่ภายในเครือข่ายควบคุม (Control network) ของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งเป็นระบบปิด ไม่สามารถต่อเชื่อมได้โดยตรงกับเครือข่ายข้อมูลทั่วไป (LAN) ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะได้ จึงได้มีการติดตั้งอุปกรณ์ต่อเชื่อม (Control Interface Unit :CIU) เพื่อดึงข้อมูลออกมาจาก Control network นำมาเก็บไว้ที่ Database Server (@aGlance Server) ซึ่งจะอยู่ภายในห้องคอมพิวเตอร์ของแต่ละหน่วยผลิตโดยมีจำนวน Server ทั้งหมด 6 ตัว ต่อจากนั้นจะติดตั้ง Database server กลางเพื่อที่จะใช้เก็บข้อมูลที่มาจากทุกหน่วยผลิต โดยผ่านทางเครือข่ายอีเทอร์เน็ต (Ethernet) ซึ่งเป็นเครือข่ายที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้สำหรับผ่านข้อมูลฯจากเครือข่ายควบคุมสู่เครือข่ายทั่วไปของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

รูปแบบของเครือข่ายจะจัดแบบ Client-Server การเชื่อมต่อเครือข่ายข้อมูลดังแสดงตามรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 เครือข่ายข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 8-13

การดึงข้อมูลมาเก็บไว้ในฐานข้อมูลกลางจะใช้โปรแกรมวิชวลเบสิก (Visual Basic) เขียนโปรแกรมเพื่อดึงข้อมูลซึ่งเป็นตัวเลขมาจัดเก็บในฐานข้อมูลกลางวิธีการเก็บจะใช้หลักการวัดแนวโน้มเข้าสู่ส่วนกลาง (Measure of central tendency) ด้วยวิธีคำนวณแบบค่าเฉลี่ยเลขคณิต (Arithmetic mean) ซึ่งจะคำนวณหาค่ากลางจากผลรวมของข้อมูลทุกค่า (ชัชวาล เรืองประพันธ์; 2543) ข้อมูลจะถูกนำมาเก็บอย่างต่อเนื่องโดยอัตโนมัติเป็นค่าเฉลี่ยทุกนาที

ปริมาณข้อมูลที่อยู่ภายในระบบเครือข่ายควบคุมการผลิตจะมีประมาณ 8,000 ข้อมูล (Tags) แต่จะถูกดึงออกมาเก็บไว้ในฐานข้อมูลกลางของโรงไฟฟ้าทั้งหมด 400 ข้อมูล เพื่อใช้ในการจัดทำรายงาน ระบบสนับสนุนการตัดสินใจ และระบบวิเคราะห์ปัญหาเทคนิคอื่นๆของโรงไฟฟ้า สำหรับข้อมูลที่ใช้

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ในระบบวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 มีจำนวน 23 ข้อมูล ดังนี้

1) ความหนาแน่นของน้ำมัน
2) ค่าความร้อนของน้ำมัน
3) ราคาน้ำมัน
4) ราคาถ่านหิน
5) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สะสม
6) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวัน
7) พลังงานไฟฟ้าที่ใช้สะสม
8) พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อวัน
9) พลังงานที่ใช้แยกตาม Bus bar
10) พลังงานที่ใช้จากระบบส่ง
11. ปริมาณน้ำมันที่ใช้
12) ปริมาณถ่านที่ใช้
13) อุณหภูมิอากาศ ณ บรรยากาศ
14) อุณหภูมิของน้ำหล่อเย็น
15) ความดันของเครื่องควบแน่น
16) อุณหภูมิของไอน้ำจากไอน้ำหลัก
17) แรงดันของไอน้ำจากไอน้ำหลัก
18) อุณหภูมิน้ำก่อนเข้าหม้อน้ำ
19) อุณหภูมิของไอน้ำจากรีฮีท
20) อัตราการพ่นน้ำลดอุณหภูมิไอน้ำในท่อไอน้ำรีฮีท
21) เปอร์เซ็นต์ก๊าซออกซิเจน
22) อุณหภูมิของก๊าซร้อนที่ออกจากหม้อน้ำ
23) อุณหภูมิเฉลี่ยด้านท้ายของเครื่องอุ่นอากาศ

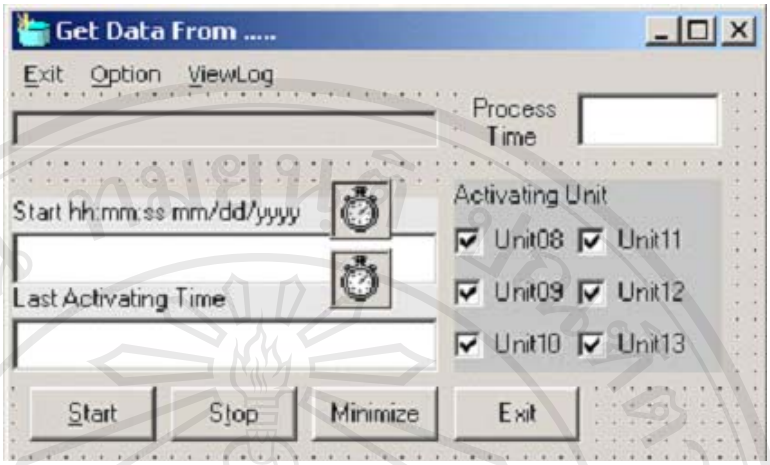
3.2 ออกแบบและจัดทำโปรแกรมการจัดเก็บข้อมูลที่เกิดจากกระบวนการผลิต

ตามรายละเอียดของการเชื่อมโยงระบบเครือข่ายดังที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.1 การออกแบบและจัดทำโปรแกรมจัดเก็บข้อมูลที่เกิดจากกระบวนการผลิต มีดังนี้

3.2.1 ออกแบบและเขียนโปรแกรมดึงข้อมูลจากกระบวนการผลิตมาเก็บไว้ในฐานข้อมูล

การดึงข้อมูลจากเครือข่ายควบคุมการผลิตจาก @aGlance server เข้ามาเก็บในฐานข้อมูลกลางของโรงไฟฟ้า จะใช้โปรแกรมวิชวลเบสิกอ่านข้อมูลโดยใช้ OCX (OLE custom control) ช่วยในการดึงข้อมูลจากฐานข้อมูลของ @aGlance server ดังแสดงในรูปที่ 3.2

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.2 แสดงส่วนติดต่อสำหรับการดึงข้อมูลจาก @a Glance server

ตัวอย่างของโปรแกรมที่ใช้ในการดึงข้อมูล มีรายละเอียดตามภาค ผนวก ก

3.2.2 การออกแบบฐานข้อมูล

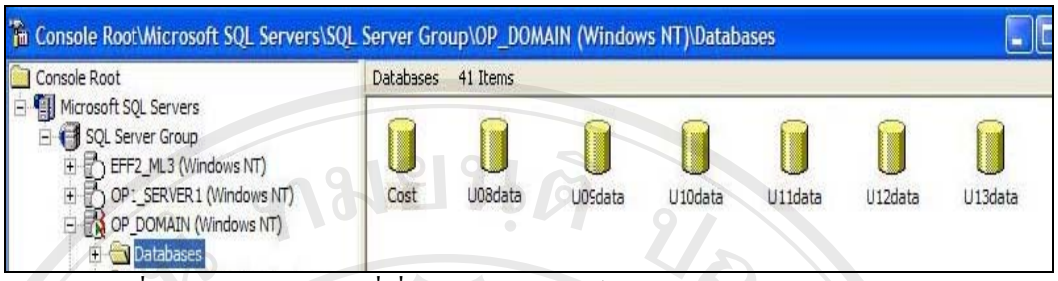
ในการออกแบบฐานข้อมูล ใช้โปรแกรมฐานข้อมูล SQL server 7 เป็นโปรแกรมจัดเก็บฐานข้อมูล สำหรับฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับความสูญเสียในกระบวนการผลิตจะแบ่งออกเป็นสองส่วน ส่วนแรก คือฐานข้อมูลที่ใช้เก็บข้อมูลที่นำไปใช้ร่วมกัน เช่น ราคาถ่านหิน ราคาน้ำมัน ส่วนที่สอง จะเป็นฐานข้อมูลที่เก็บข้อมูลเฉพาะแยกตามหน่วยผลิตที่ 8-13 ดังนั้นจึงมีฐานข้อมูลทั้งหมด 7 ฐานข้อมูล ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 แสดงรายชื่อฐานข้อมูลและรายละเอียดการจัดเก็บข้อมูล

ลำดับที่	ชื่อฐานข้อมูล	หมายเหตุ
1	cost	เก็บแฟ้มข้อมูลที่ใช้ร่วมกัน
2	U08data	เก็บแฟ้มข้อมูลโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 8
3	U09data	เก็บแฟ้มข้อมูลโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 9
4	U10data	เก็บแฟ้มข้อมูลโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 10
5	U11data	เก็บแฟ้มข้อมูลโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 11
6	U12data	เก็บแฟ้มข้อมูลโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 12
7	U13data	เก็บแฟ้มข้อมูลโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 13

ในรูปที่ 3.3 จะแสดงการสร้างฐานข้อมูลในโปรแกรม SQL server 7

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.3 แสดงฐานข้อมูลที่เกี่ยวกับการวิเคราะห์ความสูญเสียในกระบวนการผลิต

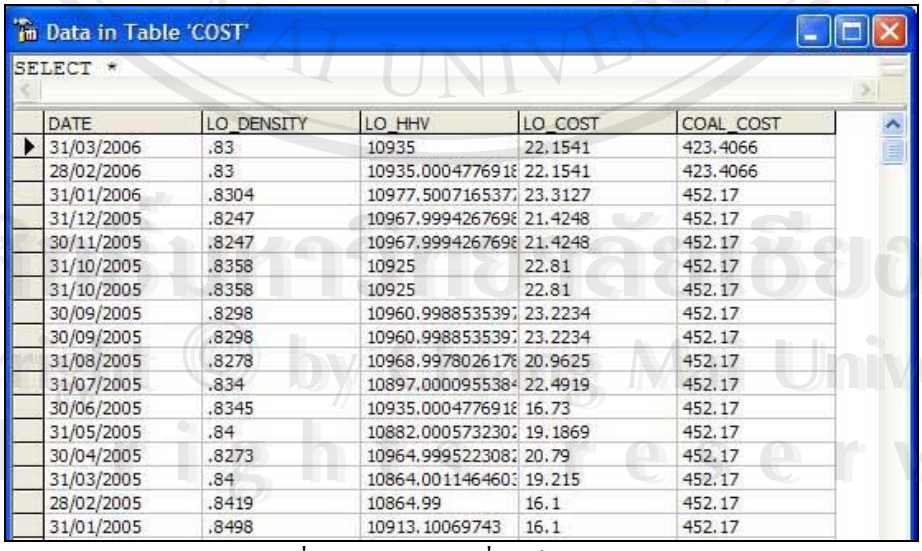
ฐานข้อมูลที่ใช้งานจะแบ่งออกออกเป็นสองกลุ่ม ได้แก่ ฐานข้อมูลที่สำหรับใช้ข้อมูลร่วมกัน และฐานข้อมูลของแต่ละหน่วยผลิต โดยมีตารางฐานข้อมูลที่สำหรับใช้ข้อมูลร่วมกัน คือ

-ชื่อตาราง: COST

ตารางที่ 3.2 แสดงรายละเอียดตารางข้อมูล COST

ชื่อเขตข้อมูล	คำอธิบาย	ชนิดข้อมูล	ความกว้าง
DATE	วันที่บันทึกข้อมูล	smalldatetime	4
LO_DENSITY	ความหนาแน่นของน้ำมัน	float	8
LO_HHV	ค่าความร้อนของน้ำมัน	float	8
LO_COST	ราคาน้ำมัน	float	8
COAL_COST	ราคาถ่านหิน	float	8

ตัวอย่างการเก็บข้อมูลที่ใช้ร่วมกันในตารางข้อมูลชื่อ COST แสดงตามรูปที่ 3.4



DATE	LO_DENSITY	LO_HHV	LO_COST	COAL_COST
31/03/2006	.83	10935	22.1541	423.4066
28/02/2006	.83	10935.000477691	22.1541	423.4066
31/01/2006	.8304	10977.500716537	23.3127	452.17
31/12/2005	.8247	10967.999426769	21.4248	452.17
30/11/2005	.8247	10967.999426769	21.4248	452.17
31/10/2005	.8358	10925	22.81	452.17
31/10/2005	.8358	10925	22.81	452.17
30/09/2005	.8298	10960.998853539	23.2234	452.17
30/09/2005	.8298	10960.998853539	23.2234	452.17
31/08/2005	.8278	10968.997802617	20.9625	452.17
31/07/2005	.834	10897.000095538	22.4919	452.17
30/06/2005	.8345	10935.000477691	16.73	452.17
31/05/2005	.84	10882.000573230	19.1869	452.17
30/04/2005	.8273	10964.999522308	20.79	452.17
31/03/2005	.84	10864.001146460	19.215	452.17
28/02/2005	.8419	10864.99	16.1	452.17
31/01/2005	.8498	10913.10069743	16.1	452.17

รูปที่ 3.4 แสดงข้อมูลที่จัดเก็บในตารางข้อมูล COST

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สำหรับตารางข้อมูลของแต่ละหน่วยการผลิตจะมีโครงสร้างเหมือนกัน โดยจะมีตารางข้อมูล 2 ตารางดังนี้

- ชื่อตาราง: GENCON

ตารางที่ 3.3 แสดงรายละเอียดตารางข้อมูล GENCON

ชื่อเขตข้อมูล	คำอธิบาย	ชนิดข้อมูล	ความกว้าง
DATE	วันที่บันทึกข้อมูล	smalldatetime	4
AT01	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สะสม	float	8
GRGEN	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวัน	float	8
BT01	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้สะสม	float	8
UNAUX	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อวัน	float	8
BCBD	พลังงานที่ใช้แยกตาม Bus bar	float	8
STSERV	พลังงานที่ใช้จากระบบส่ง	float	8
OIL	ปริมาณน้ำมันที่ใช้	float	8
COAL	ปริมาณถ่านที่ใช้	float	8

แสดงหน้าออกแบบของตารางข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 3.5

Design Table 'GENCON'

Column Name	Datatype	Length	Precision	Scale	Allow Nulls	Default Value
DATE	smalldatetime	4	0	0	☐	
AT01	float	8	53	0	☑	(0)
GRGEN	float	8	53	0	☑	(0)
BT01	float	8	53	0	☑	(0)
UNAUX	float	8	53	0	☑	(0)
BCBD	float	8	53	0	☑	(0)
STSERV	float	8	53	0	☑	(0)
OIL	float	8	53	0	☑	(0)
COAL	float	8	53	0	☑	(0)

รูปที่ 3.5 แสดงหน้าออกแบบของตารางข้อมูล GENCON

- ชื่อตาราง: STEP

ตารางที่ 3.4 แสดงรายละเอียดตารางข้อมูลSTEP

ชื่อเขตข้อมูล	คำอธิบาย	ชนิดข้อมูล	ความกว้าง
DATE	วันที่บันทึกข้อมูล	smalldatetime	4
TAIR	อุณหภูมิอากาศ ณ บรรยากาศ	float	8
TCW	อุณหภูมิของน้ำหล่อเย็น	float	8
PCOND	ความดันของเครื่องควบแน่น	float	8
TSH	อุณหภูมิของไอน้ำจาก Main steam	float	8

