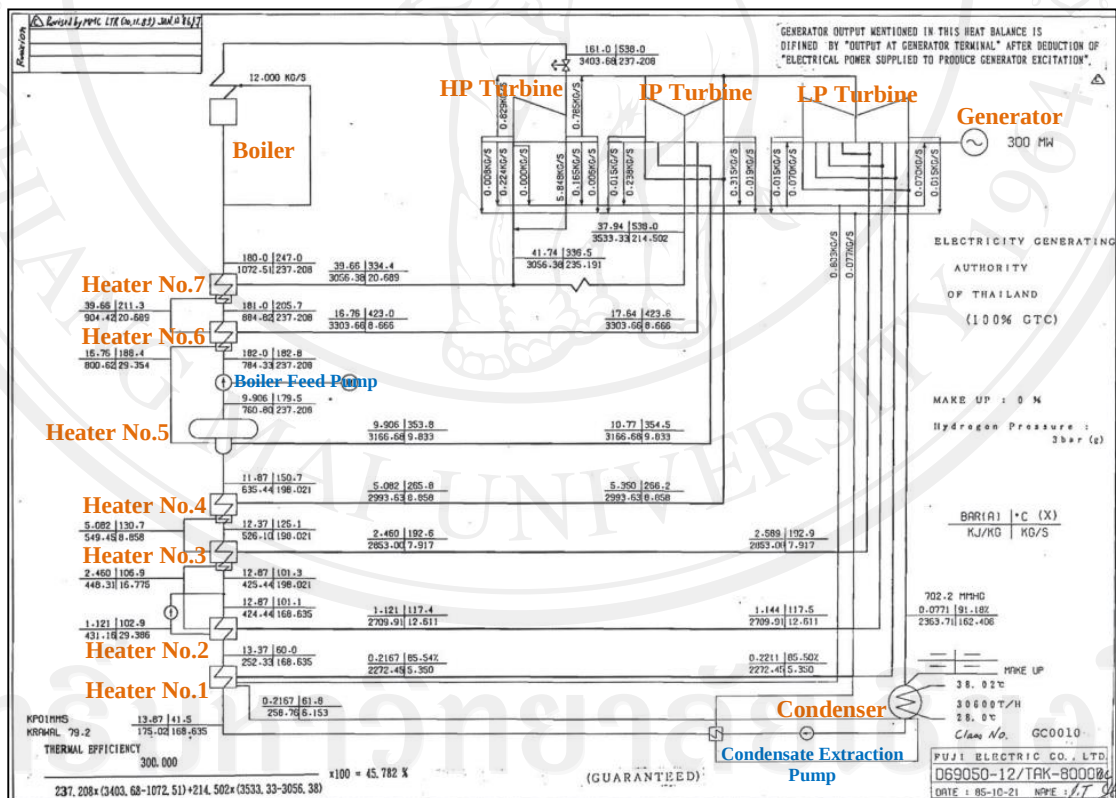


### บทที่ 3 วิธีการวิจัย

#### 3.1 เก็บข้อมูลด้านสถานะการเดินเครื่อง (Operating point) ที่ใช้ทำแบบจำลอง

ในการดำเนินการวิจัยจำเป็นต้องใช้ข้อมูลด้านสถานะการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า (Operating point) สถานะปัจจุบัน โดยพารามิเตอร์จุดวัดหลักที่พิจารณาอ้างอิงตามแผนภาพ Heat Balance Guaranteed ดังแสดงในรูปที่ 3.1 ประกอบด้วยค่าอุณหภูมิ, ค่าความดัน และค่าอัตราการไหล ของไหลก่อนเข้าและออกจากอุปกรณ์ Boiler, Steam Turbine ควบ Generator, Heater, Condenser และ Cooling Tower ซึ่งส่วนใหญ่เป็นจุดวัดที่มีอุปกรณ์วัดติดตั้งกับตัวโรงไฟฟ้าที่ส่งสัญญาณเข้ามาที่ศูนย์ควบคุมการเดินเครื่องพร้อมจัดเก็บลงฐานข้อมูลโรงไฟฟ้า (Mae Moh Power Plant Database)



รูปที่ 3.1 แผนภาพ Heat Balance Guaranteed ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 จ่าย Load 300 MW โดยบริษัทผู้ผลิตตั้งแต่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า

พารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องเก็บข้อมูล มีดังต่อไปนี้

1. Superheat Steam Pressure หรือความดันของไอน้ำร้อนยวดยิ่ง [Bar(a)]
2. Superheat Steam Temperature หรืออุณหภูมิของไอน้ำร้อนยวดยิ่ง [ $^{\circ}\text{C}$ ]
3. Superheat Steam Flow Rate หรืออัตราการไหลของไอน้ำร้อนยวดยิ่งก่อนเข้าสู่ HP Turbine [kg/s]
4. HP Turbine Exhaust Steam Pressure หรือความดันของไอน้ำร้อนยวดยิ่งขาออกจาก HP Turbine [Bar(a)]
5. Cold- Reheat Steam Temperature หรืออุณหภูมิของไอน้ำร้อนยวดยิ่งขาออกจาก HP Turbine [ $^{\circ}\text{C}$ ]
6. Hot-Reheat Steam Pressure หรือความดันของไอน้ำร้อนยวดยิ่ง หลังให้ความร้อนซ้ำ โดย Boiler ก่อนเข้าสู่ IP Turbine [Bar(a)]
7. Hot-Reheat Steam Temperature หรืออุณหภูมิของไอน้ำร้อนยวดยิ่ง หลังให้ความร้อนซ้ำ โดย Boiler ก่อนเข้าสู่ IP Turbine [ $^{\circ}\text{C}$ ]
8. Superheat Spray Flow Rate หรืออัตราการไหลของน้ำที่ออกจาก Feed Water Heater No.7 แบ่งมาใช้สำหรับลดอุณหภูมิ Superheat Steam ก่อนเข้าสู่ HP Turbine [kg/s]
9. Reheat Spray Flow Rate หรืออัตราการไหลของน้ำที่ออกจาก Boiler Feed Pump แบ่งมาใช้สำหรับลดอุณหภูมิ Hot-Reheat Steam ก่อนเข้าสู่ IP Turbine [kg/s]
10. Ambient Temperature หรืออุณหภูมิบรรยากาศโดยรอบโรงไฟฟ้า [ $^{\circ}\text{C}$ ]
11. Generator Output หรือกำลังไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ [kW]
12. LP Turbine Exhaust Steam Temperature หรืออุณหภูมิของไอน้ำขาออกจาก LP Turbine ลงสู่ Condenser [ $^{\circ}\text{C}$ ]
13. Condenser Pressure หรือความดันภายใน Condenser [Bar(g)]
14. Cooling Water Inlet Temperature หรืออุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser [ $^{\circ}\text{C}$ ]
15. Cooling Water Outlet Temperature หรืออุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นขาออก Condenser [ $^{\circ}\text{C}$ ]
16. Cooling Water Flow Rate หรืออัตราการไหลของน้ำหล่อเย็นจาก Cooling Tower เข้า-ออก Condenser [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
17. Feed Water Temperature to Heater No.1 หรืออุณหภูมิของน้ำป้อนเข้า Feed Water Heater No.1 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

18. Feed Water Flow Rate to Heater No.1 หรืออัตราการไหลของน้ำป้อนเข้า Feed Water Heater No.1 [kg/s]

19. Feed Water Outlet Temperature Heater No.2 หรืออุณหภูมิของน้ำหลังรับการถ่ายเทความร้อนแล้วออกจาก Feed Water Heater No.2 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

20. Feed Water Outlet Temperature Heater No.3 หรืออุณหภูมิของน้ำหลังรับการถ่ายเทความร้อนแล้วออกจาก Feed Water Heater No.3 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

21. Feed Water Outlet Temperature Heater No.4 หรืออุณหภูมิของน้ำหลังรับการถ่ายเทความร้อนแล้วออกจาก Feed Water Heater No.4 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

22. Feed Water Inlet Temperature Heater No.6 หรืออุณหภูมิของน้ำก่อนเข้า Feed Water Heater No.6 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

23. Feed Water Inlet Pressure Heater No.6 หรือความดันน้ำก่อนเข้า Feed Water Heater No.6 [Bar(a)]

24. Drain Temperature Heater No.6 to Dearator หรืออุณหภูมิของน้ำระบายออกจาก Feed Water Heater No.6 ลงสู่ Dearator หรือ Heater No.5 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

25. Feed Water Outlet Temperature Heater No.6 หรืออุณหภูมิของน้ำหลังรับการถ่ายเทความร้อนแล้วออกจาก Feed Water Heater No.6 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

26. Feed Water Outlet Temperature Heater No.7 หรืออุณหภูมิของน้ำหลังรับการถ่ายเทความร้อนแล้วออกจาก Feed Water Heater No.7 เพื่อป้อนเข้า Boiler [ $^{\circ}\text{C}$ ]

27. Drain Temperature Heater No.7 to Heater No.6 หรืออุณหภูมิของน้ำระบายออกจาก Feed Water Heater No.7 ลงสู่ Heater No.6 [ $^{\circ}\text{C}$ ]