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 3.4 แสดงรายละเอียดตารางข้อมูล STEP (ต่อ)

PSH	แรงดันของไอน้ำจาก Main steam	float	8
TFW	อุณหภูมิน้ำก่อนเข้าหม้อน้ำ	float	8
TRH	อุณหภูมิของไอน้ำจาก Reheat steam	float	8
FRSH	อัตราการพ่นลดอุณหภูมิไอน้ำ	float	8
OXYGEN	เปอร์เซ็นต์ก๊าซออกซิเจน	float	8
TFG	อุณหภูมิของก๊าซร้อนที่ออกจากหม้อน้ำ	float	8
ACET	อุณหภูมิเฉลี่ยด้านท้ายของเครื่องอุ่นอากาศ	float	8

แสดงหน้าออกแบบของตารางข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 3.6

Design Table 'STEP'

Column Name	Datatype	Length	Precision	Scale	Allow Nulls	Default Value
DATE	smalldatetime	4	0	0	☐	
TAIR	float	8	53	0	☑	(0)
TCW	float	8	53	0	☑	(0)
PCOND	float	8	53	0	☑	(0)
TSH	float	8	53	0	☑	(0)
PSH	float	8	53	0	☑	(0)
TFW	float	8	53	0	☑	(0)
TRH	float	8	53	0	☑	(0)
FRHS	float	8	53	0	☑	(0)
OXYGEN	float	8	53	0	☑	(0)
TFG	float	8	53	0	☑	(0)
ACET	float	8	53	0	☑	(0)

รูปที่ 3.6 แสดงหน้าออกแบบของตารางข้อมูล STEP

ในรูปที่ 3.7 เป็นตัวอย่างของข้อมูลที่บันทึกลงในตารางข้อมูล STEP

Data in Table 'STEP'

```
SELECT *
```

DATE	TAIR	TCW	PCOND	TSH
08/02/2006	26.33	26.31	39.26	536.26
07/02/2006	27.32	26.15	39.2	535.36
06/02/2006	27.91	26.16	39.4	535.01
05/02/2006	26.51	26.42	39.71	534.32
04/02/2006	25.87	26.66	39.67	535.49
03/02/2006	26.55	26.37	39.39	538.71
02/02/2006	27.98	26	39.11	538.44
01/02/2006	26.63	25.62	39.15	538.78
31/01/2006	25.93	25.74	40.46	535.58
30/01/2006	25.57	25.7	40.08	536.4

รูปที่ 3.7 ตัวอย่างของข้อมูลที่บันทึกลงในตารางข้อมูล STEP

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางฐานข้อมูลดังกล่าวข้างต้น จะรองรับข้อมูลจากกระบวนการผลิต 2 ลักษณะด้วยกัน คือ ตารางข้อมูล COST และ GENCON จะรองรับข้อมูลที่ไม่สามารถต่อเชื่อมอัตโนมัติกับเครือข่ายควบคุมได้โดยตรงจำเป็นป้อนจากพนักงานเดินเครื่อง อีกส่วนหนึ่งคือตารางข้อมูล STEP ซึ่งข้อมูลจาก@aGlance server จะถูกบันทึกอย่างอัตโนมัติลงในตาราง

3.3 ศึกษาวิธีการวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง

โรงไฟฟ้าที่เริ่มเดินเครื่องหลังจากสร้างโรงไฟฟ้าเสร็จใหม่ๆ จะมีการตรวจวัดสมรรถนะ (Performance test) โดยฝ่ายควบคุมประสิทธิภาพ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูลจะถูกนำไปป้อนเข้าสู่สูตรที่กำหนดไว้เพื่อหาค่าเป้าหมายของดัชนีที่ใช้บ่งชี้ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง ในหัวข้อต่างๆที่ถูกกำหนดไว้ หรือเป็นค่าเป้าหมายที่กำหนดโดยบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์ หรือระบบนั้นๆ ตามวิธีการของ CEGB และเมื่อต้องการรู้ว่าการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในช่วงใดๆเกิดความสูญเสียขึ้นหรือไม่ ก็จะนำข้อมูลในช่วงเวลานั้นมาป้อนเข้าสู่สูตรคำนวณ ผลลัพธ์ที่ได้จะนำไปเปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายที่กำหนดไว้ ค่าเบี่ยงเบนที่ได้ก็คือความสูญเสียที่เกิดขึ้น หากมีค่าเป็นลบจะหมายถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นๆ ใช้พลังงานความร้อนในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามากกว่าที่ควรจะเป็น และถ้ามีค่าเป็นบวกจะหมายถึงการเดินเครื่องช่วงเวลานั้นมีประสิทธิภาพมากกว่าเกณฑ์กำหนด

ความสูญเสียในกระบวนการผลิตเกิดขึ้นที่ 2 ระบบหลัก คือหม้อน้ำและกังหัน ดังมีรายละเอียดของความสูญเสียในบทที่ 2 ในส่วนที่ผู้ศึกษา เลือกดัชนีบ่งชี้มาจัดทำระบบวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง มีทั้งหมด 8 หัวข้อ ซึ่งได้แก่

1) ความสูญเสียจากแรงดันด้านที่เครื่องควบแน่น
2) ความสูญเสียจากอุณหภูมิของไอน้ำหลัก
3) ความสูญเสียจากแรงดันของไอน้ำหลัก
4) ความสูญเสียจากอุณหภูมิของไอน้ำที่รีฮีท
5) ความสูญเสียจากการพ่นน้ำที่ท่อรีฮีท
6) ความสูญเสียจากอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำ
7) ความสูญเสียจากอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่อง
8) ความสูญเสียจากก๊าซออกซิเจนส่วนเกิน

เนื่องจากในหัวข้ออื่นนอกเหนือจากนี้ ข้อมูลที่จะใช้ในการวิเคราะห์ความสูญเสียไม่สามารถจัดหาได้อย่างต่อเนื่อง และมีความยุ่งยากในการเตรียมข้อมูล เช่น ข้อมูลผลการวิเคราะห์คุณสมบัติของถ่านหินลิกไนต์อย่างละเอียด หรือบางอย่างไม่สามารถตรวจวัดได้ เช่น ความสูญเสียจากการแผ่รังสี เป็นต้น

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

วิธีการคำนวณหาความสูญเสียตามหัวข้อต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น จำเป็นต้องรู้วิธีตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีบ่งชี้แต่ละตัวก่อน เมื่อได้ค่าเป้าหมายแล้วก็จะสามารถนำค่าเป็นจริง (Actual value) มาคำนวณเปรียบเทียบได้ การศึกษาในหัวข้อนี้มีจะศึกษาวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีบ่งชี้ความสูญเสียแต่ละหัวข้อ หลังจากนั้นศึกษาวิธีการคำนวณหาความสูญเสียของแต่ละหัวข้อ ดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.3.1 ศึกษาวิธีการตั้งค่าเป้าหมายของดัชนีบ่งชี้ความสูญเสียแต่ละหัวข้อ

ในการคำนวณหาค่าเป้าหมาย จำเป็นต้องใช้ข้อมูลที่เป็นเฉพาะของแต่ละหน่วยผลิต ในการศึกษานี้ ผู้ศึกษาเลือกใช้ข้อมูลของหน่วยผลิตที่ 8 เป็นตัวอย่างสำหรับการศึกษา ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับกราฟ 2 แบบ แบบแรกเรียกว่า กราฟเป้าหมาย หมายถึงเป้าหมายการเดินเครื่องที่ควรจะเป็นไปตามเกณฑ์กำหนด ณ สภาวะการเดินเครื่องในขณะนั้นๆแบบที่สอง เรียกว่า กราฟองค์ประกอบการแก้ไข (Correction factor) เป็นกราฟที่จะหาความแตกต่างระหว่างค่าที่ควรจะเป็นกับค่าที่เป็นจริงในขณะนั้น รายละเอียดการการตั้งค่าเป้าหมายแต่ละหัวข้อมีดังต่อไปนี้

1) เป้าหมายแรงดันด้านที่เครื่องควบแน่น (Target condenser back pressure)

แรงดันด้านที่เครื่องควบแน่น หรืออีกชื่อหนึ่งเรียกว่าแรงดันส่วนท้ายของกังหัน (Turbine exhaust pressure) เป็นแรงดันใน เครื่องควบแน่น ที่เหมาะสมกับสภาวะกับกำลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (Load) กับอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็น (Cooling water temperature) ที่ไหลมาจากหอระบายความร้อนค่าของ เป้าหมายแรงดันด้านที่เครื่องควบแน่น ขึ้นอยู่กับตัวแปรดังนี้

-Turbine load

-Cooling water inlet temperature

-Cooling water quantity and pumping power requirement

-Condenser design

-Operation limitation on exhaust pressure

วิธีการคำนวณหาค่าเบี่ยงเบน จะต้องใช้การคำนวณจากค่าเป้าหมาย 2 ขั้นตอน คือเปรียบเทียบกับเป้าหมายแรงดันด้านที่เครื่องควบแน่นและนำผลลัพธ์ที่ได้ไปหาค่าจากกราฟเป้าหมายองค์ประกอบการแก้ไขแรงดันส่วนท้ายของกังหัน ค่าเป้าหมายแรงดันด้านที่เครื่องควบแน่นที่แสดงในตาราง หรือเป็นกราฟ จะครอบคลุมทั้งค่ากำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นโดย กำลังงานไฟฟ้าที่ผลิต จะครอบคลุมตั้งแต่ 30-110 เปอร์เซ็นต์ ของค่าพิกัดสูงสุดการเดินเครื่องกังหันอย่างต่อเนื่อง และค่าอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นต้องครอบคลุมได้ทุกฤดูกาลตั้งแต่อากาศเย็นสุดถึงร้อนสุดในการหาค่าเป้าหมายแรงดันด้านที่เครื่องควบแน่นจำเป็นต้องทราบ คุณสมบัติของเครื่องควบแน่นซึ่งมีดังต่อไปนี้

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 3.5 แสดงคุณสมบัติของเครื่องควบแน่น

Type	Surface
Cooling surface	19,295 m^2
Cooling tubes : Outer diameter	23 mm
Cooling tubes : Wall thickness	0.889 mm
Cooling tubes : Number	26,704 Tube
Cooling tubes : Material	70-30 Cu-Ni
Effective tube length	1,000 mm
Number of water passes	2
Shell side	Full vacuum ~ 1.034 bar(g)
Tube side	5.5 bar(g)

ในการหาค่าองค์ประกอบการแก้ไขแรงดันส่วนท้ายของกังหัน ซึ่งเป็นค่าเป้าหมายที่จะนำค่าจริงในปัจจุบันไปเปรียบเทียบค่าความเบี่ยงเบน จำเป็นต้องทราบตัวแปรสำคัญต่างๆดังต่อไปนี้

1.1) มาตรฐานของอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นที่เพิ่มขึ้น ณ ค่าพิกัดสูงสุดการเดินเครื่องกังหันอย่างต่อเนื่อง (Standard cooling water temperature rise at specified MCR (ΔT_S))

ΔT_S เป็นค่าที่ได้จากการคำนวณโดยนำข้อมูลมาจากการทดสอบสมรรถนะโรงไฟฟ้ามาเข้าสมการ สมดุลความร้อน คือ

$$Temperature\ Rise \times Specific\ Heat \times Mass\ Flow = Turbine\ Heat\ Consumption - Work\ done(including\ Losses)$$

$$Temperature\ Rise = \frac{Turbine\ Heat\ Consumption - Work\ done(including\ Losses)}{Specific\ Heat \times Mass\ Flow}$$

$$\Delta T_S = \frac{H_S - 3.6K_1L_S}{K_2G_S} \times 10^3$$

โดยที่

H_S = Basic turbine heat consumption

L_S = Specific turbine load

G_S = Standard cooling water flow

K_1 = Correction factor covering the electrical, mechanical and radiation losses of the turbine-generator

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

Specified MCR	<31 MW	31-60 MW	61-120 MW	121-200 MW	201-350 MW	>350 MW
K_1	1.035	1.025	1.022	1.02	1.018	1.017

K_2 = Constant which takes into account the density and specific heat of the cooling water $= 3.6 x \rho x c_p$;

ρ = Density of cooling water

c_p = Specific heat of cooling water

หรือใช้ค่า

K_2 = 15,050 kJ/m^3-^{o}C สำหรับน้ำจืด

K_2 = 14,800 kJ/m^3-^{o}C สำหรับน้ำกร่อย

K_2 = 14,750 kJ/m^3-^{o}C สำหรับน้ำทะเล

ผลที่ได้คือ

$H_S = 144.194+7.3307L=144.194+ (7.3307x300.41)=2346.41$ GJ/h

L_S = 300.41 MW

G_S = 8.9 m^3/s (by Ultrasonic flow meter)

K_1 = 1.018

K_2 = 15072 kJ/m^3-^{o}C

$$\therefore \Delta T_S = \left(\frac{2346.41 - 3.6 \times 1.018 \times 300.41}{15072 \times 8.9} \right) \times 10^3$$

$$= 9.285 \quad ^O C$$

1.2) เป้าหมายอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นที่เพิ่มขึ้น ณ ค่าพิกัดสูงสุดการเดินเครื่องกังหันอย่างต่อเนื่อง (ΔT_t)

สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีการไหลของน้ำหล่อเย็นคงที่ ค่าเป้าหมายอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นที่เพิ่มขึ้น ณ ค่าพิกัดสูงสุดการเดินเครื่องกังหันอย่างต่อเนื่อง จะมีค่าเท่ากับ มาตรฐานของอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นที่เพิ่มขึ้น ณ ค่าพิกัดสูงสุดการเดินเครื่องกังหันอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น

$$\Delta T_t = \Delta T_S = 9.285 \ ^oC$$

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

1.3) สัมประสิทธิ์แก้ไขการถ่ายเทความร้อน (Corrected heat transfer coefficient (U_t))

เป็นค่าสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนของเครื่องควบแน่น แต่เนื่องจากเครื่องควบแน่นเป็นอุปกรณ์ถ่ายเทความร้อนขนาดใหญ่ จึงมีตัวแปรหลายตัวที่แปรผันค่าอยู่ตลอดเวลา จึงต้องมีการแก้ไขค่า ตามสมการ

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

U_b = Standard heat transfer coefficient

F_a = Correction factor for cooling water temperature

F_m = Correction factor for tube material & Thickness

F_c = Condenser performance factor at turbine MCR

โดยที่

1.3.1) มาตรฐานสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน (Standard heat transfer coefficient (U_b))

เป็นค่าสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนที่แปรผันไปตามความเร็วเฉลี่ยของน้ำหล่อเย็นที่ไหลในท่อภายในเครื่องควบแน่นซึ่งการหา มาตรฐานสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน จะหาได้จากสมการ

$$U_b = 2.559\sqrt{V_c} \qquad kJ/m^2.s.^oC$$

และ ความเร็วเฉลี่ยของน้ำหล่อเย็นในเครื่องควบแน่น จะหาได้จากสมการ

$$V_c = \frac{4000 \times G_s \times N_p \times d_o \times l}{(d_o - 2t_w)^2 \times S} \times \frac{\Delta T_s}{\Delta T_t} \qquad m/s$$

G_s = Standard Flow m^3/s

N_p = Number of CW. passes

d_o = Outside diameter of condenser tube mm.

l = Overall lenght of condenser tube m.

t_w = Wall thickness of condenser tube mm.