28. Final Feed Water Pressure to Boiler หรือความดันน้ำป้อนเข้า Boiler ผ่านชุด Economizer [Bar(a)]

29. Final Feed Water Flow Rate to Boiler หรืออัตราการไหลของน้ำป้อนเข้า Boiler ผ่านชุด Economizer [kg/s]

30. Final Feed Water Temperature to Boiler หรืออุณหภูมิของน้ำป้อนเข้า Boiler ผ่านชุด Economizer [ $^{\circ}\text{C}$ ]

31. Primary Air Heater(PAH) Air Inlet Temperature หรืออุณหภูมิของอากาศที่เข้าอุปกรณ์อุ่นอากาศที่ใช้ถ่ายเทความร้อนผ่านเข้าเผาไหม้ใน Boiler (Primary Air Heater) [ $^{\circ}\text{C}$ ]

32. Primary Air Heater(PAH) Air Outlet Temperature หรืออุณหภูมิของอากาศร้อนที่ออกจาก Primary Air Heater [ $^{\circ}\text{C}$ ]

33. Primary Air Heater(PAH) Gas Inlet Temperature หรืออุณหภูมิของไอเสียจาก Boiler ที่เข้า Primary Air Heater [ $^{\circ}\text{C}$ ]

34. Primary Air Heater(PAH) Gas Outlet Temperature หรืออุณหภูมิของไอเสียจาก Boiler ที่ออก Primary Air Heater [ $^{\circ}\text{C}$ ]

35. Primary Air Flow Rate หรืออัตราการไหลของอากาศที่ใช้ลำเลียงผงถ่านเข้าเผาไหม้ใน Boiler [kg/s]

36. Secondary Air Heater(SAH) Air Inlet Temperature หรืออุณหภูมิของอากาศที่เข้าอุปกรณ์อุ่นอากาศช่วยการเผาไหม้ใน Boiler (Secondary Air Heater) [ $^{\circ}\text{C}$ ]

37. Secondary Air Heater(SAH) Air Outlet Temperature หรืออุณหภูมิของอากาศร้อนที่ออก Secondary Air Heater [ $^{\circ}\text{C}$ ]

38. Secondary Air Heater(SAH) Gas Inlet Temperature หรืออุณหภูมิของไอเสียจาก Boiler ที่เข้า Secondary Air Heater [ $^{\circ}\text{C}$ ]

39. Secondary Air Heater(SAH) Gas Outlet Temperature หรืออุณหภูมิของไอเสียจาก Boiler ที่ออก Secondary Air Heater [ $^{\circ}\text{C}$ ]

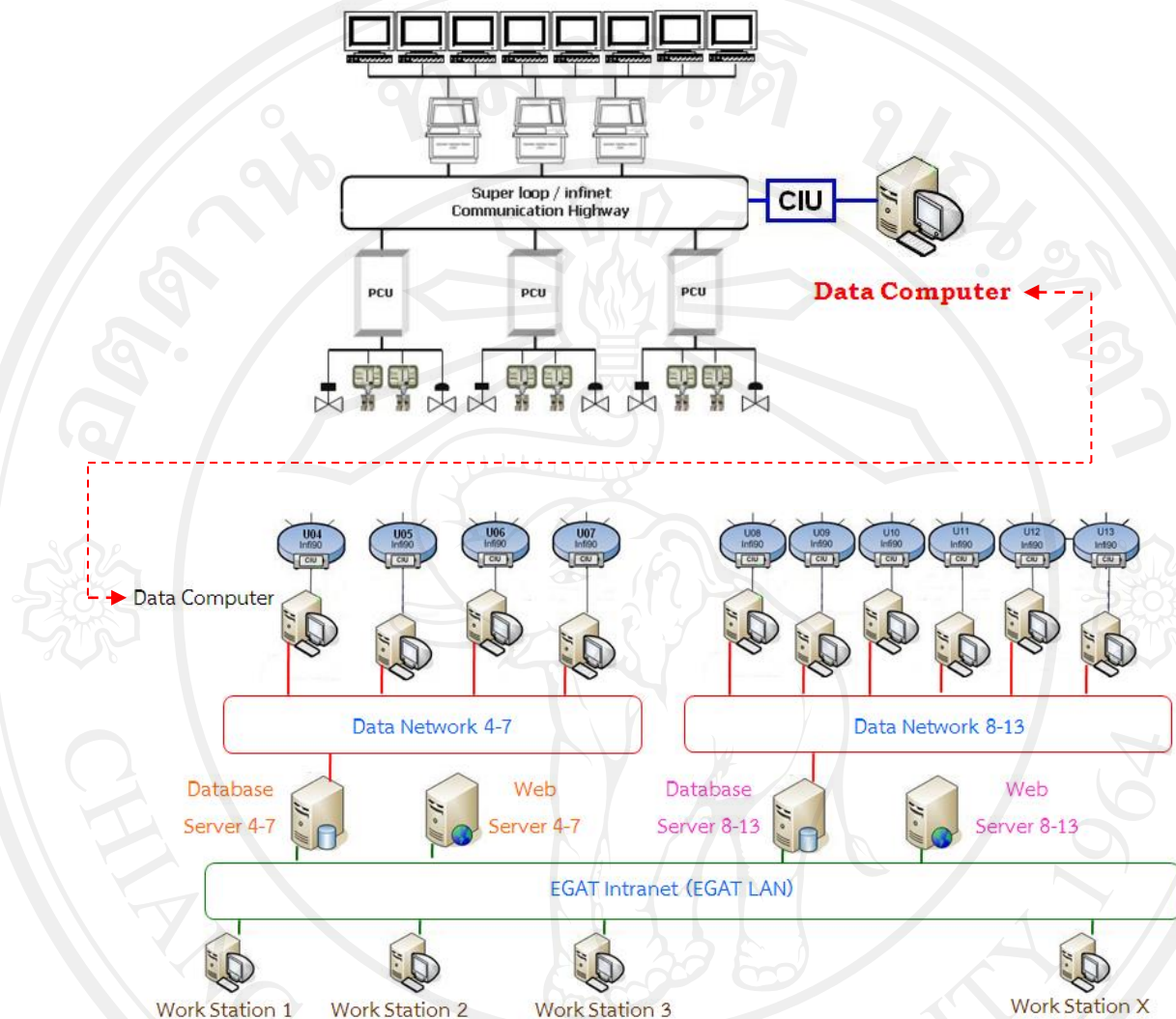
40. Secondary Air Flow Rate หรืออัตราการไหลของอากาศช่วยการเผาไหม้ใน Boiler [kg/s]

41. Total Air Flow Rate หรืออัตราการไหลของอากาศทั้งหมดที่ใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิงใน Boiler ซึ่งเป็นผลรวมระหว่าง Primary Air Flow Rate กับ Secondary Air Flow Rate [kg/s]

42. Total Coal Flow Rate หรืออัตราการป้อนปริมาณถ่านหินเข้าไม่บดถ่านเพื่อเผาไหม้ใน Boiler ทั้งหมด [kg/s]

### 3.1.1 ระบบจัดเก็บฐานข้อมูลโรงไฟฟ้า (Mae Moh Power Plant Database)

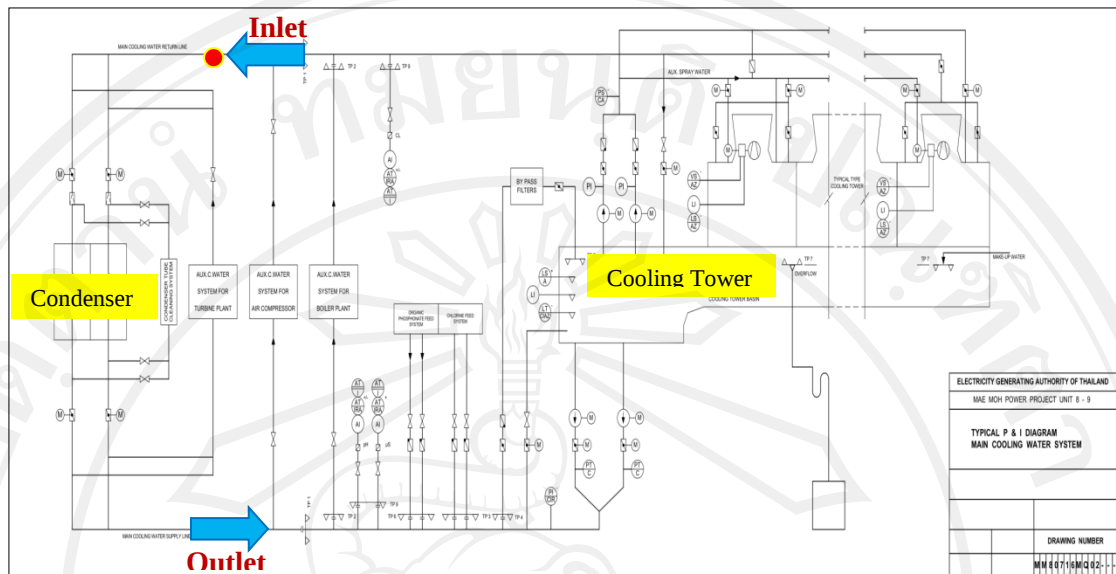
ระบบควบคุมการทำงานของอุปกรณ์โรงไฟฟ้าแม่เมาะมีการเชื่อมต่อกันผ่านเครือข่ายข้อมูลที่เรียกว่า Infi-90 Network ซึ่งเป็นช่องทางวิ่งผ่านของสัญญาณทางไฟฟ้าทั้งภาคส่ง-รับ โดยมีอุปกรณ์เชื่อมต่อที่เรียกว่า Computer Interface Unit (CIU) เมื่อนำเอาเครื่องคอมพิวเตอร์ เรียกว่า Data Computer ตัวหนึ่งไปทำการเชื่อมต่อกับ CIU พร้อมกับเขียนภาษาคอมพิวเตอร์ให้ทำการประมวลผลสัญญาณทางไฟฟ้าแล้วจัดเก็บลงสู่ Data Computer ในแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า เชื่อมต่อเข้ากับ Database Server ของกลุ่มโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 4-7 และกลุ่มโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 8-13 เชื่อมต่อไปยังไประบบเครือข่ายข้อมูลของ กฟผ. (EGAT LAN) ซึ่งผู้ใช้งานทั่วไป (Work Station) จะสามารถเข้าถึงข้อมูลโรงไฟฟ้าที่จัดเก็บ แต่จะไม่สามารถเข้าถึงระบบควบคุมของโรงไฟฟ้าได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 แผนภาพโครงสร้างการจัดเก็บข้อมูลด้านงานเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเข้าสู่ฐานข้อมูล

### 3.1.2 ติดตั้งอุปกรณ์วัดเพิ่มเติมเพื่อเก็บข้อมูล

ข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในงานวิจัย นอกเหนือจากที่วัดด้วยอุปกรณ์วัดติดตั้งกับตัวโรงไฟฟ้าแล้วจัดเก็บลงฐานข้อมูลซึ่งเป็นส่วนใหญ่แล้วนั้น คือค่า Cooling Water Flow Rate หรืออัตราการไหลของน้ำหล่อเย็นที่มาจาก Cooling Tower หลังระบายความร้อนออกสู่บรรยากาศแล้วไหลกลับเข้าสู่ Condenser เพื่อรับความร้อนเหลือจากระบบกลับออกไปสู่ Cooling Tower จะทำการวัดและเก็บข้อมูลด้วย Portable Ultrasonic Liquid Flow Meter เพื่อเก็บข้อมูล Flow Rate เป็นรายนาที โดยตำแหน่งจุดวัด ดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แผนภาพตำแหน่งวัดค่า Cooling Water Flow Rate

ดำเนินการเก็บข้อมูลค่าพารามิเตอร์ดังกล่าว โดยเป็นค่าเฉลี่ย ณ สภาวะเดินเครื่องกำลังผลิต 300 MW (100%), 240 MW (80%) และ 180 MW (60%) โดยเป็นระยะเวลาหลายชั่วโมงต่อเนื่อง ช่วงปี 2555 ซึ่งเป็นสภาวะการเดินเครื่องในสภาพปัจจุบันของโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 ก่อนหยุดซ่อมบำรุงรักษาตามวาระ รายละเอียดข้อมูลทั้ง 3 สภาวะกำลังผลิต แสดงในภาคผนวก ก ตารางที่ ก1-ก4 ทั้งนี้ตัวอย่างสรุปข้อมูล ณ สภาวะเดินเครื่องกำลังผลิต 300 MW ดังแสดงในตารางที่ 3.1 ตารางที่ 3.1 สรุป Operating Point บนเงื่อนไขกำลังผลิต 300 MW ข้อมูลค่าเฉลี่ยในวันที่ 16 กรกฎาคม 2555 เป็นระยะเวลา 24 ชั่วโมงต่อเนื่อง

| ลำดับที่ | พารามิเตอร์                       | หน่วย  | ข้อมูล |
|----------|-----------------------------------|--------|--------|
| 1        | Superheat Steam Pressure          | Bar(a) | 161.0  |
| 2        | Superheat Steam Temperature       | °C     | 538.9  |
| 3        | Superheat Steam Flow Rate         | kg/s   | 257.1  |
| 4        | HP Turbine Exhaust Steam Pressure | Bar(a) | 41.4   |
| 5        | Cold- Reheat Steam Temperature    | °C     | 339.4  |
| 6        | Hot-Reheat Steam Pressure         | Bar(a) | 38.7   |
| 7        | Hot-Reheat Steam Temperature      | °C     | 530.2  |
| 8        | Superheat Spray Flow Rate         | kg/s   | 6.7    |

ตารางที่ 3.1 (ต่อ)

| ลำดับที่ | พารามิเตอร์                                    | หน่วย             | ข้อมูล  |
|----------|------------------------------------------------|-------------------|---------|
| 9        | Reheat Spray Flow Rate                         | kg/s              | 0.0     |
| 10       | Ambient Temperature                            | °C                | 28.8    |
| 11       | Generator Output                               | kW                | 299,141 |
| 12       | LP Turbine Exhaust Steam Temperature           | °C                | 44.4    |
| 13       | Condenser Pressure                             | Bar(g)            | 0.089   |
| 14       | Cooling Water Inlet Temperature                | °C                | 31.3    |
| 15       | Cooling Water Outlet Temperature               | °C                | 41.9    |
| 16       | Cooling Water Flow Rate                        | m <sup>3</sup> /s | 7,936   |
| 17       | Feed Water Temperature to Heater No.1          | °C                | 45.2    |
| 18       | Feed Water Flow Rate to Heater No.1            | kg/s              | 177.0   |
| 19       | Feed Water Outlet Temperature Heater No.2      | °C                | 97.7    |
| 20       | Feed Water Outlet Temperature Heater No.3      | °C                | 127.4   |
| 21       | Feed Water Outlet Temperature Heater No.4      | °C                | 157.4   |
| 22       | Feed Water Inlet Temperature Heater No.6       | °C                | 185.8   |
| 23       | Feed Water Inlet Pressure Heater No.6          | Bar(g)            | 185.0   |
| 24       | Drain Temperature Heater No.6 to Dearator      | °C                | 187.4   |
| 25       | Feed Water Outlet Temperature Heater No.6      | °C                | 207.3   |
| 26       | Feed Water Outlet Temperature Heater No.7      | °C                | 247.6   |
| 27       | Drain Temperature Heater No.7 to Heater No.6   | °C                | 208.6   |
| 28       | Final Feed Water Pressure to Boiler            | Bar(g)            | 178.0   |
| 29       | Final Feed Water Flow Rate to Boiler           | kg/s              | 237.4   |
| 30       | Final Feed Water Temperature to Boiler         | °C                | 248.5   |
| 31       | Primary Air Heater(PAH) Air Inlet Temperature  | °C                | 56.2    |
| 32       | Primary Air Heater(PAH) Air Outlet Temperature | °C                | 312.1   |

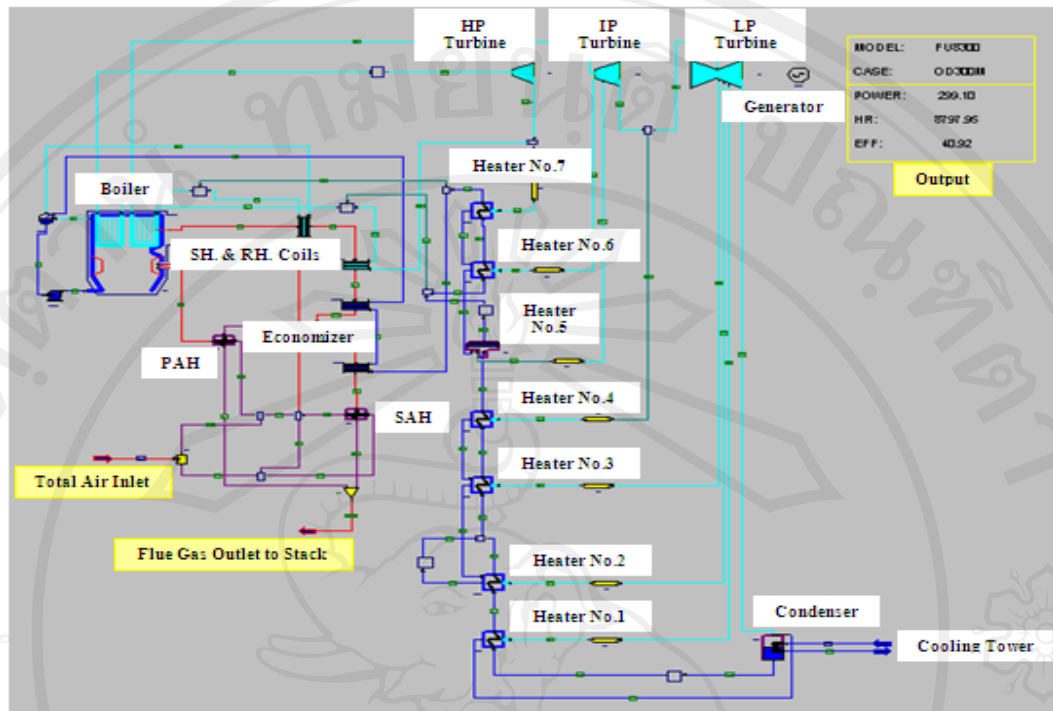
ตารางที่ 3.1 (ต่อ)

| ลำดับที่ | พารามิเตอร์                                      | หน่วย | ข้อมูล |
|----------|--------------------------------------------------|-------|--------|
| 33       | Primary Air Heater(PAH) Gas Inlet Temperature    | °C    | 405.3  |
| 34       | Primary Air Heater(PAH) Gas Outlet Temperature   | °C    | 172.5  |
| 35       | Primary Air Flow Rate                            | kg/s  | 148.4  |
| 36       | Secondary Air Heater(SAH) Air Inlet Temperature  | °C    | 43.9   |
| 37       | Secondary Air Heater(SAH) Air Outlet Temperature | °C    | 282.4  |
| 38       | Secondary Air Heater(SAH) Gas Inlet Temperature  | °C    | 314.7  |
| 39       | Secondary Air Heater(SAH) Gas Outlet Temperature | °C    | 179.1  |
| 40       | Secondary Air Flow Rate                          | kg/s  | 195.6  |
| 41       | Total Air Flow Rate                              | kg/s  | 344.0  |
| 42       | Total Coal Flow Rate                             | kg/s  | 73.04  |