S = Design surface area of condenser tube m^2

ΔT_s = Standard CW.Temp.Rise ^oC

ΔT_t = Target CW.Temp.Rise ^oC

ผลที่ได้คือ

$G_S = 8.9\ m^3/s$ $N_P = 2$ $D_O = 23$ mm. $l = 10$ m. $t_W = 0.889$ mm. $S = 19295\ m^2$

$$\therefore V_c = \frac{4000 \times 8.9 \times 2 \times 23 \times 10}{(23 - 2 \times 0.889)^2 \times 19295} = 1.8845 \qquad m/s$$

$$U_b = 2.559\sqrt{1.8845} = 3.5129 \qquad kJ/m^2.s.^oC$$

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

1.3.2) องค์ประกอบสมรรถนะของเครื่องควบแน่น ณ ค่าพิกัดสูงสุดการเดินเครื่องกังหันอย่างต่อเนื่อง (Condenser performance factor at turbine MCR (F_C))

ในการหาค่าองค์ประกอบสมรรถนะของเครื่องควบแน่น หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าค่าองค์ประกอบความสะอาด (Cleanliness factor) สามารถหาได้จากการทดสอบสมรรถนะของเครื่องควบแน่น โดยที่เครื่องควบแน่นต้องอยู่ในสภาพสะอาด สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 มีค่าองค์ประกอบความสะอาด เท่ากับ 0.85

1.3.3) องค์ประกอบแก้ไขสำหรับวัสดุและความหนา (Correction factor for tube material & thickness (F_m))

ค่า F_m สำหรับวัสดุท่อ (Tube material) และความหนาได้กำหนดไว้ในตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 แสดง Reference code

Code	Tube Material	Typical Composition
1	Brass Admiralty Brass Yorcalbro(Al. Brass) Arsenical Copper Kingston Brass	70 Cu 30 Zn 70 Cu 29 Zn 1 Sn 70 Cu 22 Zn 2 Al Cu with approx 0.5 As
2	Aluminium Brass(60/40) Munts Metal	Approx. 60 Cu 40 Zn 2 Al 60 Cu 40 Zn
3	Aluminium Brass 90-10 Copper Nickel	90-95 Cu 10-5 Al
4	70-30 Copper Nickel Yorcoron ICI Cupro-Nickel	66 Cu 30 Ni 2 Fe 2 Mn 68 Cu 30 Ni 1 Fe 1 Mn
5	Titanium	

ตารางที่ 3.7 แสดง Tube Wall Gauge (SWG)

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

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 3.8 แสดง Correction factor (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	1.000
4	0.688	0.724	0.760	0.796	0.832	0.868	**0.904**	0.940	0.076
5	0.630	0.665	0.700	0.735	0.770	0.805	0.840	0.075	0.910

สำหรับเครื่องควบแน่นโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 วัสดุท่อ เป็น 70-30 Copper Nickel ซึ่งจัดอยู่ใน Code 4 และมีความหนาของ Condenser tube 0.889 mm. จะได้ค่า Tube Wall Gauge ประมาณ 20 SWG เพราะฉะนั้นองค์ประกอบแก้ไขสำหรับวัสดุและความหนาจะมีค่าเท่ากับ 0.904

1.3.4) องค์ประกอบแก้ไขสำหรับอุณหภูมิน้ำหล่อเย็น (Correction factor for cooling water temperature (F_a))

เป็นค่าแก้ไขอุณหภูมิน้ำหล่อเย็น โดยหาได้จากสมการ

$$F_a = 0.7586 + (0.0135)t_m - (0.0001)t_m^{\,2}$$

$$t_m = t_a + \frac{\Delta T_t}{2} \qquad {}^oC$$

t_m = *Mean Cooling Water Temperature*

t_a = *Actual Inlet Cooling Water Temperature*

ΔT_t = *Target Cooling Water Temperature Rise*

จากข้อมูลที่หาค่ามาจะทำให้สามารถหาสัมประสิทธิ์แก้ไขการถ่ายเทความร้อน โดยมีค่าครอบคลุมตั้งแต่อุณหภูมิน้ำหล่อเย็น 20 องศาเซลเซียส ถึง 36 องศาเซลเซียส ได้ดังตาราง 3.9

ตารางที่ 3.9 แสดง Corrected heat transfer coefficient (U_t)

Inlet CW.temp.(t_a)	G_S	ΔT_t	t_m	F_a	F_m	U_b	F_c	U_t
20	8.9	9.285	24.6425	1.03055	0.904	3.5129	0.85	2.7818
22	8.9	9.285	26.6425	1.04729	0.904	3.5129	0.85	2.8270
24	8.9	9.285	28.6425	1.06323	0.904	3.5129	0.85	2.8700
26	8.9	9.285	30.6425	1.07838	0.904	3.5129	0.85	2.9109

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 3.9 แสดง Corrected heat transfer coefficient (U_t) (ต่อ)

28	8.9	9.285	32.6425	1.09272	0.904	3.5129	0.85	2.9496
30	8.9	9.285	34.6425	1.10626	0.904	3.5129	0.85	2.9862
32	8.9	9.285	36.6425	1.11901	0.904	3.5129	0.85	3.0205
34	8.9	9.285	38.6425	1.13095	0.904	3.5129	0.85	3.0528
36	8.9	9.285	40.6425	1.14209	0.904	3.5129	0.85	3.0829

สำหรับค่าเป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน หามาจากการประเมินค่าอุณหภูมิอิ่มตัวของไอน้ำส่วนท้ายของกังหัน (T_{sat}) แล้วใช้ตารางไอน้ำ เปลี่ยนค่าอุณหภูมิอิ่มตัวของไอน้ำส่วนท้ายของกังหัน มาเป็นค่าแรงดันส่วนท้ายของกังหัน ซึ่งค่านี้ก็คือค่า เป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน หรือ เป้าหมายแรงดันต้านที่เครื่องควบแน่น สมการในการหาค่า T_{sat} คือ

$$T_{sat} = T_a + \left[\frac{K_L \times \Delta T_t}{1 - \exp . \left(\frac{-\Delta T_t}{LMTD} \right)} \right]$$

$K_L = Correction\ to\ saturation\ temperatur\ e\ for\ load\ other\ specified\ MCR.$

ตารางที่ 3.10 แสดงค่า K_L

Turbine Load	Factor K_L	
% of specified MCR	S<10000 m^2	S>10000 m^2
110	1.09	1.086
100	1	1
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

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

$LMTD = Logarithmic\ Mean\ Temperature\ Difference$

$$LMTD = \frac{K_3 \times G_S \times \Delta T_S}{U_t \times S}$$

$K_3 = CW.Density\ \&\ Specific\ Heat\ Factor = \rho C_p = 1000 \times 4.1868 = 4186.8\, kJ/m^3.^O C$

$G_S = S\tan dard\ CW\ Flow \qquad m^3/s$

$U_t = Corrected\ Heat\ Transfer\ Coefficient \qquad kJ/m^2.s.^O C$

$S = Design\ Cooling\ Surface\ Area \qquad m^2$

$\Delta T_S = S\tan dard\ CW.Temp.Rise \qquad ^o C$

ในกรณีที่ไม่ใช้ตารางไอน้ำในการเปลี่ยนอุณหภูมิอิ่มตัวของไอน้ำส่วนท้ายของกังหัน เป็นแรงดันส่วนท้ายของกังหัน สามารถเปลี่ยนอุณหภูมิอิ่มตัวเป็นแรงดัน ได้โดยใช้สมการ

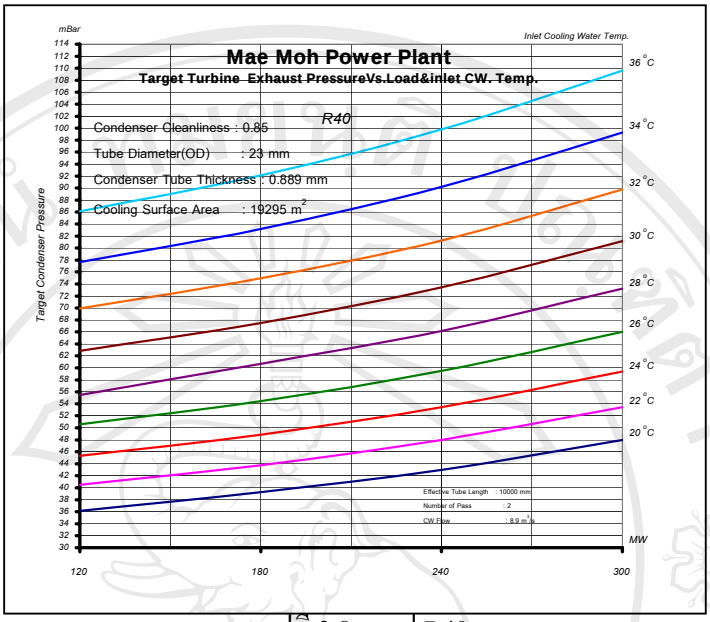
$$\log p = 28.59051 - [8.2\log(273.15 + T_{sat})] + [0.0024804\,(273015 + T_{sat})] - [3142.31(273.15 + T_{sat})]$$

ตารางที่ 3.11แสดงค่า Target turbine exhaust pressure

			100% Load		80% Load		60% Load		40% Load	
			K_L=1.00		K_L=0.841		K_L=0.707		K_L=0.596	
Inlet CW. Temp.	LMTD	T_t	T_{SAT}	P	T_{SAT}	P	T_{SAT}	P	T_{SAT}	P
^{o}C	^{o}C	^{o}C	^{o}C	mBar	^{o}C	mBar	^{o}C	mBar	^{o}C	mBar
20	6.4460	9.285	32.166	48.002	30.232	42.986	28.602	39.28	27.251	36.170
22	6.3429	9.285	34.080	53.420	32.159	47.975	30.540	43.751	29.199	40.521
24	6.2478	9.285	36.000	59.400	34.092	53.45	32.484	48.846	31.152	45.300
26	6.1601	9.285	37.927	65.992	36.031	59.499	34.432	54.47	33.108	50.605
28	6.0792	9.285	39.860	73.207	37.974	66.134	36.385	60.687	35.069	65.440
30	6.0048	9.285	41.799	81.132	39.923	73.44	38.342	67.478	37.032	62.844
32	5.9364	9.285	43.742	89.788	41.875	81.259	40.302	74.944	38.999	69.910
34	5.8737	9.285	45.691	99.279	43.832	90.208	42.266	83.163	40.968	77.648
36	5.8164	9.285	47.645	109.618	45.793	99.789	44.233	92.099	42.940	86.124

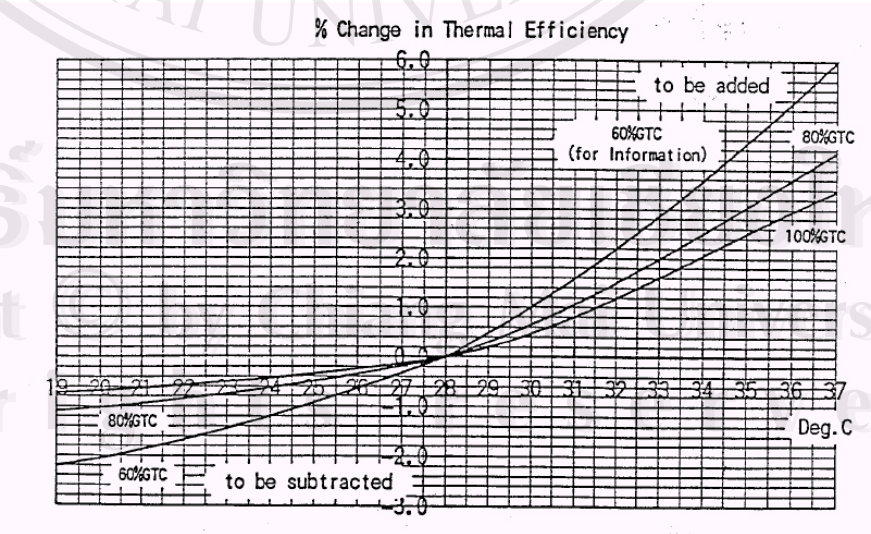
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

จากข้อมูลในตาราง สามารถนำไปเขียนกราฟเป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน ได้ดังนี้



รูปที่ 3.8 กราฟ R40

จากกราฟ R40 ทำให้สามารถหาค่า เป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน ที่อุณหภูมิน้ำหล่อเย็นค่าต่างๆ ได้ สำหรับค่าองค์ประกอบการแก้ไขแรงดันส่วนท้ายของกังหัน หลังจากที่ทราบค่าเป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน ที่อุณหภูมิน้ำหล่อเย็นค่าต่างๆ แล้วสิ่งที่ต้องทราบต่อไปคือตัวเลขความสูญเสียที่เกิดขึ้นเมื่อค่าแรงดันส่วนท้ายของกังหันไม่เป็นตามเป้าที่ตั้งไว้ วิธีการหาจะได้มาจาก Correction curve ของกังหัน ซึ่งจะได้มาจากบริษัทผู้ผลิต สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 บริษัทผู้ผลิตคือ FUJI ได้ให้ Correction curve ดังแสดงในรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 %Change in thermal efficiency

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

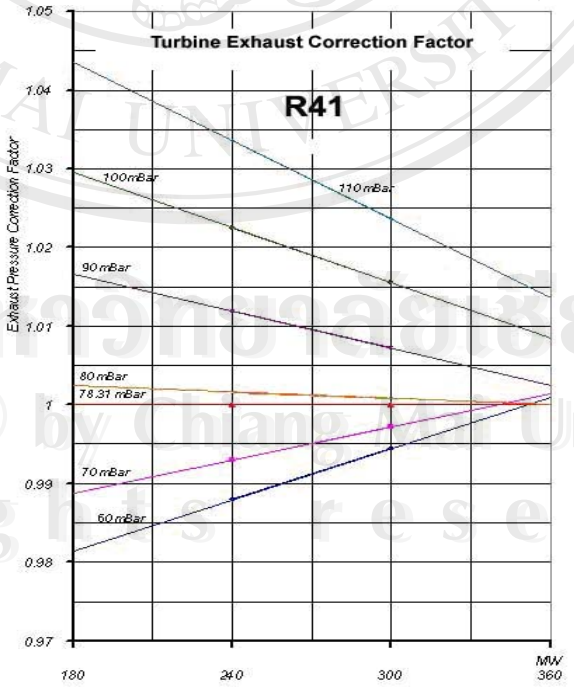
จากกราฟแสดงให้เห็นถึงเปอร์เซ็นต์การเปลี่ยนแปลงของ Plant thermal efficiency เมื่ออุณหภูมิน้ำหล่อเย็น ก่อนเข้าเครื่องควบแน่นเปลี่ยนแปลงไป ณ กำลังผลิตไฟฟ้าค่าต่างๆ จากกราฟนี้จะทำให้เราสามารถนำเอาตัวเลขที่ได้ไปคำนวณหาองค์ประกอบการแก้ไข (Correction factor) เพื่อคำนวณความสูญเสียออกมาเป็นตัวเลขต่อไป สูตรที่ใช้ในการหาองค์ประกอบการแก้ไข คือ

$$Correction\ \ Factor\ \ = 1 + \frac{\%Chage\ \ in\ Thermal\ \ \ Efficiency}{100}$$