### 3.2 สร้างแบบจำลองสถานะการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน

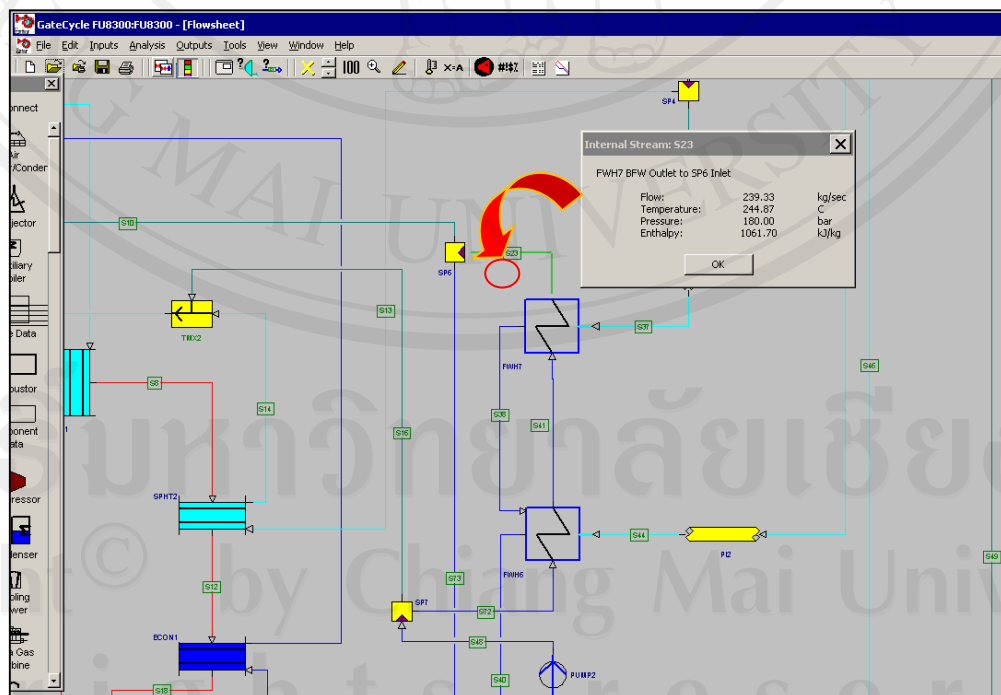
- Design Case

ใช้โปรแกรม Gate Cycle & Cycle Link ลิขสิทธิ์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในการทำแบบจำลองรูปแบบ Design Case ดังแสดงในรูปที่ 3.4 ให้ได้พารามิเตอร์ด้านสถานะเดินเครื่องใกล้เคียงกับข้อมูล Operating Data ในหัวข้อ 3.1



รูปที่ 3.4 แบบจำลองรูปแบบ Design Case โดยใช้โปรแกรม Gate Cycle & Cycle Link

ตัวอย่างของแนวทางการตรวจสอบข้อมูลค่าพารามิเตอร์ Operating Data ในแต่ละจุด ดังแสดงในรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ตัวอย่างการตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ผลลัพธ์แต่ละจุด ก่อน-หลัง อุปกรณ์

- **Off-Design Case**

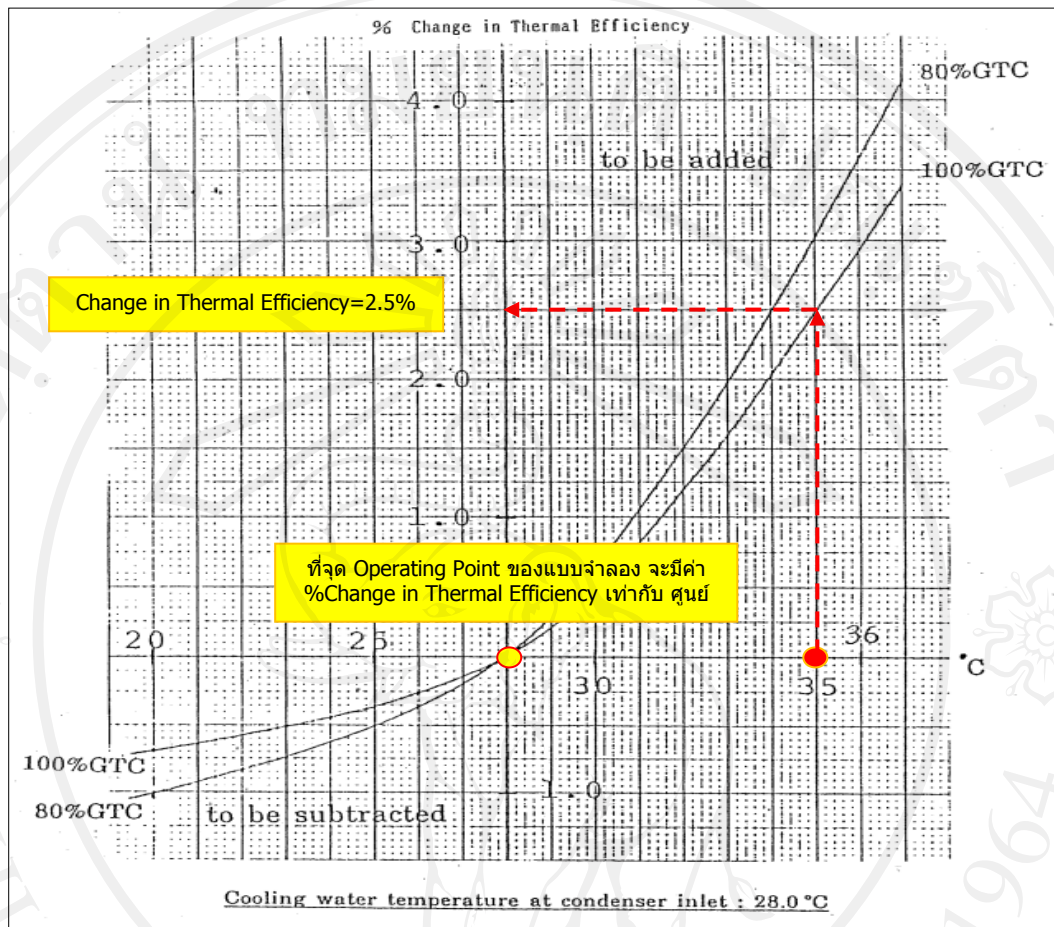
เมื่อออกแบบให้แบบจำลองมีพารามิเตอร์ Operating Data เป็นไปตามต้องการแล้ว จะต้องบันทึกแบบจำลองให้อยู่ในรูปแบบ Off-Design เพื่อให้สามารถทดลองปรับเปลี่ยน Operating Data ในการศึกษาความสัมพันธ์ของตัวแปรที่ศึกษากับผลกระทบในกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้

### 3.3 สร้าง Correction Curve สำหรับปรับแก้ตัวแปรในกระบวนการผลิตจากแบบจำลองที่สร้างขึ้น

เมื่อทดลองปรับเปลี่ยนตัวแปรที่กำลังศึกษาที่ละขั้นบันไดเป็นช่วงข้อมูลแล้ว Run Program ของแบบจำลองในรูปแบบ Off-Design Case จะได้ผลลัพธ์ค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์หลักในกระบวนการผลิตที่เปลี่ยนแปลงไปจากผลกระทบของการปรับแก้ค่าของตัวแปรนั้น หรือ Percent Change in Thermal Efficiency แล้วนำไปคำนวณค่า Correction Factor ดังสมการที่ (3.1)

$$\text{Correction Factor} = 1 + \left( \frac{\% \text{Change in Thermal Efficiency}}{100} \right) \quad (3.1)$$

ตัวอย่างการคำนวณหาค่า Correction Factor ของตัวแปรค่าอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser (Cooling Water Temperature at Condenser Inlet) ที่การจ่าย Load 300 MW เต็มพิกัด ซึ่งส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพของ Steam Turbine เปลี่ยนแปลงไป เพิ่มขึ้นหรือลดลง เช่น ที่ค่าอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser ตามค่าออกแบบคือ 28 °C นั้นค่าประสิทธิภาพของ Steam Turbine จะเป็นไปตามที่คำนวณได้โดยไม่มีการปรับแก้ใดๆ แต่ถ้าค่าอุณหภูมิเพิ่มขึ้นเป็น 35 °C จะทำให้ความสามารถถ่ายเทความร้อนเหลือออกไปจากระบบผลิตได้น้อยลง ทำให้ Condenser สูญเสียความเป็นสูญญากาศ จนไม่สามารถดึง Steam ออกจาก LP Turbine ได้เต็มที่ ส่งผลให้ประสิทธิภาพของ Steam Turbine ต่ำลง ค่าปรับแก้หรือค่า Correction Factor จะมีค่าสูงขึ้น



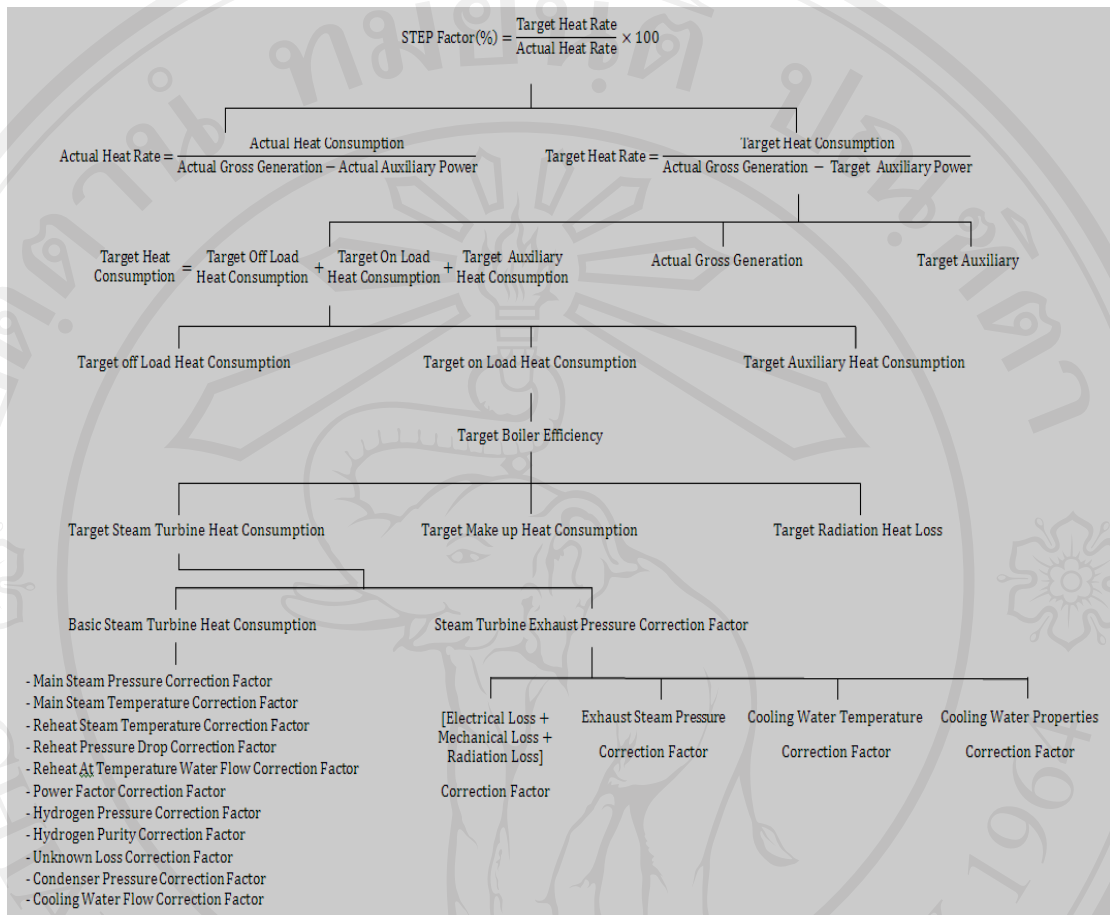
รูปที่ 3.6 ตัวอย่างข้อมูลความสัมพันธ์ระหว่างค่าเปอร์เซ็นต์ความเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพเชิงความร้อนของโรงไฟฟ้ากับค่าอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser ซึ่งได้รับมาจากบริษัทผู้ผลิตตั้งแต่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า

จากข้อมูลในรูปที่ 3.6 มาคำนวณตามสมการที่ (3.1) จะได้ค่า Correction Factor ที่แต่ละค่าอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser มาใช้ในการปรับแก้ประสิทธิภาพของ Steam Turbine และสร้างเป็นสมการทางคณิตศาสตร์โดยให้ Correction Curve ครอบคลุมช่วงอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นที่เป็นไปได้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเพื่อนำไปคำนวณตามแนวทางของ STEP Factor ต่อไป ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ค่า Correction Factor ของแต่ละค่าของอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser

| Cooling Water<br>Inlet Condenser Temperature<br>[°C] | $\Delta\eta_{TB}$ Change<br>[%] | จำนวน<br>ค่า Correction Factor |
|------------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 20                                                   | -0.70                           | 0.9930                         |
| 21                                                   | -0.65                           | 0.9935                         |
| 22                                                   | -0.60                           | 0.9940                         |
| 23                                                   | -0.50                           | 0.9950                         |
| 24                                                   | -0.45                           | 0.9955                         |
| 25                                                   | -0.35                           | 0.9965                         |
| 26                                                   | -0.25                           | 0.9975                         |
| 27                                                   | -0.13                           | 0.9987                         |
| 28                                                   | 0.00                            | 1.0000                         |
| 29                                                   | 0.20                            | 1.0020                         |
| 30                                                   | 0.48                            | 1.0048                         |
| 31                                                   | 0.83                            | 1.0083                         |
| 32                                                   | 1.20                            | 1.0120                         |
| 33                                                   | 1.62                            | 1.0162                         |
| 34                                                   | 2.05                            | 1.0205                         |
| 35                                                   | 2.48                            | 1.0248                         |
| 36                                                   | 2.93                            | 1.0293                         |
| 37                                                   | 3.38                            | 1.0338                         |

เมื่อได้ Correction Curve ของตัวแปรทุกตัวที่จำเป็นในการคำนวณ STEP Factor ภายใต้สถานะโรงไฟฟ้าเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า (On-Load) ด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม (Gross generation) อยู่ในช่วงตั้งแต่ 180 MW – 300 MW (ช่วงกำลังผลิตตามระบุในเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือ Power Purchase Agreement (PPA) ระหว่างสายงานควบคุมระบบกับสายงานผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ) ตามเงื่อนไขขอบเขตงานวิจัย ดังรูปที่ 3.7 ยกเว้นส่วนของ Generator ที่เป็นข้อจำกัดของโปรแกรม



รูปที่ 3.7 แผนผังแสดงแนวทาง/หลักการคำนวณ STEP Factor

อนึ่ง ค่า Correction Factor ของอุปกรณ์ Generator จะยกเว้นการพิจารณาเนื่องจากข้อจำกัดของโปรแกรมต่อการสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้า ประกอบกับ Generator เป็นอุปกรณ์ด้านไฟฟ้าที่มีโครงสร้างไม่ซับซ้อน ทำหน้าที่แปลงพลังงานกลจากการหมุนของ Steam Turbine ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น และมีการบำรุงรักษาตามวาระสม่ำเสมอ

### 3.4 เก็บข้อมูลด้านสถานะการเดินเครื่อง (Operating point) หลังจากโรงไฟฟ้าบำรุงรักษาตามวาระ

ในการกำหนดค่าเป้าหมายของอัตราความร้อนที่ใช้ต่อการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วยไฟฟ้า (Target Heat Rate) ตามแนวทางการคำนวณของ STEP Factor จะอาศัยเงื่อนไขจากสภาพการเดินเครื่องในระยะเวลาอย่างน้อย 1 เดือน หลังจากซ่อมบำรุงตามวาระ (Major Overhaul หรือ Minor Inspection) ครั้งล่าสุด คือ Minor Inspection (ช่วงวันที่ 24 พ.ย. – 21 ธ.ค. 2555 เป็นระยะเวลา 28 วัน) โดยทำการเก็บข้อมูลทุกพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย ณ สถานะเดินเครื่องผลิต

ไฟฟ้ากำลังผลิต 300 MW, 240 MW และ 180 MW เป็นระยะเวลาต่อเนื่อง รายละเอียดดังแสดงในภาคผนวก ข ข้อมูลสภาวะการเดินเครื่องหลังจากซ่อมบำรุงรักษาตามวาระครั้งล่าสุดของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ตารางที่ ข1-ข4 ทั้งนี้ตัวอย่างสรุปข้อมูล ณ สภาวะเดินเครื่องกำลังผลิต 300 MW ดังตารางที่ 3.3-3.4