ตารางที่ 3.12 แสดงค่า Turbine exhaust pressure correction factor

Exhaust Pressure (mBar)	100%Load			80%Load		
	CWInlet(°C)	Eff.$_{TB}$(%)	Corr. Factor	CW Inlet(°C)	Eff.$_{TB}$(%)	Corr. Factor
60	22.84	-0.55	0.9945	25.03	-1.2	0.988
70	25.81	-0.28	0.9972	27.89	-0.7	0.993
78.31	28	0.00	1.00	30.10	0.00	1.00
80	28.4	0.08	1.0008	30.54	0.16	1.0016
90	30.72	0.72	1.0072	32.84	1.19	1.0119
100	32.82	1.55	1.0155	34.93	2.25	1.0225
110	34.74	2.36	1.0236	36.84	3.36	1.0336

จากตารางที่ได้จึงไปสร้างกราฟR41

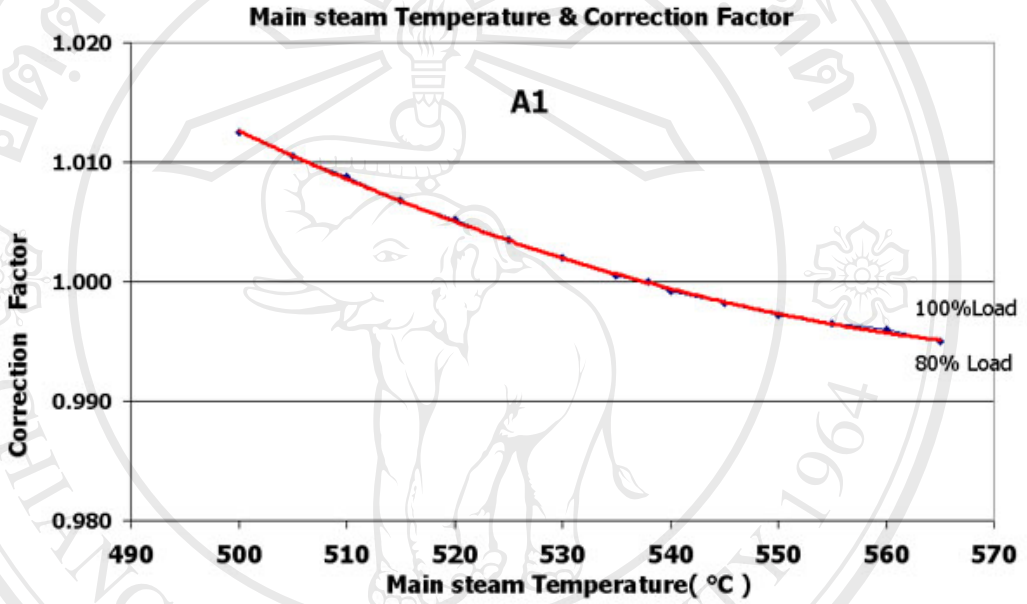


รูปที่ 3.10 กราฟ R41

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

2) เป้าหมายอุณหภูมิไอน้ำหลัก

ค่าเป้าหมายของอุณหภูมิไอน้ำหลักที่เข้าไปในกังหันส่วนแรกโดยกำหนดไปตามค่าการออกแบบกังหัน สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 ทางบริษัทผู้ผลิตกำหนดไว้ที่ 538 องศาเซลเซียส ส่วนกราฟองค์ประกอบการแก้ไข สำหรับหาค่าความแตกต่างระหว่างเป้าหมายกับ ค่า จริงแสดงดังรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 กราฟ A1

ณ ค่าอุณหภูมิ 538 องศาเซลเซียส ค่าองค์ประกอบการแก้ไขมีค่าเท่ากับ 1 การหาค่าเบี่ยงเบน ทำได้โดยนำค่า อุณหภูมิไอน้ำหลักจริงในปัจจุบัน นำมาหาค่าองค์ประกอบการแก้ไขจากกราฟ ค่าที่แตกต่างจาก 1 ก็คือค่าความสูญเสียที่เพิ่มขึ้น

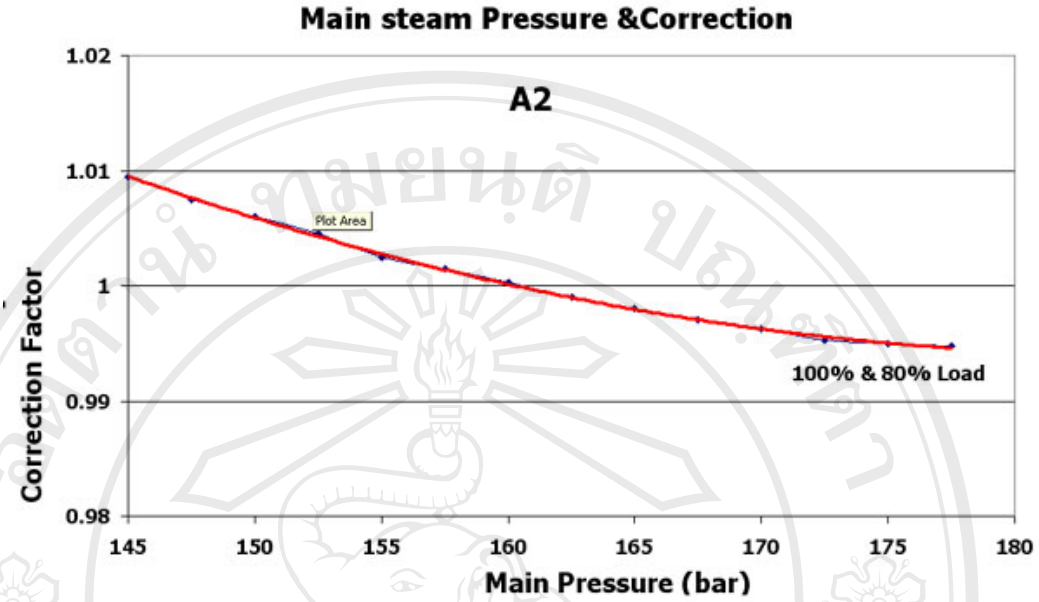
3) เป้าหมายแรงดันไอน้ำหลัก

เป็นค่าเป้าหมายของแรงดันของไอน้ำหลักที่เข้าไปในกังหันส่วนแรกโดยกำหนดไปตามค่าการออกแบบกังหันของบริษัทผู้ผลิต สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 ทางบริษัทผู้ผลิตกำหนดไว้ที่ 160 บาร์ และกำหนดให้ค่าองค์ประกอบการแก้ไขมีค่าเท่ากับ 1 สำหรับกราฟองค์ประกอบการแก้ไข จะหาได้จากสมการ

$$Correction\ Factor = 1 + \frac{\%Chage\ in\ Thermal\ Efficiency}{100}$$

นำไปเขียนกราฟได้ดังแสดงในรูปที่ 3.12

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

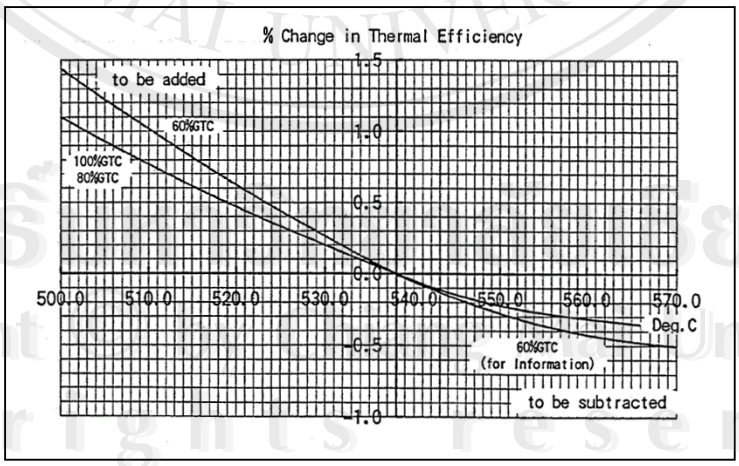


รูปที่ 3.12 กราฟ A2

การหาค่าเบี่ยงเบน ทำได้โดยนำค่าแรงดันไอน้ำหลักจริงในปัจจุบันนำมาหาค่าองค์ประกอบการแก้ไขจากกราฟ ค่าที่แตกต่างจาก 1 ก็คือค่าความสูญเสียที่เพิ่มขึ้น

4) เป้าหมายอุณหภูมิไอน้ำที่รีฮีท

เป็นค่าเป้าหมายของอุณหภูมิไอน้ำที่รีฮีทที่เข้าไปในกังหันส่วนกลาง โดยกำหนดไปตามค่าการออกแบบกังหันของบริษัทผู้ผลิต การเปลี่ยนแปลงของไอนน้ำที่รีฮีทจะมีผลทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามไปด้วยดังแสดงตามรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.13 % Change in thermal efficiency

สำหรับค่าองค์ประกอบการแก้ไข จะหาได้จากสมการ

$$Correction\ Factor = 1 + \frac{\%Change\ in\ Thermal\ Efficiency}{100}$$

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

แต่จากผลการทดสอบโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 ผลการวัดค่าอุณหภูมิไอน้ำที่รีฮีทต่ำกว่าค่าออกแบบ ที่กำหนดไว้ 538 เซลเซียส ทุกกำลังผลิตไฟฟ้า ดังนั้นค่าเป้าหมายของอุณหภูมิไอน้ำที่รีฮีทที่จะนำมาใช้ในการคำนวณตั้งเป้าหมายจึงต้องกำหนดใหม่ โดยอาศัยข้อมูลจากการทดสอบสมรรถนะหม้อน้ำ ดังนี้

จากการทดสอบสมรรถนะหม้อน้ำ ค่า Hot RH Outlet Header Temperature เป็นดังนี้

@100%Load RH Temp.~535.39 ^{o}C RH Steam Flow 213.48 kg/s

@80%Load RH Temp.~532.50 ^{o}C RH Steam Flow 177.24 kg/s

จะหาค่า Hot RH at Intercept Valve ได้ดังต่อไปนี้

Target Radiation Heat Loss from Steam Feed Range จะได้ค่า Rate of Radiation Heat Loss from RH pipe = 1.083+1.274 = 2.357 GJ/h จะได้

Heat Loss from Steam = Radiation Heat Loss

$$m^{o}\Delta H = 2.357 \qquad GJ/h$$

$$= \frac{2.357 \times 10^{6}}{3600} = 654.722 \qquad kJ/s$$

เมื่อ m^{o} = RH Steam Flow, ΔH = Enthalpy Drop

@ 100%Load ΔH = 654.722/213.48 = 3.067 kJ/kg = 0.7325 kcal/kg

@ 80%Load ΔH = 654.722/177.24 = 3.694 kJ/kg = 0.8823 kcal/kg

จาก ตารางไอน้ำ พบว่า

ในช่วงแรงดัน 30-50 Bar หาก ΔH เปลี่ยนไป 5.2 kcal/kg จะทำให้อุณหภูมิเปลี่ยนไป 10 ^{o}C

$\therefore$ @ 100%Load หาก ΔH เปลี่ยนไป 0.7325 kcal/kg จะทำให้อุณหภูมิเปลี่ยน

$$Temp.Drop\ @100\%\ Load = 0.7325 \times \frac{10}{5.2} = 1.409^{O}C$$

$\therefore$ @ 80%Load หาก ΔH เปลี่ยนไป 0.8823 kcal/kg จะทำให้อุณหภูมิเปลี่ยน

$$Temp.Drop\ @80\%\ Load = 0.8823 \times \frac{10}{5.2} = 1.697^{O}C$$

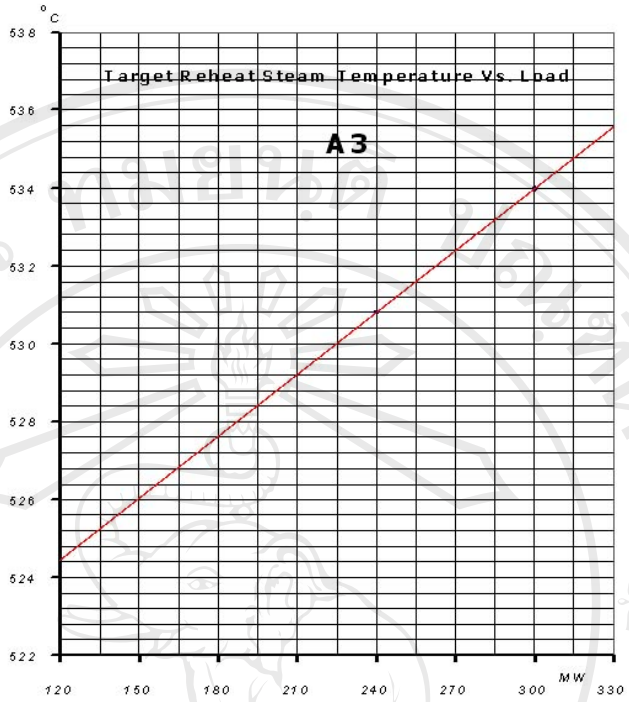
ดังนั้น Target Reheat Steam Temperature at Inlet IP Turbine จะเท่ากับ

@ 100% Load Target RH Temp. = 535.39 – 1.409 = 533.98 ^{o}C

@ 80% Load Target RH Temp. = 535.50 – 1.697 = 530.80 ^{o}C

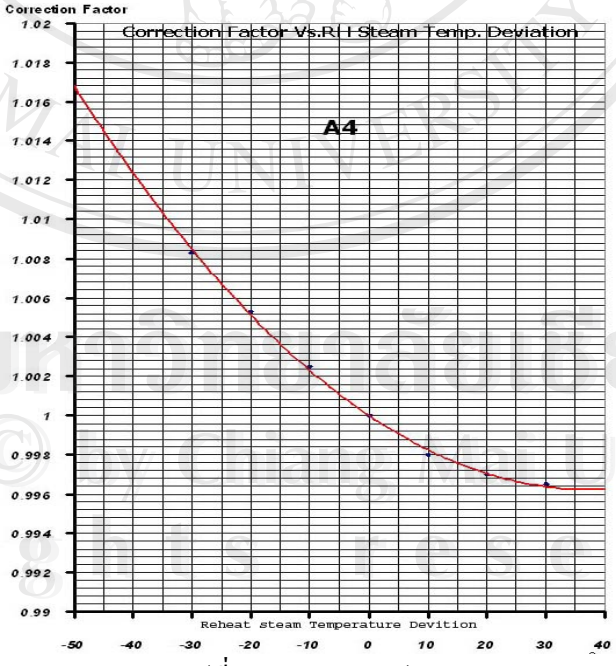
เขียนกราฟระหว่าง RH Steam temperature และ load จะได้รูปกราฟ A3 ดังแสดงในรูปที่ 3.14