ตารางที่ 3.3 สรุป Operating Point บนเงื่อนไขกำลังผลิต 300 MW ข้อมูลค่าเฉลี่ย ตั้งแต่เวลา 08:00 น. ของวันที่ 2 มกราคม 2556 เป็นระยะเวลา 24 ชั่วโมงต่อเนื่อง (สำหรับคำนวณในส่วน Steam Turbine-Generator)

| ลำดับที่ | พารามิเตอร์                                  | หน่วย             | ข้อมูล  |
|----------|----------------------------------------------|-------------------|---------|
| 1        | Superheat Steam Pressure                     | Bar(a)            | 158.7   |
| 2        | Superheat Steam Temperature                  | °C                | 535.2   |
| 3        | Superheat Steam Flow Rate                    | kg/s              | 247.5   |
| 4        | HP Turbine Exhaust Steam Pressure            | Bar(a)            | 40.3    |
| 5        | Hot-Reheat Steam Pressure                    | Bar(a)            | 37.6    |
| 6        | Hot-Reheat Steam Temperature                 | °C                | 519.3   |
| 7        | Reheat Spray Flow Rate                       | kg/s              | 0.0     |
| 8        | Condenser Pressure                           | Bar(g)            | 0.084   |
| 9        | Cooling Water at Condenser Inlet Temperature | °C                | 29.61   |
| 10       | Cooling Water Flow Rate                      | m <sup>3</sup> /s | 7,936   |
| 11       | Power Factor                                 | -                 | 0.999   |
| 12       | Hydrogen Pressure                            | Bar(g)            | 3.2     |
| 13       | Hydrogen Purity                              | %                 | 99.9    |
| 14       | Generator Output                             | kW                | 299,968 |
| 15       | Superheat Steam Enthalpy                     | kJ/kg             | 3,398.6 |
| 16       | Final Feed Water Enthalpy                    | kJ/kg             | 1,075.8 |
| 17       | Hot-Reheat Steam Flow Rate                   | kg/s              | 219.5   |
| 18       | Hot-Reheat Steam Enthalpy                    | kJ/kg             | 3,488.8 |

ตารางที่ 3.3 (ต่อ)

| ลำดับที่ | พารามิเตอร์                          | หน่วย | ข้อมูล  |
|----------|--------------------------------------|-------|---------|
| 19       | Cold-Reheat Steam Enthalpy           | kJ/kg | 3,051.2 |
| 20       | Reheat Spray Water Enthalpy          | kJ/kg | 797.2   |
| 21       | Final Feed Water Flow Rate to Boiler | kg/s  | 248.0   |
| 22       | Boiler Feed Pump Outlet Enthalpy     | kJ/kg | 797.2   |
| 23       | Boiler Feed Pump Inlet Enthalpy      | kJ/kg | 760.1   |

ตารางที่ 3.4 สรุป Operating Point บนเงื่อนไขกำลังผลิต 300 MW ข้อมูลค่าเฉลี่ย ตั้งแต่เวลา 08:00 น. ของวันที่ 2 มกราคม 2556 เป็นระยะเวลา 24 ชั่วโมงต่อเนื่อง และข้อมูลผลวิเคราะห์ถ่าน (สำหรับคำนวณในส่วน Boiler)

| ลำดับที่ | พารามิเตอร์                       | หน่วย | ข้อมูล   |
|----------|-----------------------------------|-------|----------|
| 1        | Superheat Steam Flow Rate         | kg/s  | 247.5    |
| 2        | Reheat Spray Flow Rate            | kg/s  | 0.0      |
| 3        | Superheat Steam Enthalpy          | kJ/kg | 3,398.6  |
| 4        | Final Feed Water Enthalpy         | kJ/kg | 1,075.8  |
| 5        | Hot-Reheat Steam Flow Rate        | kg/s  | 219.5    |
| 6        | Hot-Reheat Steam Enthalpy         | kJ/kg | 3,488.8  |
| 7        | Cold-Reheat Steam Enthalpy        | kJ/kg | 3,051.2  |
| 8        | Reheat Spray Water Enthalpy       | kJ/kg | 797.2    |
| 9        | Total Coal Flow Rate              | kg/s  | 66.89    |
| 10       | Lignite High Heating Value (HHV)* | kJ/kg | 11,679.2 |

หมายเหตุ \*วันที่ 2-3 ม.ค. 2556 โรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 ใช้ถ่านหินลigniteส่งโดยสายพานเส้นที่ 1-2 โดยผลวิเคราะห์ HHV จากตัวอย่างถ่านที่สุ่มเก็บได้ของวันที่ 2 ม.ค. 2556 มีค่าเท่ากับ 11,754.9 kJ/kg และวันที่ 3 ม.ค. 2556 มีค่าเท่ากับ 11,527.8 kJ/kg จึงนำมาหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักด้วยจำนวนชั่วโมงแต่ละวันมาเป็นข้อมูลใช้คำนวณจริง

### 3.5 คำนวณค่า Target Heat Rate ตามแนวทางของ STEP Factor

คำนวณค่าเป้าหมายของอัตราความร้อนที่ใช้ต่อการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วยไฟฟ้า (Target Heat Rate) ตามแนวทางการคำนวณของ STEP Factor โดยขั้นต้นจะคำนวณส่วนของ Target Steam Turbine-Generator Heat Consumption ที่ค่ากำลังผลิตค่าหนึ่ง จากนั้นจะคำนวณส่วนของ Target Boiler Efficiency เพื่อเป็นการคำนวณย้อนกลับหาพลังงานที่ต้องป้อนเข้า Boiler แล้วจึงผนวกเป็นภาพรวม Target Plant Heat Rate ต่อไป

#### 3.5.1 คำนวณ Target Steam Turbine Heat Consumption

เป็นการหาค่าเป้าหมายของปริมาณพลังงานความร้อนที่ใช้ในการขับเคลื่อน Steam Turbine ควบกับ Generator ในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยหาได้จากความสัมพันธ์ของค่า Basic Steam Turbine Heat Consumption กับค่าแก้ความดันในชุดควบแน่น หรือ Steam Turbine Exhaust Pressure Correction Factor ดังสมการที่ (3.2)

$$H_t = H \times f \quad (3.2)$$

โดยที่

$H_t$  = Target Steam Turbine Heat Consumption [GJ/h]

$H$  = Basic Steam Turbine Heat Consumption [GJ/h]

$f$  = Target Steam Turbine Exhaust Pressure Correction Factor

- **Basic Steam Turbine Heat Consumption (H)**

เป็นอัตราการสิ้นเปลืองปริมาณความร้อนที่ Steam Turbine ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในหนึ่งหน่วยเวลา โดยพารามิเตอร์ด้านปริมาณความร้อนที่จะนำมาหาค่า Steam Turbine Heat Consumption นั้นจะต้องปรับค่าไปที่ Standard Terminal Condition ก่อนแล้วจึงจะนำมาคำนวณ จัดรูปแบบข้อมูลให้อยู่ในรูปของกราฟที่เรียกว่า Willan 's Line Diagram ซึ่งเป็นกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง Basic Steam Turbine Heat Consumption กับ Load หรือ Generator Output Power โดย Willan 's Line Diagram จะมีลักษณะเป็นกราฟเส้นตรงเส้นเดียว ดังสมการที่ (3.3) และรูปที่ 3.8

$$H = mL + c \quad (3.3)$$

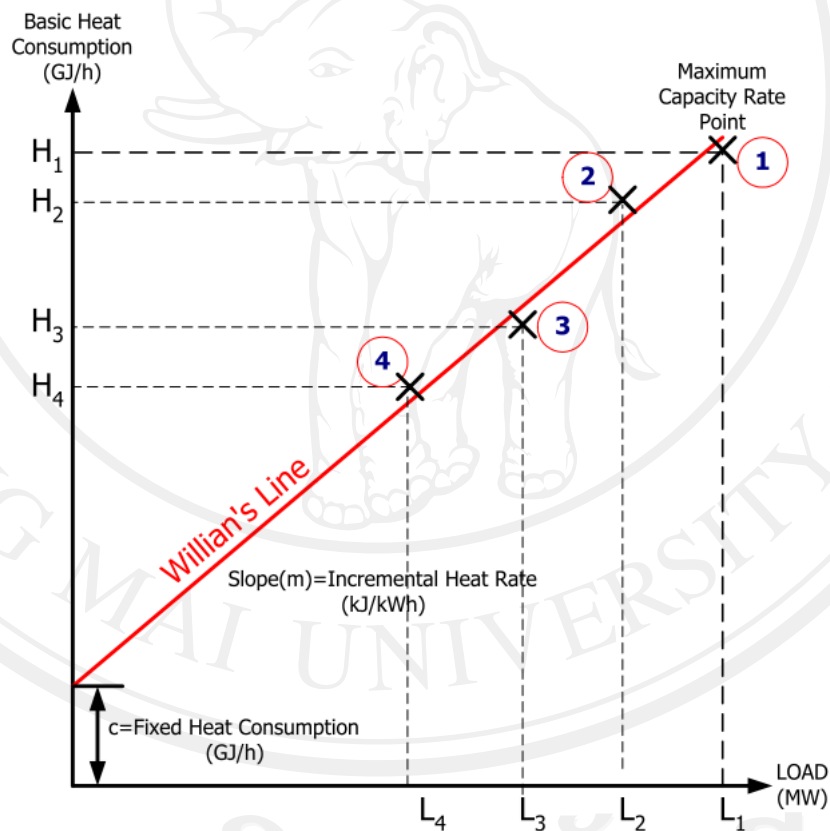
โดยที่

$H$  = Basic Steam Turbine Heat Consumption [GJ/h]

$L$  = Gross Generator Output Power [MW]

$m$  = Incremental Steam Turbine Heat Rate หรือค่าความชันของสมการ [kJ/kWh]

$c$  = Fixed Heat Consumption หรือปริมาณความร้อนที่ Steam Turbine ใช้ในขั้นตอน Start up ยังไม่ได้จ่ายกำลังผลิตไฟฟ้าออกมา [GJ/h]