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.14 กราฟ A3

และ เขียนกราฟระหว่าง Heat rate correction factor. Vs RH Steam temperature deviation จะได้กราฟ A4 ดังแสดงตามรูปที่ 3.15

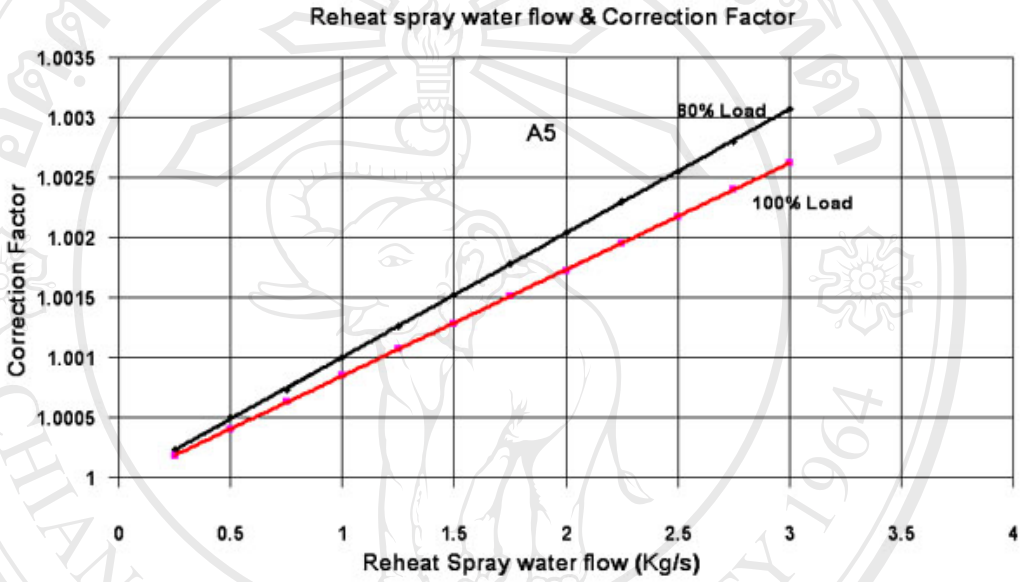


รูปที่ 3.15 แสดงกราฟ A4

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

5) เป้าหมายการพ่นน้ำที่ท่อรีฮีท

ในแผงท่อ ที่ใช้สำหรับรับไอน้ำที่ผ่านกังหันส่วนแรก กลับมาเพิ่มพลังงานอีกครั้ง จะมีระบบควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำไม่ให้เกินค่าที่กำหนด โดยจะใช้วิธีการพ่นน้ำเข้าไปผสมกับไอน้ำ การทำดังกล่าวเมื่อคำนวณสมดุลความร้อนแล้ว จะทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าลดลง ซึ่งหมายถึงเกิดความสูญเสียขึ้น จึงมีการกำหนดค่าเป้าหมายของเป้าหมายการพ่นน้ำที่ท่อรีฮีทโดยที่ค่าพ่นน้ำมีค่าเป็นศูนย์จะได้ค่าองค์ประกอบการแก้ไข เท่ากับ 1 ดังแสดงด้วยกราฟ A5 ตามรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.16 กราฟ A5

6) เป้าหมายอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำ

เป็นค่าเป้าหมายของอุณหภูมิน้ำก่อนที่จะไหลเข้าสู่แผงท่อส่วนแรกในหม้อน้ำ (Economizer) ซึ่งน้ำในส่วนนี้เป็นน้ำที่ไหลผ่านเครื่องอุ่นน้ำแรงดันต่ำ (Low pressure heater) และเครื่องอุ่นน้ำแรงดันสูง (High pressure heater) เพื่อรับเอาความร้อนจากไอน้ำที่ดึงออกมาจากกังหัน สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 จะประกอบไปด้วย เครื่องอุ่นน้ำแรงดันต่ำ 4 ตัว , เครื่องไล่ก๊าซออกซิเจน (Dearator) 1 ตัว และเครื่องอุ่นน้ำแรงดันสูง 2 ตัว ในการเดินเครื่องจำเป็นต้องรักษาอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำ นี้ไว้ให้ได้ตามเป้าหมาย เพราะจะมีผลกระทบต่ออัตราการใช้ความร้อนโดยตรง การอุ่นน้ำเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้กับน้ำที่ป้อนให้กับหม้อน้ำ นอกจากจะเพิ่มประสิทธิภาพให้กับวัฏจักรของกังหันแล้วยังช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้กับหม้อน้ำอีกด้วย

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8-13 ค่าอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำ จะได้มาจาก Schedule of technical data ของบริษัทผู้ผลิตซึ่งได้กำหนดค่าไว้ดังต่อไปนี้

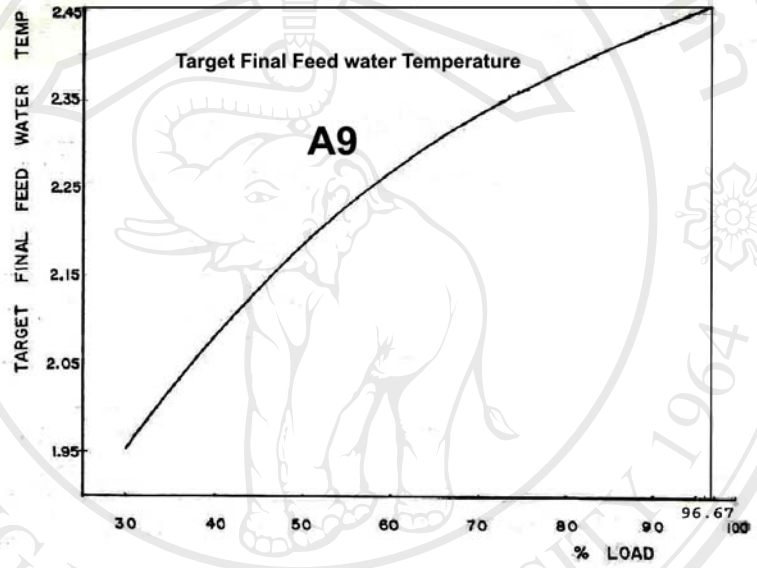
@30% Load Target Final Feed Water Temp. 195 °C

@50% Load Target Final Feed Water Temp. 221 °C

@75% Load Target Final Feed Water Temp. 232 °C

@100% Load Target Final Feed Water Temp. 247 °C

Plot กราฟระหว่าง Target final feed water temp Vs. load ได้ดังแสดงในรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 กราฟ A9

สำหรับค่าองค์ประกอบการแก้ไข จะหาได้จากสมการ

$$Correction\,Factor = \frac{-\Delta h_7}{(H_X - h_7)} \times \frac{G_r}{(1+G_r)} \times \frac{1}{(1+C)}$$

โดยที่ h_7 = Enthalpy at BFP outlet kJ/kg

H_x = Reference HP exhaust enthalpy kJ/kg

G_r = Fraction gain due to RH turbine ~ 0.172

C = Output of HP turbine/output of IP&LP turbine

จาก Heat balance diagram ของข้อมูล Performance test จะได้ว่า

@100% Load (300MW)

$H_X - h_7 = 3066.36 - 1072.51 = 1993.85$ kJ/kg

Output of HP turbine = Throttle flow x (Live steam enthalpy - H_X)

= 237.208 x (3403.52 – 3066.36)

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

= 79.977 MW

Output of IP&LP turbine = (Load/Gen. efficiency) - Output of HP turbine

= (300/0.98) – 79.977

= 226.145 MW

C = 79.977/226.145 = 0.3536

จากตารางไอน้ำพบว่า หากอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำลดลงต่ำกว่าเป้าหมาย 10 องศาเซลเซียส ค่าเอ็นธาลปี จะเปลี่ยนแปลงไป 46.982 kJ/kg ดังนั้นจะได้ว่า

$$Corr.Factor@100\%\left(10^{O}C\ Deviation\right)=\frac{46.892}{1993.85}\times\frac{0.172}{1+0.172}\times\frac{1}{1+0.3536}=0.00255$$

เพราะฉนั้นFinal Feed water temperature correction factor@100%load (10^{O}C deviation) เท่ากับ 1 $\pm$ 0.00255

@80% load (240MW):

$H_X - h_7$ = 3057.64 – 1023.25 = 2034.39 kJ/kg

Output of HP turbine = Throttle flow x (Live steam enthalpy - H_X)

= 198.052 x (3403.65 – 3057.64)

= 65.413 MW

Output of IP&LP turbine = (Load/Gen. efficiency) - Output of HP turbine

= (240/0.98) – 65.413

= 179.48 MW

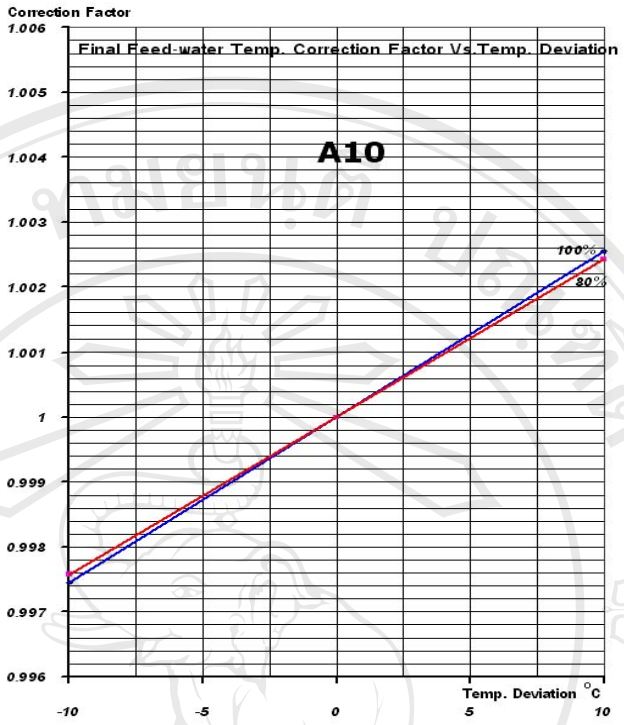
$\therefore$ C = 65.413/179.48 = 0.3645

จากตารางไอน้ำพบว่า หากอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำลดลงต่ำกว่า เป้าหมาย 10 องศาเซลเซียส ค่าเอ็นธาลปี จะเปลี่ยนแปลงไป 46.0548 kJ/kg ดังนั้นจะได้ว่า

$$Corr.Factor\ @80\%\left(10^{O}C\ Deviation\ \right)=\frac{46.0548}{2034.39}\times\frac{0.172}{1+0.172}\times\frac{1}{1+0.3645}=0.00243$$

เพราะฉะนั้น Final feed water temperature correction factor @ 80% load(10^{O}C deviation) = 1 $\pm$ 0.00243 เขียนกราฟระหว่าง Final feed water temp. Deviation vs. Correction factor ได้ดังแสดงในรูปที่ 3.18

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.18 กราฟ A10

7) เป้าหมายอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่อง

เนื่องจากในการเดินเครื่อง อุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องเป็นตัวแปรตัวหนึ่งที่มีความสำคัญมากในการใช้งานหม้อน้ำเนื่องจากมีผลกระทบต่อ ความสูญเสียที่หม้อน้ำโดยตรง แต่เนื่องจากอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องเป็นค่าที่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าการรั่วของเครื่องอุ่นอากาศ (AH leakage) ซึ่งเป็นค่าที่ควบคุมไม่ได้ กล่าวคือ ถ้าอากาศรั่วเพิ่มมากขึ้น อุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องก็จะลดต่ำลงเป็นสัดส่วนโดยตรงกับเปอร์เซ็นต์การรั่ว ในขณะที่เครื่องอุ่นอากาศรั่วมากขึ้น ยิ่งจะทำให้เกิดความสูญเสียมากขึ้น ในการคำนวณจะใช้สมการ

$$T_{G15t} = \frac{0.9 \times \Delta AL \times C_{Pg} \times (T_{G15} - T_{A8})}{100 C_{pA}} + T_{G15}$$

T_{G15t} = Target stack gas exit temperature at corrected AH leakage; ^{o}C

T_{G15} = Target stack gas exit temperature at performance test leakage; ^{o}C

ΔAL = AH Leakage deviation from performance test leakage; ^{o}C

T_{A8} = AH Inlet air temperature ; ^{o}C

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

จากการทดสอบสมรรถนะ ค่าเฉลี่ยการรั่วของเครื่องอุ่นอากาศที่ 100 เปอร์เซ็นต์ กำลังผลิตไฟฟ้า จะมีค่าประมาณ 5.58 เปอร์เซ็นต์ ค่า เป้าหมายอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องที่ อุณหภูมิที่ท้ายเครื่องอุ่นอากาศ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 110 องศาเซลเซียส (ได้มาจาก Target dry flue gas loss : Data adjustment) ค่าอัตราส่วนความร้อนจำเพาะของ Gas ต่ออากาศ (C_{pg}/C_{pa}) หาจากข้อมูลในการทดสอบสมรรถนะ มีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.988 kJ/kg.^{o}C

การหาค่า TG15t โดยเปลี่ยนค่า AH leakage จาก 5.85% ไปเป็น 10, 20, 30% ตามลำดับ

T_{G15} at 100% load = 167.7 ^{o}C , T_{A8} = 35.55 ^{o}C

80% load = 164.7 ^{o}C , T_{A8} = 37.24 ^{o}C

50% load = 159.5 ^{o}C , T_{A8} = 39.43 ^{o}C

$$\Delta AL = (5.85 - \%AL)$$

$\therefore$ ΔAL@5.85 %AH leakage (PT test) = 5.85 - 5.85 = 0 %

ΔAL@10 %AH leakage (Calculation) = 5.85 - 10 = -4.15 %

ΔAL@20 %AH leakage (Calculation) = 5.85 - 20 = -14.15 %

ΔAL@30 %AH leakage (Calculation) = 5.85 - 30 = -24.15 %

C_{pg}/C_{pa} = 0.988 kJ/kg.^{o}C

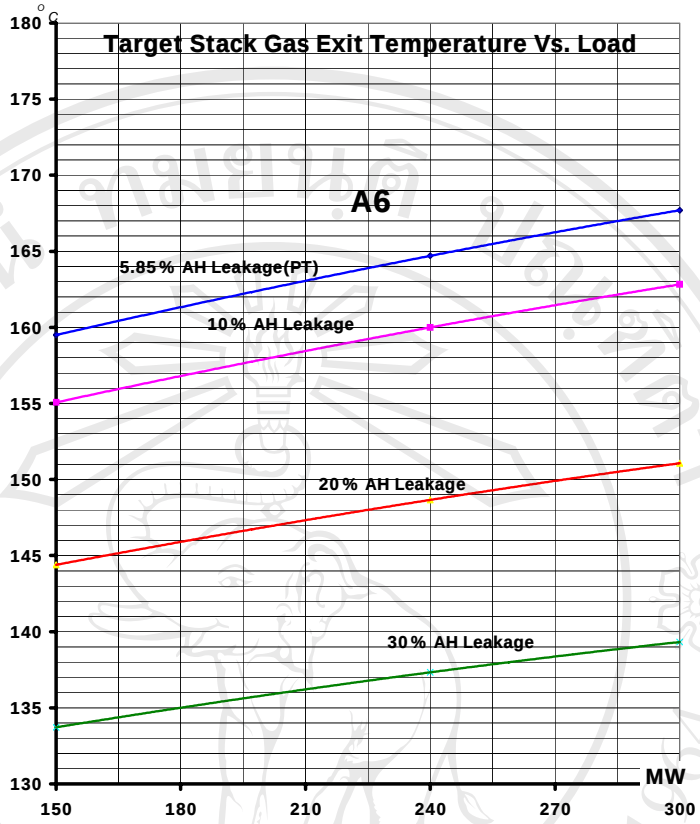
จากข้อมูลที่ได้สามารถคำนวณได้ผลดังแสดงในตาราง

ตารางที่ 3.13 แสดงค่า Target stack gas exit temperature & load

Target stack gas exit temperature (^{O}C)	300MW	240MW	150MW
T_{G15t} @ 5.85 % AH leakage	167.70	164.70	159.50
T_{G15t} @ 10 % AH leakage	162.83	160.00	155.07
T_{G15t} @ 20 % AH leakage	151.12	148.66	144.39
T_{G15t} @ 30 % AH leakage	139.41	137.33	133.72

จากข้อมูลที่ได้สามารถนำไปเขียนกราฟได้ดังแสดงในรูปที่ 3.19

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.19 กราฟ A6

ลำดับถัดมา เป็นการสร้างกราฟองค์ประกอบแก้ไขอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่อง สร้างได้โดยอาศัยการคำนวณหาความสูญเสียของหม้อน้ำที่เกิดขึ้นเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องซึ่งมีอยู่ 2 ตัวคือ

7.1) Moisture in flue gas loss (B_M)

7.2) Dry flue gas loss (B_D)

สมการที่นำมาใช้สร้าง Correction curve คือ

$$B_M = \left(2500 + 1.88T_g - 4.2T_a\right) \times \frac{\left(M + 9H\right)}{HHV}$$

$$B_D = W_g \times C_p \times \left(T_g - T_a\right)$$

จากค่า Registered fuel จะได้ว่า

M = Moisture content = 32 %

H = Hydrogen content = 2.2 %

HHV = Coal high heating value = 11,790.6 kJ/kg

Subscript a = Actual; t = Target

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

จะหา Deviation of moisture in flue gas loss (ΔB_M) ได้จาก

$$\Delta B_M = B_{Ma} - B_{Mt} = 1.88 \times (T_{ga} - T_{gt}) \times \frac{(32 + (9 \times 2.2))}{11{,}790.6}$$

$$= 8.26 \times 10^{-3} (T_{ga} - T_{gt})$$

จะหา Deviation of dry flue gas loss (ΔB_D) ได้จาก

$$\Delta B_D = B_{da} - B_{dt}$$

จัดรูปสมการให้อยู่ในเทอมของอุณหภูมิเพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณ

$$\frac{B_{Da}}{B_{Dt}} = \frac{W_g \bullet C_p \bullet (T_g - T_a)_a}{W_t \bullet C_p \bullet (T_g - T_a)_t}$$

$$B_{Da} = B_{Dt} \times \frac{(T_g - T_a)_a}{(T_g - T_a)_t}$$

$$\therefore \Delta B_D = B_{Dt} \times \frac{(T_g - T_a)_a}{(T_g - T_a)_t} - B_{Dt}$$

$$= B_{Dt} \left[\frac{(T_g - T_a)_a}{(T_g - T_a)_t} - 1 \right]$$

$$= B_{Dt} \left(\frac{T_{ga} - T_{gt}}{T_{gt} - T_a} \right)$$

ดังนั้นจะได้ว่า Boiler efficiency deviation จะเท่ากับ

$$\Delta B = \Delta B_M + \Delta B_D$$

$$= 8.26 \times 10^{-3} (T_{ga} - T_{gt}) + B_{Dt} \left(\frac{T_{ga} - T_{gt}}{T_{gt} - T_a} \right)$$

นำ ΔB ที่ได้ไปคำนวณหา Stack gas exit temperature correction ได้จากสมการ

$$\%Loss\ or\ Gain = Correction\ Factor - 1$$

$$Correction\ Factor = 1 + \frac{Boiler\ Efficiency\ Deviation}{Boiler\ Efficiency} = 1 + \frac{\Delta B}{B}$$

$$= 1 + \frac{8.26 \times 10^{-3} (T_{ga} - T_{gt}) + B_{dt} \left(\frac{T_{ga} - T_{gt}}{T_{gt} - T_a} \right)}{Boiler\ Efficiency}$$

เมื่อดูจากรูปสมการที่จัดได้พบว่า ถ้าอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องต่ำกว่าเป้าหมายจะได้ ΔB มีค่าเป็นลบ ทำให้ผลการคำนวณมีค่าเป็นลบ ซึ่งขัดแย้งกับความเป็นจริงที่ควรจะเป็นค่าบวก

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

จึงแก้ไขโดยการใส่ลบ (-) ไว้หน้าเทอม ΔB เพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริง ดังนั้นสมการที่ได้คือ

$$Correction\ Factor = 1 - \frac{8.26\times10^{-3}\left(T_{ga} - T_{gt}\right) + B_{dt}\left(\frac{T_{ga} - T_{gt}}{T_{gt} - T_{a}}\right)}{Boiler\ Efficiency}$$

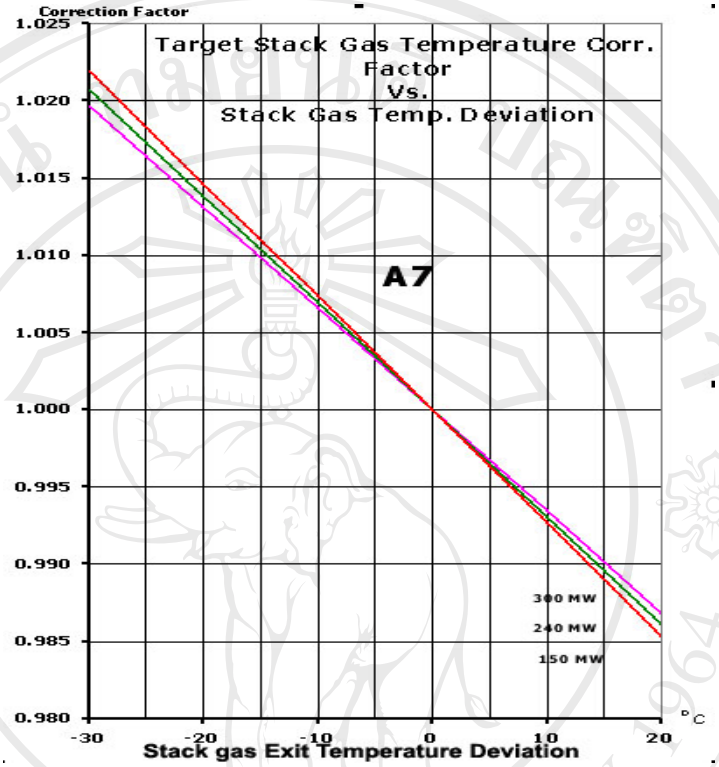
จากสมการที่ได้นำไปคำนวณที่ อุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่อง กับ กำลังผลิตไฟฟ้า ที่ค่าต่างๆได้ดังตารางที่ 3.14

ตารางที่ 3.14 แสดงค่า Stack gas exit temperature & Correction factor

Load MW	T_{ga} ^{O}C	T_{gt} ^{O}C	T_{a} ^{O}C	B_U %	B_D %	B_M %	B_R %	B %	Diff.B %	Corr. Factor	T_{ga}-T_{gt} ^{O}C
300	137.7	167.7	35.95	0.3108	5.95	11.4573	0.93	81.3518	-1.6026	**1.0197**	-30
	147.7	167.7	35.95	0.3108	5.95	11.5399	0.93	81.2693	-1.0684	**1.0131**	-20
	157.7	167.7	35.95	0.3108	5.95	11.6225	0.93	81.1867	-0.5342	**1.0066**	-10
	167.7	167.7	35.95	0.3108	5.95	11.7051	0.93	81.1041	0.0000	**1.0000**	0
	177.7	167.7	35.95	0.3108	5.95	11.7877	0.93	81.0215	0.5342	**0.9934**	10
	187.7	167.7	35.95	0.3108	5.95	11.8703	0.93	80.9389	1.0684	**0.9868**	20
240	134.7	164.7	37.24	0.5721	6.08	11.4087	1.17	80.7692	-1.6788	**1.0208**	-30
	144.7	164.7	37.24	0.5721	6.08	11.4913	1.17	80.6866	-1.1192	**1.0139**	-20
	154.7	164.7	37.24	0.5721	6.08	11.5739	1.17	80.6040	-0.5596	**1.0069**	-10
	164.7	164.7	37.24	0.5721	6.08	11.6565	1.17	80.5214	0.0000	**1.0000**	0
	174.7	164.7	37.24	0.5721	6.08	11.7391	1.17	80.4388	0.5596	**0.9930**	10
	184.7	164.7	37.24	0.5721	6.08	11.8217	1.17	80.3562	1.1192	**0.9861**	20
150	129.5	159.5	39.43	1.2850	6	11.3254	1.875	79.5146	-1.7469	**1.0220**	-30
	139.5	159.5	39.43	1.2850	6	11.4080	1.875	79.4320	-1.1646	**1.0147**	-20
	149.5	159.5	39.43	1.2850	6	11.4906	1.875	79.3494	-0.5823	**1.0073**	-10
	159.5	159.5	39.43	1.2850	6	11.5731	1.875	79.2668	0.0000	**1.0000**	0
	169.5	159.5	39.43	1.2850	6	11.6557	1.875	79.1842	0.5823	**0.9926**	10
	179.5	159.5	39.43	1.2850	6	11.7383	1.875	79.1016	1.1646	**0.9853**	20

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

จากข้อมูลที่ได้สามารถนำไปเขียนกราฟได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.20



รูปที่ 3.20 กราฟ A7

8) เป้าหมายก๊าซออกซิเจนส่วนเกิน

คือปริมาณก๊าซออกซิเจนที่หลงเหลือจากการสันดาป เนื่องจากจำเป็นต้องป้อนอากาศเข้าหม้อน้ำ มากกว่าปริมาณสมดุลในการเผาไหม้เล็กน้อยเพื่อให้เกิดการสันดาปที่สมบูรณ์ แต่การป้อนอากาศในปริมาณที่มากขึ้น กลับส่งผลให้เกิดความสูญเสียเนื่องจากอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่องมากขึ้นตามไปด้วย ดังนั้นจึงต้องควบคุมปริมาณอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้ให้เหมาะสม สมการที่นำมาใช้ในการหา องค์ประกอบการแก้ไข คือ

$$B_{Da} = \frac{W_g C_P (T_g - T_a)}{HHV}$$

$$\frac{B_{Da}}{B_{Dt}} = \frac{\left\{ \left[W_g C_P (T_g - T_a) \right] / HHV \right\}_a}{\left\{ \left[W_g C_P (T_g - T_a) \right] / HHV \right\}_t}$$

$$\therefore B_{Da} = B_{Dt} \times \frac{W_{ga}}{W_{gt}}$$

เมื่อ W_g = Mass of dry flue gas

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

B_d = Dry flue gas loss

Subscript a = Actual; t = Target

จะหา Deviation of dry flue gas loss (ΔB_D) ได้จาก

$$\Delta B_D = B_{Da} - B_{Dt} = B_{Dt} \bullet \frac{W_{ga}}{W_{gt}} - B_{Dt} = B_{Dt}\left[\frac{W_{ga}}{W_{gt}} - 1\right]$$

จาก ASME PTC 4.1 กรณีของ Excess oxygen ค่า CO = 0% Completely combustion

$$W_g = \frac{\left(44.01CO_2 + 32O_2 + 28.02N_2\right)\times\left(C_b + 0.375S\right)}{12.01CO_2}$$

$$Max\ CO_2 = \frac{31.3C + 11.5S}{1.504C + 3.55H_2 + 0.56S + 0.13N_2 - 0.45O_2}$$

จาก Registered fuel

C_b = Carbon content = C = 31.10 %

S = Sulphur content = 1.70 %

H = Hydrogen content = 2.20 %

N = Nitrogen content = 1.10 %

O = Oxygen content = 9.89 %

$$Max\ CO_2 = \frac{31.3(31.10) + 11.5(1.70)}{1.504(31.10) + 3.55(2.20) + 0.56(1.70) + 0.13(1.10) - 0.45(9.89)}$$

$$Max\ CO_2 = \frac{992.98}{51.2289} = 19.383\,\%$$

จัดรูปสมการ CO_2 ให้อยู่ในเทอมของ O_2 และ Max. CO_2 เพื่อแทนค่าในสมการ W_g

$$CO_2 = \frac{Max.CO_2(21 - O_2)}{21} = Max.CO_2 - \frac{O_2 \times Max.CO_2}{21}$$

$$\text{จาก } W_g = \frac{\left(44.01CO_2 + 32O_2 + 28.02N_2\right)\times\left(C_b + 0.375S\right)}{12.01CO_2}$$

$$= \frac{\left(11CO_2 + 8O_2 + 7N_2\right)\times\left(C + 0.375S\right)}{3CO_2}$$

$$11CO_2 = 11Max.CO_2 - \frac{11}{21}O_2Max.CO_2$$

$$3CO_2 = 3Max.CO_2 - \frac{3}{21}O_2Max.CO_2$$

จัดรูปสมการ N_2 ให้อยู่ในเทอมของ O_2 และ Max. CO_2 เพื่อแทนค่าในสมการ W_g

$$N_2 = 100 - O_2 - CO_2$$

$$= 100 - O_2 - \left[Max.CO_2 - \frac{1}{21}O_2Max.CO_2\right]$$

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

$$7N_2 = 700 - 7O_2 - 7Max.CO_2 + \frac{1}{3}O_2Max.CO_2$$

$$\frac{11CO_2 + 8O_2 + 7N_2}{3CO_2} = \frac{11Max.CO_2 - 11/21\, O_2Max.CO_2 + 8O_2 + 700 - 7O_2 - 7Max.CO_2 + 1/32\, O_2Max.CO_2}{3Max.CO_2 - 1/7\, O_2Max.CO_2}$$

$$= \frac{700 + O_2 + 4Max.CO_2 - 4/21\, O_2Max.CO_2}{3Max.CO_2 - 1/7\, O_2Max.CO_2}$$

แทนค่า Max.CO_2 = 19.383 %

$$= \frac{700 + O_2 + 4(19.383) + 4/21\,(19.383)O_2}{3(19.383) - 1/7\,(19.383)O_2}$$

$$= \frac{777.532 - 2.692O_2}{58.149 - 2.7690O_2}$$

$$\Delta B_D = B_D\left[\frac{W_{ga}}{W_{gt}} - 1\right]$$

$$\Delta B_D = B_D\left[\frac{\left[\left(11CO_2 + 8O_2 + 7N_2\right)/3CO_2\right]_a}{\left[\left(11CO_2 + 8O_2 + 7N_2\right)/3CO_2\right]_t} - 1\right]$$

$$= B_D\left[\frac{\left[\frac{777.532 - 2.692O_2}{58.149 - 2.769O_2}\right]_a}{\left[\frac{777.532 - 2.692O_2}{58.149 - 2.769O_2}\right]_t} - 1\right]$$