รูปที่ 3.8 แผนภูมิแสดงตัวอย่างของ Willan 's Line Diagram (กฟผ.,2549)

สำหรับวิธีการหาค่า  $c$  และ  $m$  ในสมการที่ (3.3) นั้น คำนวณดังสมการที่ (3.4) และ (3.5) ต่อไปนี้

$$c = H_1 + mL_1 \quad (3.4)$$

$$m = \left( \frac{a_2b_2 + a_3b_3 + a_4b_4 + a_0b_0}{a_2^2 + a_3^2 + a_4^2 + a_0^2} \right) \quad (3.5)$$

โดยที่

$$a_2 = L_1 - L_2; \quad a_3 = L_1 - L_3; \quad a_4 = L_1 - L_4,$$

$$b_2 = H_1 - H_2; \quad b_3 = H_1 - H_3; \quad b_4 = H_1 - H_4,$$

$$a_0 = L_1; \quad b_0 = Z \times H_1$$

$Z$  = ค่าแก้ตามลักษณะอุปกรณ์ควบคุมอัตราการไหลของ Steam เข้าสู่ Steam Turbine เป็นการรักษาความเร็วรอบของการหมุนของ Rotor Turbine ให้คงที่เสมอ สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 เป็นชนิด Nozzle Governing และกระบวนการผลิตไอน้ำเป็นชนิด Reheat Cycle ทำให้ค่า  $Z$  จากข้อมูลผู้ผลิต ดังตารางที่ 3.5 มีค่าเท่ากับ 0.94

ตารางที่ 3.5 ค่า  $Z$  จากข้อมูลผู้ผลิต

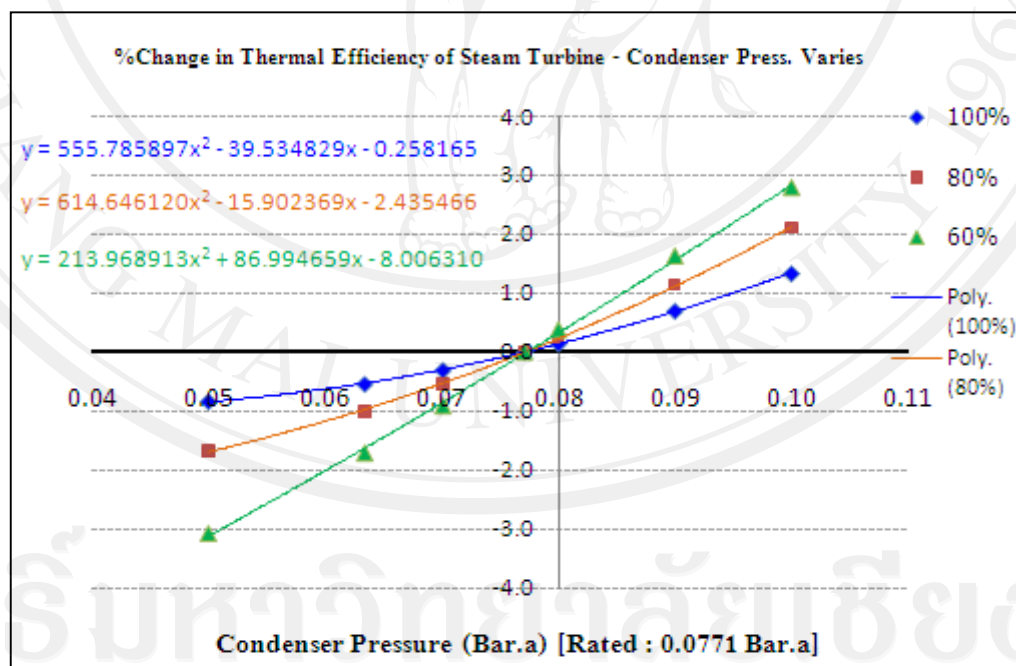
| Plant Type         | Reheat Cycle | Non-Reheat Cycle |
|--------------------|--------------|------------------|
| Throttle Governing | $Z = 0.933$  | $Z = 0.940$      |
| Nozzle Governing   | $Z = 0.940$  | $Z = 0.935$      |

● **Target Steam Turbine Exhaust Pressure Correction Factor (f)**

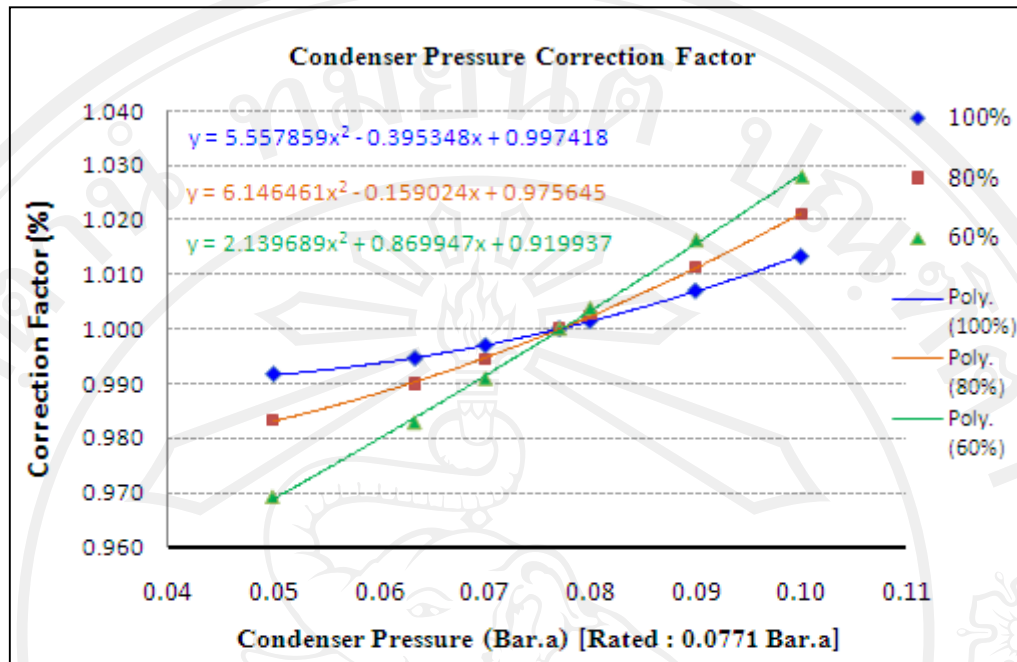
เป็นค่า Condenser Pressure ที่เหมาะสมกับสถานะการจ่าย Load และค่า Cooling Water at Condenser Inlet Temperature ซึ่งค่าของ Target Steam Turbine Exhaust Pressure Correction Factor จะขึ้นอยู่กับตัวแปร ดังนี้

1. Steam Turbine Load หรือภาระที่ Steam Turbine รับพลังงานความร้อน
2. Cooling Water at Condenser Inlet Temperature หรือค่าอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser
3. Cooling Water Quantity Inlet-Outlet Condenser หรือค่าปริมาณน้ำหล่อเย็นขาเข้า Condenser
4. Condenser Design หรือค่าออกแบบอุปกรณ์ Condenser
5. Operation Limitation on Exhaust Pressure หรือค่าพิสัยการใช้งาน Condenser จากตัวแปร Pressure

ในการกำหนดค่าเป้าหมายของ Steam Turbine Exhaust Pressure จะต้องให้ครอบคลุม ค่า Generator Output Power ของโรงไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามเงื่อนไข PPA เป็นหลัก หรือเพิ่มช่วง ครอบคลุมประมาณ 30-110% ของ Base Load (300 MW) และค่า Cooling Water at Condenser Inlet Temperature จะต้องครอบคลุมอุณหภูมิที่อาจเกิดขึ้นได้ทุกฤดูกาลตั้งแต่อากาศเย็นสุดจนถึง อากาศร้อนสุดมากำหนดเป็นค่า Target Steam Turbine Exhaust Pressure โดยคำนวณตามสมการที่ (5) ของบทที่ 2 จากนั้นจะนำมาประกอบการคำนวณกับ Condenser Pressure Correction Curve ที่ สร้างขึ้นในหัวข้อ 3.2 โดยเป็นผลลัพธ์จากการแปลงค่าผลของประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนจากตัวแปรที่ค่า Condenser Pressure เปลี่ยนแปลงไปจากค่าออกแบบ อุปกรณ์ ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 3.9 ด้วยสมการคำนวณที่ (3.1) ก็จะได้ Condenser Pressure Correction Curve ดังแสดงในรูปที่ 3.10 เพื่อนำมาสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่า Cooling Water at Condenser Inlet Temperature กับค่า Target Steam Turbine Exhaust Pressure ที่แต่ละค่า ของ Generator Output Power และ Target Steam Turbine Exhaust Pressure Correction Factor ในท้ายที่สุด



รูปที่ 3.9 แผนภูมิแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไป ต่อเมื่อค่า Condenser Pressure เปลี่ยนแปลง ซึ่งได้จากการทำ Heat Balance Model บนเงื่อนไข Load 180 MW, 240 MW และ 300 MW



รูปที่ 3.10 แผนภูมิแสดงตัวอย่าง Condenser Pressure Correction Curve ที่ได้จากการทำ Heat Balance Model บนเงื่อนไข Load 180 MW, 240 MW และ 300 MW