โดยที่เป้าหมายของก๊าซออกซิเจนส่วนเกินจะได้มาจากค่าอากาศส่วนเกินที่กำหนดตามการออกแบบ ใช้สมการคำนวณการเผาไหม้แปลงค่าอากาศส่วนเกินให้เป็นค่าก๊าซออกซิเจนส่วนเกิน ผลดังแสดงในตารางที่ 3.15

ตารางที่ 3.15 แสดงค่า Excess air &Conversion to excess O2

Load	**Design excess Air%**	**Conversion to excess O_2**
300	20	3.0
225	20	3.0
180	25	3.74
150	28	4.19

จากนิยามสมการ $Correction\ Factor = 1 - \frac{\Delta B_D}{B}$

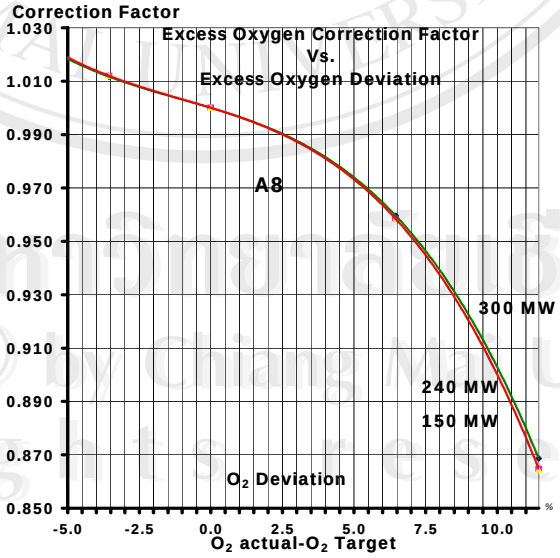
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ผลการคำนวณหาองค์ประกอบการแก้ไขเป็นไปดังแสดงในตารางที่ 3.16

ตารางที่ 3.16 แสดงค่าExcess oxygen correction factor

Load MW	B_U %	B_D %	B_M %	B_R %	B %	O_2 %	Diff.B_D %	Corr. factor	O_{2a}-O_{2t} %
300	0.3108	5.95	11.7051	0.9300	81.1041	0.00	-0.9455	**1.0117**	-3.55
	0.3108	5.95	11.7051	0.9300	81.1041	3.55	-0.0015	**1.0000**	0.00
	0.3108	5.95	11.7051	0.9300	81.1041	10.00	3.2732	**0.9596**	6.45
	0.3108	5.95	11.7051	0.9300	81.1041	15.00	10.6558	**0.8686**	11.45
240	0.5721	6.08	11.6565	1.1700	80.5214	0.00	-0.9662	**1.0120**	-3.55
	0.5721	6.08	11.6565	1.1700	80.5214	3.55	-0.0015	**1.0000**	0.00
	0.5721	6.08	11.6565	1.1700	80.5214	10.00	3.3447	**0.9585**	6.45
	0.5721	6.08	11.6565	1.1700	80.5214	15.00	10.8886	**0.8648**	11.45
150	1.2850	6.00	11.5731	1.8750	79.2668	0.00	-0.9535	**1.0120**	-3.55
	1.2850	6.00	11.5731	1.8750	79.2668	3.55	-0.0015	**1.0000**	0.00
	1.2850	6.00	11.5731	1.8750	79.2668	10.00	3.3007	**0.9584**	6.45
	1.2850	6.00	11.5731	1.8750	79.2668	15.00	10.7454	**0.8644**	11.45

จากข้อมูลที่ได้สามารถนำไป เขียนกราฟได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.21



รูปที่ 3.21 กราฟ A8

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

จากการศึกษาการวิเคราะห์ความสูญเสียทำให้ทราบถึงวิธีการกำหนดเป้าหมายของดัชนีบ่งชี้ความสูญเสียในกระบวนการผลิต ทั้งหมดจะออกมาเป็นรูปกราฟ เป้าหมายและ กราฟ Correction factor ซึ่งจะสามารถหาค่าเบี่ยงเบนออกมาได้

3.3.2 ศึกษาวิธีการคำนวณความสูญเสียของแต่ละหัวข้อ

วิธีคำนวณหาความสูญเสียที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิต(% Loss/Gain) ตามหลักเกณฑ์ของ CEGB ถ้าผลคำนวณมีค่าเป็นลบจะหมายถึงมีความสูญเสียเกิดขึ้น แต่ถ้ามีค่าเป็นบวกจะหมายถึงการเดินเครื่องมีประสิทธิภาพมากกว่ากำหนด ค่าที่ได้เรียกว่า %Gain ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

1) ความสูญเสียจากแรงดันต้านที่เครื่องควบแน่น

อันดับแรกคำนวณหาค่าเป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน จากกราฟ R-40 ที่ Average turbine running load และอุณหภูมิน้ำหล่อเย็น เมื่ออ่านค่าจากกราฟจะได้ค่าเป้าหมายแรงดันส่วนท้ายของกังหัน หลังจากนั้นนำไปอ่านค่าจากกราฟ R-41 ที่ จะได้ Target exhaust pressure correction factor (C4) ทำนองเดียวกัน นำค่าแรงดันส่วนท้ายของกังหันที่อ่านได้จริง และที่ Average turbine running load ไปอ่านค่าจากกราฟ R-41 จะได้ค่า Actual exhaust pressure correction factor (C5) ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (% Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {[C4/ C5]-1} *100

2) ความสูญเสียจากอุณหภูมิของไอน้ำหลัก

นำค่า อุณหภูมิของไอน้ำหลักไปอ่านจากกราฟ A1 ทำให้อ่านจากกราฟได้ค่า Main steam temperature correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (%Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {[1/ Main steam temperature correction factor]-1} *100

3) ความสูญเสียจากแรงดันของไอน้ำหลัก

นำค่าแรงดันของไอน้ำหลักไปอ่านจากกราฟ A2 ทำให้อ่านจากกราฟได้ค่า Main steam pressure correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (% Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {[1/ [Main steam pressure correction factor]-1} *100

4) ความสูญเสียจากอุณหภูมิของไอน้ำที่รีฮีท

คำนวณหาค่าเป้าหมายอุณหภูมิของไอน้ำที่รีฮีท โดยนำค่า Average boiler running load ไปอ่านค่าจากกราฟ A3 จะได้ค่าเป้าหมายอุณหภูมิของไอน้ำที่รีฮีท จากนั้นนำมาหาค่าเบี่ยงเบนของอุณหภูมิ (Reheat steam temperature deviation) หมายถึงค่าความแตกต่างระหว่างค่า

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

จริงกับค่าเป้าหมาย นำไปอ่านค่าจากกราฟ A4 จะได้ Reheat steam temperature correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (% Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {1/ [Reheat steam temperature correction factor]-1} *100

5) ความสูญเสียจากการพ่นน้ำที่ท่อรีฮีท

นำค่า Average boiler running load และค่าพ่นน้ำที่ท่อรีฮีทไปอ่านค่าจากกราฟ A4 จะได้ Reheat spray water flow correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (%Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {[1/ Reheat spray water flow correction factor]-1} *100

6) ความสูญเสียจากอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำ

นำค่า Average boiler running load ไปอ่านค่าจากกราฟ A9 จะได้ค่า เป้าหมายความสูญเสียจากอุณหภูมิของน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อน้ำ จากนั้นนำมาหาค่าเบี่ยงเบนของอุณหภูมิ หมายถึงค่าความแตกต่างระหว่างค่าจริงกับค่าเป้าหมาย และนำไปอ่านค่าจากกราฟ A10 จะได้ Final feed water temperature correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (% Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {[1/ Final feed water temperature correction factor]-1} *100

7) ความสูญเสียจากอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่อง

ลำดับแรกคำนวณหาเป้าหมายความสูญเสียจากอุณหภูมิก๊าซร้อนที่ออกจากปล่อง โดยนำค่า Average boiler running load นำไปอ่านค่าจากกราฟ A6 จะได้ค่าเป้าหมาย โดยที่ค่าเปอร์เซ็นต์การรั่วของเครื่องอุ่นอากาศ จะใช้ตามค่าที่มีการทดสอบสมรรถนะของเครื่องอุ่นอากาศครั้งล่าสุดที่มีการทดสอบ หลังจากนั้นหาค่าความเบี่ยงเบนของอุณหภูมิ หมายถึงค่าความแตกต่างระหว่างค่าจริงกับค่าเป้าหมาย และนำไปอ่านค่าจากกราฟ A7 จะได้Stack gas exit temperature correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (% Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {Stack gas exit temperature correction factor-1} *100

8) ความสูญเสียจากก๊าซออกซิเจนส่วนเกิน

โดยนำค่า Average boiler running load อ่านค่าจากกราฟ A9 จากนั้นหาค่าเบี่ยงเบนของก๊าซออกซิเจนส่วนเกิน โดยเป็นผลต่างระหว่างค่าจริงกับค่าเป้าหมาย จากนั้นนำไปอ่านค่าจากกราฟ A8 ร่วมกับ Average boiler running load จะได้ค่า Excess oxygen correction factor ดังนั้นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสีย (%Loss/Gain) คำนวณได้จากสมการดังนี้

% Loss/Gain = {[1/ Excess oxygen correction factor]-1} *100

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

% Loss/Gain หมายถึงการเดินเครื่องและทำให้ประสิทธิภาพเบี่ยงเบนไปจากค่าที่กำหนดไว้ และเพื่อสื่อให้เห็นภาพชัดเจนของความสูญเสียในกระบวนการผลิตจึงได้นำเสนออีกมุมมองหนึ่ง คือ ค่าความสูญเสียที่มีหน่วยเป็นบาท โดยคิดจากค่าใช้จ่ายจากเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า การที่ % Loss/Gain มีค่าเป็นลบหมายถึง มีการใช้พลังงานความร้อนเกินกว่าที่ควรจะเป็น ทำนองเดียวกันหากมีค่าเป็นบวก (Gain) ก็จะหมายถึงการเดินเครื่องช่วงนั้นๆมีประสิทธิภาพมากขึ้น เนื่องจากมีการใช้พลังงานความร้อนลดลง สะท้อนให้เห็นถึงค่าใช่จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น หรือลดลง อันดับแรกต้องหาค่าใช้จ่ายของถ่านหินลิกไนต์ที่ใช้ รวมกับค่าใช้จ่ายของน้ำมันที่ใช้ ในช่วงเวลานั้นๆ นำมาคูณกับ % Loss/Gain ค่าที่ได้ก็คือค่าใช้ที่เพิ่มขึ้น หรือลดลงอันเนื่องมาจากการเดินเครื่องที่เบี่ยงเบนไปจากค่าที่กำหนด

3.4 ออกแบบและจัดทำระบบการวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง

หลังจากจัดทำฐานข้อมูลสำหรับที่จะใช้ในการคำนวณเรียบร้อยแล้วได้ดำเนินการออกแบบและจัดทำระบบการวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่องมีรายละเอียดลำดับได้ดังนี้

3.4.1 การเขียนโปรแกรมคำนวณค่าเป้าหมาย และ %Loss/Gain

จากการศึกษาวิธีการกำหนดเป้าหมายและคำนวณค่า % Loss /Gain ดังรายละเอียดตามหัวข้อที่ 3.2 ซึ่งค่าเป้าหมาย และ Correction factor แสดงเป็นรูปกราฟ เนื่องจากการใช้งานระบบวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่องฯจะใช้งานผ่านระบบอินทราเน็ตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังนั้นในการเขียนโปรแกรม จะใช้โปรแกรม Active Server Page (ASP) เป็นโปรแกรม Web application แปลงกราฟค่าเป้าหมายและ Correction factor ของแต่ละหน่วยผลิตให้อยู่ในรูปของโปรแกรมสมการ ซึ่งคำนวณในคอมพิวเตอร์ รวมถึงคำนวณค่า % Loss/Gain รายละเอียดของโปรแกรม ตามภาคผนวก ข

3.4.2 การจัดทำส่วนติดต่อกับผู้ใช้งาน

การใช้งานระบบวิเคราะห์ความสูญเสียแบบต่อเนื่อง ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า จะทำบนระบบอินทราเน็ตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผ่านโปรแกรมเว็บบราวเซอร์ โดยมีหน้า (Page) แสดงผลทั้งหมด 6 หน้า มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) หน้าแรก

เป็นหน้าหลักจะประกอบด้วย แถบของคำสั่งเรียงลำดับ ดังนี้

-ความสูญเสียรวมรายวัน

-ความสูญเสียราย Unit

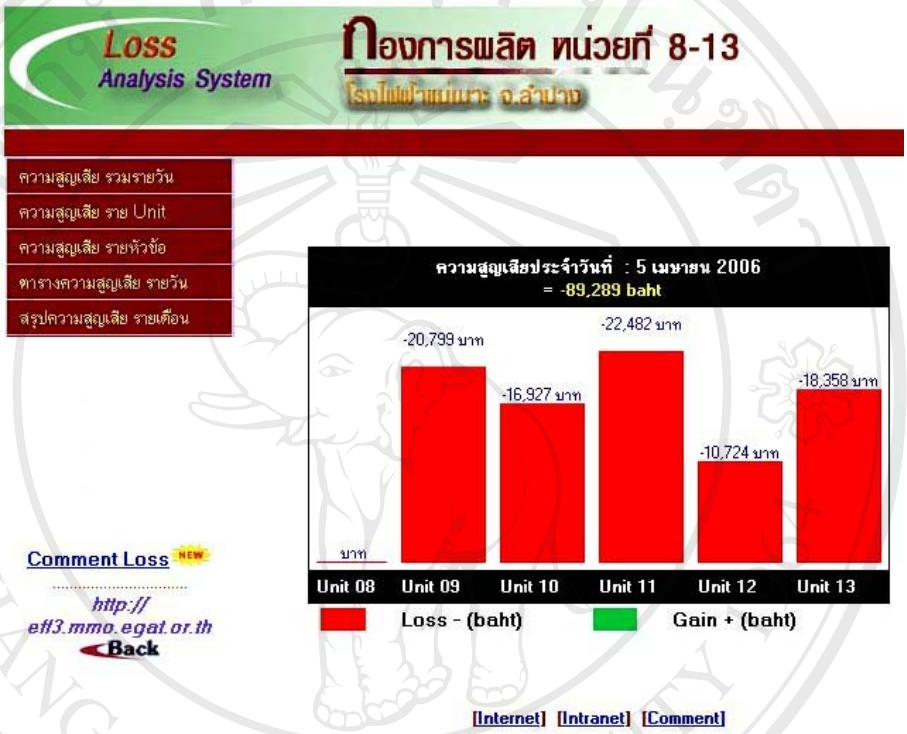
-ความสูญเสีย รายหัวข้อ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

-ความสูญเสียรายวัน

-ความสูญเสียรายเดือน

ขณะเดียวกันได้แสดงกราฟแท่งของความสูญเสียรายวันของวันที่ผ่านมา 1 วัน แสดงขึ้นอัตโนมัติ เพื่อที่ผู้ใช้งานจะสามารถดูข้อมูลล่าสุดได้ทันที ดังแสดงในรูปที่ 3.22



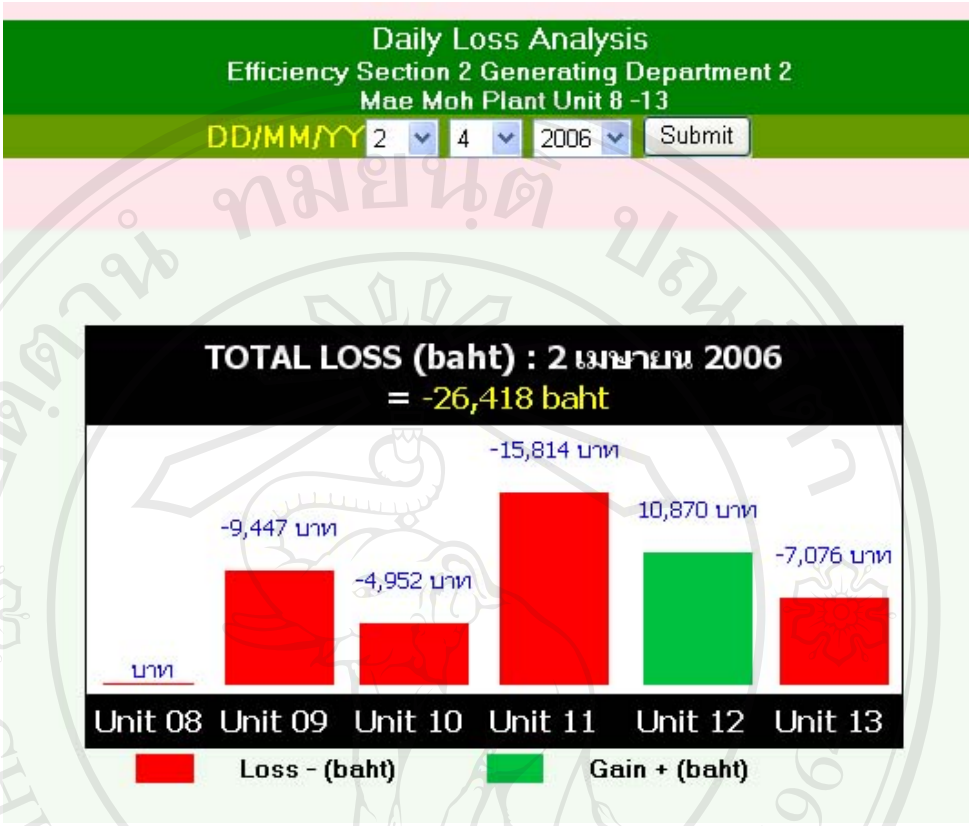
รูปที่ 3.22 แสดงหน้าเมนูหลัก

โดยจะเรียงตามหน่วยผลิตที่ 8 ถึง 13 ตามลำดับแสดงเป็นกราฟแท่ง และแยกความแตกต่างด้วยสีของกราฟ หากมีผลรวมเมื่อเปรียบเทียบกับเป้าหมายแล้วมีค่าต่ำกว่าก็จะแสดงด้วยสีเขียว แต่ถ้าหากผลรวมเมื่อเปรียบเทียบกับเป้าหมายแล้วมีค่าสูงกว่าก็จะแสดงด้วยสีแดง

2) หน้าที่สอง

เมื่อเลือกแถบคำสั่งที่เรียงลำดับบนพื้นสีแดงด้านซ้ายมือ ในหัวข้อแรก คือ ความสูญเสียรายวัน เมื่อเลือกแล้วจะปรากฏดังรูปที่ 3.23

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.23 แสดงผลความสูญเสียรายวัน

ในหน้านี้ ผู้ใช้งานสามารถที่จะเลือกช่วงเวลาที่ต้องการดูข้อมูลย้อนหลังตามต้องการ โดยมีความละเอียดเป็นรายวัน

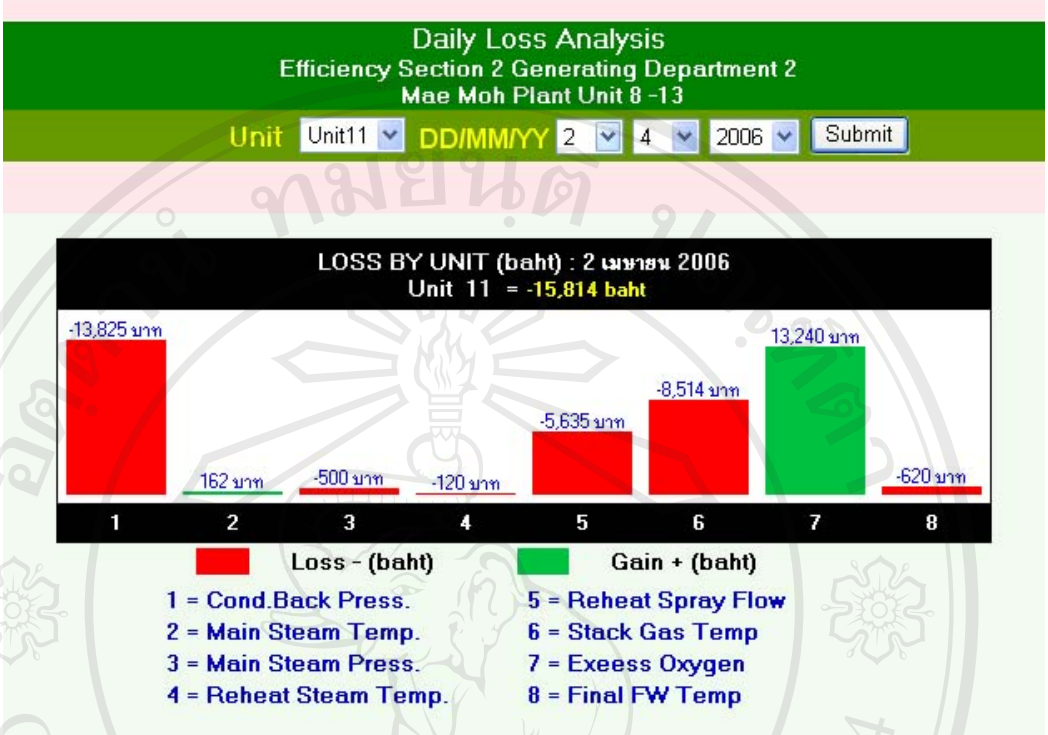
3) หน้าที่สาม

แสดงความสูญเสียราย Unit หมายถึง การเลือกดูความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตทั้ง 8 หัวข้อหลัก โดยแบ่งกลุ่มตามโรงไฟฟ้าแต่ละหน่วยผลิต ซึ่งได้แก่

- Condenser back pressure loss
- Main steam temperature loss
- Main steam pressure loss
- Reheat steam temperature loss
- Reheat spray water flow loss
- Final feed water temperature loss
- Stack gas exit temperature loss
- Excess oxygen loss

รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.24

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved

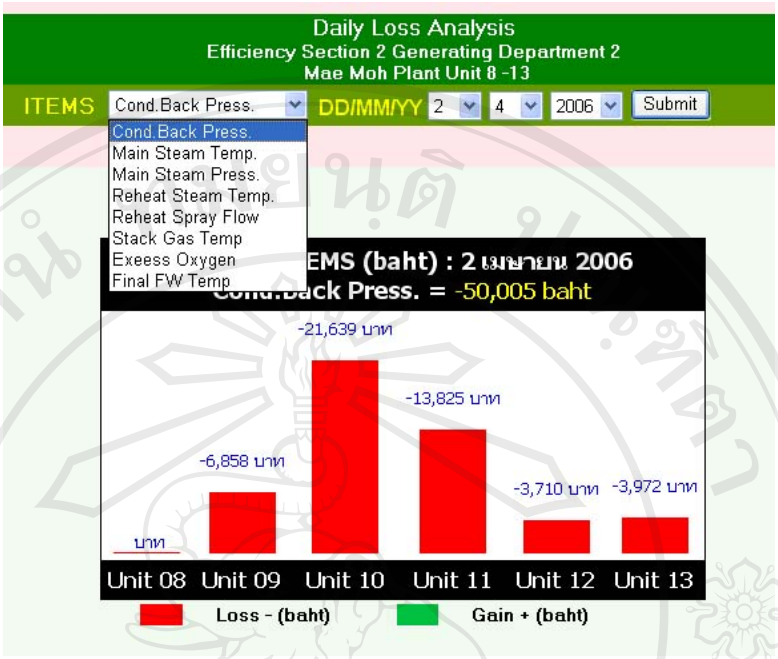


รูปที่ 3.24 แสดงความสูญเสียราย Unit

4) หน้าที่สี่

แสดงความสูญเสียรายหัวข้อ โดยผู้ใช้สามารถจะเลือกดูความสูญเสียหลักในแต่ละหัวข้อ เปรียบเทียบกันระหว่างหน่วยผลิต ขณะเดียวกันก็จะแสดงภาพรวมของความสูญเสียในหัวข้อนั้นๆ รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.25

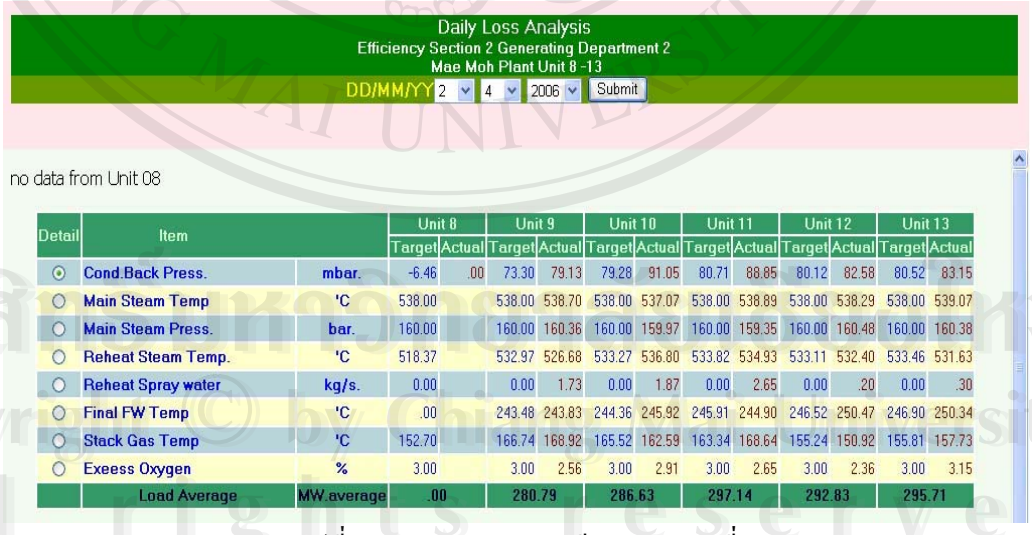
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved



รูปที่ 3.25 แสดงความสูญเสียรายหัวข้อ

5) หน้าที่ห้า

แสดงค่าความสูญเสียรายวัน ในรูปแบบตาราง เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายที่คำนวณได้ ซึ่งในส่วนแรก จะแสดงการเปรียบเทียบข้อมูลหลักทั้ง 8 ค่า ที่จะนำไปคำนวณหาความสูญเสีย เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมาย รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.26



Detail	Item		Unit 8		Unit 9		Unit 10		Unit 11		Unit 12		Unit 13	
			Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual
◉	Cond.Back Press.	mbar.	-6.46	.00	73.30	79.13	79.28	91.05	80.71	88.85	80.12	82.58	80.52	83.15
○	Main Steam Temp	'C	538.00		538.00	538.70	538.00	537.07	538.00	538.89	538.00	538.29	538.00	539.07
○	Main Steam Press.	bar.	160.00		160.00	160.36	160.00	159.97	160.00	159.35	160.00	160.48	160.00	160.38
○	Reheat Steam Temp.	'C	518.37		532.97	526.68	533.27	536.80	533.82	534.93	533.11	532.40	533.46	531.63
○	Reheat Spray water	kg/s.	0.00		0.00	1.73	0.00	1.87	0.00	2.65	0.00	.20	0.00	.30
○	Final FW Temp	'C	.00		243.48	243.83	244.36	245.92	245.91	244.90	246.52	250.47	246.90	250.34
○	Stack Gas Temp	'C	152.70		166.74	168.92	165.52	162.59	163.34	168.64	155.24	150.92	155.81	157.73
○	Exeess Oxygen	%	3.00		3.00	2.56	3.00	2.91	3.00	2.65	3.00	2.36	3.00	3.15
	Load Average	MW.average	.00		280.79		286.63		297.14		292.83		295.71	

รูปที่ 3.26 แสดงความสูญเสียแบบตารางที่1

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ในส่วนที่ 2 ค่าความสูญเสีย ทั้ง 8 หัวข้อหลัก เปรียบเทียบกันระหว่างหน่วยผลิต มีหน่วยค่าความสูญเสีย เป็นบาท โดยทั้ง 2 ส่วนสามารถที่จะเลือกช่วงเวลาของการแสดงผลได้ รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.27

Daily Loss Analysis
Efficiency Section 2 Generating Department 2
Mae Moh Plant Unit 8 -13

DD/MM/YY 2 4 2006 Submit

Item	Unit 8		Unit 9		Unit 10		Unit 11		Unit 12		Unit 13		Total
	%Loss[-] /Gain[+]	Baht	%Loss[-] /Gain[+]	Baht	%Loss[-] /Gain[+]	Baht	%Loss[-] /Gain[+]	Baht	%Loss[-] /Gain[+]	Baht	%Loss[-] /Gain[+]	Baht	Baht
Cond.Back Press.	-1.0468		-.3011	-6,858	-.8951	-21,639	-.5723	-13,825	-.1528	-3,710	-.1614	-3,972	**-50,005**
Main Steam Temp	-43.8607		.0021	48	-.0379	-916	.0067	162	-.0147	-356	.0038	94	**-968**
Main Steam Press.	-24.2411		.0256	583	.0079	192	-.0207	-500	.0326	792	.0278	685	**1,752**
Reheat Steam Temp.	-40.0436		-.1666	-3,794	.0430	1,039	-.0050	-120	-.0226	-549	-.0463	-1,140	**-4,565**
Reheat Spray water	.0000		-.1597	-3,637	-.1698	-4,105	-.2333	-5,635	-.0403	-980	-.0569	-1,400	**-15,758**
Final FW Temp	.0000		.0087	199	.0394	952	-.0257	-620	.1421	3,451	.1239	3,049	**7,031**
Stack Gas Temp	12.1651		-.1465	-3,336	.1960	4,739	-.3525	-8,514	.2882	6,999	-.1279	-3,147	**-3,259**
Exeess Oxygen	2.2730		.3227	7,350	.6116	14,786	.5481	13,240	.2150	5,223	-.0506	-1,244	**39,354**
Total (Baht)				**-9,447**		**-4,952**		**-15,814**		**10,870**		**-7,076**	**-26,418**

รูปที่ 3.27 แสดงความสูญเสียแบบตารางที่2

6) หน้าที่หก

เป็นหน้า ที่แสดงผลสรุปความสูญเสียตลอดทั้งเดือนโดยสามารถเลือกเดือนที่ต้องการผลการสรุป

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright © by Chiang Mai University
All rights reserved