### 3.5.2 กำหนด Target On-Load Make up Heat Consumption

เป็นการหาค่าเป้าหมายอัตราพลังงานความร้อนที่ต้องป้อนเข้าสู่ระบบเพิ่มเติมมากขึ้นเพื่อชดเชยความร้อนที่ออกไปพร้อมกับของไหลทำงานในระหว่างกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ได้แก่ Steam Soot Blowing ในการใช้ทำความสะอาดผิวท่อภายในของ Boiler, ความร้อนจากการรั่วไหลของน้ำหรือไอน้ำที่ออกนอกระบบ และความร้อนทิ้งจากการ Blow Down Steam เพื่อควบคุมคุณภาพน้ำของ Boiler เป็นต้น สมการที่ใช้คำนวณ ดังนี้

$$H_M = (M_S + M_B + M_L) \times k \quad (3.6)$$

โดยที่

$H_M$  = Target On-Load Make-up Heat Consumption [GJ]

$M_S$  = Target Steam Soot Blowing Make-up Heat Consumption Rate [GJ/h]

คำนวณได้ดังสมการที่ (3.7)

$M_B$  = Target Blow Down Make-up Heat Consumption Rate [GJ/h]

คำนวณได้ดังสมการที่ (3.8)

$M_L$  = Target Leakage Make-up Heat Consumption Rate [GJ/h]

คำนวณได้ดังสมการที่ (3.9)

$k$  = Make-up Plant Factor จากข้อมูลผู้ผลิตกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1.0 สำหรับกรณี โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งเป็นประเภท Demineralization Plant

$$M_S = \frac{Q_S \times (h_S - h_W) \times 10^{-3}}{24} \quad (3.7)$$

โดยที่

$M_S$  = Target Steam Soot Blowing Make-up Heat Consumption Rate [GJ/h]

$Q_S$  = Steam Soot Blowing Consumption [Ton/Day]

$h_S$  = Specific Enthalpy ของ Steam Soot Blowing [kJ/kg]

$h_W$  = Specific Enthalpy ของ Make-up Water ที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศ [kJ/kg]

ทั้งนี้ การคำนวณหาค่า  $Q_S$  อาจจะใช้ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้าแม่เมาะที่เป็นค่า ออกแบบ อุปกรณ์ Soot Blower โดยที่ติดตั้งตำแหน่ง PAH กับ SAH นั้น Soot Blowing Consumption มีค่า 106 kg/รอบการทำงาน, ตำแหน่ง Economizer มีค่า 680 kg/รอบการทำงาน, ตำแหน่งแพ่งท่อ Superheat กับ Reheat มีค่า 806 kg/รอบการทำงาน และตำแหน่งท่อผนัง Boiler มีค่า 148 kg/รอบการทำงาน มาประกอบกับข้อมูลสถิติจำนวนรอบการทำงานของ Soot Blower แต่ละตำแหน่งใน 1 วันมาคำนวณเพื่อกำหนดเป็นค่าเป้าหมาย ทั้งนี้ในการปฏิบัติงานจริงแต่ละวัน อุปกรณ์ Soot Blower ทุกตัวจะต้องถูกนำเข้าไปใช้งานอย่างน้อย 1 ครั้งต่อวัน โดยจะถูกแบ่งกลุ่มอุปกรณ์แต่ละตัวให้พนักงานเดินเครื่องแต่ละกะทยอยนำอุปกรณ์เข้าไปใช้งาน ซึ่งหากเกิดกรณีสภาพ Boiler มีความสกปรกจากการพอกตัวอย่างรวดเร็วของ Slag ทางพนักงานเดินเครื่องจะพิจารณานำอุปกรณ์ Soot Blower เข้าไปใช้งานบ่อยครั้งขึ้น (ความถี่ใช้งานจะมากกว่า 1 ครั้งต่อวัน อาจเป็น 2-3 ครั้งต่อวันในบางตำแหน่งที่ Slag พอกปริมาณมาก) ประกอบกับหากตรวจสอบผลลัพธ์ของการทำงานอุปกรณ์ Soot Blower ในทางปฏิบัติจริงแล้วพบว่าปัจจุบันอุปกรณ์ไม่สามารถใช้งานฉีดพ่น Steam เพื่อทำความสะอาด Slag ที่พอกแพ่งท่อได้ตามปริมาณที่ออกแบบ อาจเนื่องจาก Orifice ที่ถูกใช้งานมานานจนเสื่อมสภาพและการตั้งค่า Pressure ของอุปกรณ์ Soot Blower แต่ละตัวเป็นไปได้ยากลำบาก อาจพิจารณาข้อมูลจริง Actual Steam Soot Flow Rate ของ Soot Blower ในแต่ละวันที่เห็นควรว่า Operate ได้เหมาะสมในการกำจัด Slag มากำหนดเป็นค่าเป้าหมายได้

$$M_B = 3.6 \times Q_B \times [h_o - h_w] \times 10^{-3} \quad (3.8)$$

โดยที่

$M_B$  = Target Blow Down Make-up Heat Consumption Rate [GJ/h]

$Q_B$  = Quantity of Blow Down Water Flow [kg/s]

$h_o$  = Specific Enthalpy ของ Steam ณ ตำแหน่ง Drum Boiler [kJ/kg]

$h_w$  = Specific Enthalpy ของ Make-up Water ที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศ [kJ/kg]

ทั้งนี้ ค่า  $Q_B$  จะใช้ข้อมูลทางเทคนิคการออกแบบโรงไฟฟ้าแม่เมาะ (Performance Data) ที่สภาวะเดินเครื่องสูงสุด 100% Maximum Continuous Rate (100% MCR) หรือ 300 MW มีค่าเท่ากับ 1.3 kg/s และในทางปฏิบัติจริงได้มีการออกแบบใส่ Orifice ควบคุมอัตราการไหลของน้ำที่ออกจาก Drum Boiler ตามค่าดังกล่าวตลอดเวลาสำหรับการควบคุมคุณภาพน้ำของ Boiler

$$M_L = 3.6 \times Q_L \times [ph_o + (1 - p)h_F - h_w] \times 10^{-3} \quad (3.9)$$

โดยที่

$M_L$  = Target Leakage Make-up Heat Consumption Rate [GJ/h]

$Q_L$  = Quantity of Leakage [kg/s]

$h_o$  = Specific Enthalpy ของ Steam ณ ตำแหน่ง Main Stop Valve [kJ/kg]

$h_F$  = Specific Enthalpy ของ Water ที่สภาวะเดียวกับ Final Feed Water เข้า Boiler [kJ/kg]

$h_w$  = Specific Enthalpy ของ Make-up Water ที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศ [kJ/kg]

$p$  = Equivalent Proportion ของ Steam Leak ณ ตำแหน่ง Turbine Stop Valve และ Final Feed Water [Ton/Day]

ทั้งนี้ ค่า  $Q_L$  จะใช้ข้อมูลอ้างอิงจาก Steam Turbine Acceptance Test ซึ่งระบุไม่ควรเกิน 1.0% ของ Steam Flow ณ ตำแหน่ง Turbine Stop Valve เป็นข้อมูลทางเทคนิคการออกแบบโรงไฟฟ้าแม่เมาะ (Performance Data) ที่สภาวะเดินเครื่อง 100%MCR สำหรับค่าตัวแปร  $p$  นั้นตามคู่มือ STEP Factor กำหนดไว้มีค่าเท่ากับ 1/3

### 3.5.3 คำนวณ Target Radiation Heat Loss

เป็นการหาค่าเป้าหมายพลังงานความร้อนที่สูญเสียไป โดยเกิดจากการแผ่รังสีความร้อนในระหว่างการส่งผ่านของไหลทำงานเนื่องจากการถ่ายเทความร้อนผ่านผิวท่อสู่บรรยากาศ ทั้งส่วนที่เป็นท่อ Steam และ Feed Water ซึ่งมีค่าเท่ากับผลคูณของอัตราความสูญเสียความร้อนของท่อคูณกับระยะเวลาการเดินเครื่องจ่าย Load

- **Steam Range Pipe work**

1. ท่อตั้งแต่ Boiler Stop Valve จนถึง HP Steam Turbine chest
2. ท่อตั้งแต่ HP Turbine Exhaust Steam จนถึงขาเข้าเพื่อ Reheat Steam
3. ท่อตั้งแต่ขาออกของ Reheat Steam จนถึงขาเข้า IP Steam Turbine

- **Feed Water Range Pipe work**

1. ท่อตั้งแต่ขาออกของ Heater No.7 จนถึงขาเข้า Economizer

การหาค่า Heat Loss เนื่องจาก Radiation ของ Pipe work ทำได้โดยการวัดความยาว, เส้นผ่าศูนย์กลางของท่อ, ความหนาท่อ, ความหนาฉนวน และวัดอุณหภูมิของไหลในท่อต่างๆ แล้วจึงใช้แผนภูมิ Heat Loss from Insulated Pipes ตามคู่มือ STEP Factor กำหนดไว้ ดังแสดงในรูปที่ 3.11 มาหาค่าอัตราความสูญเสียความร้อนของท่อได้ และนำไปคำนวณหาค่าเป้าหมายพลังงานความร้อน โดยใช้สมการคำนวณที่ (3.10)

$$H_R = \sum \left( \frac{H_P \times L}{140,000} \right) \times h \quad (3.10)$$

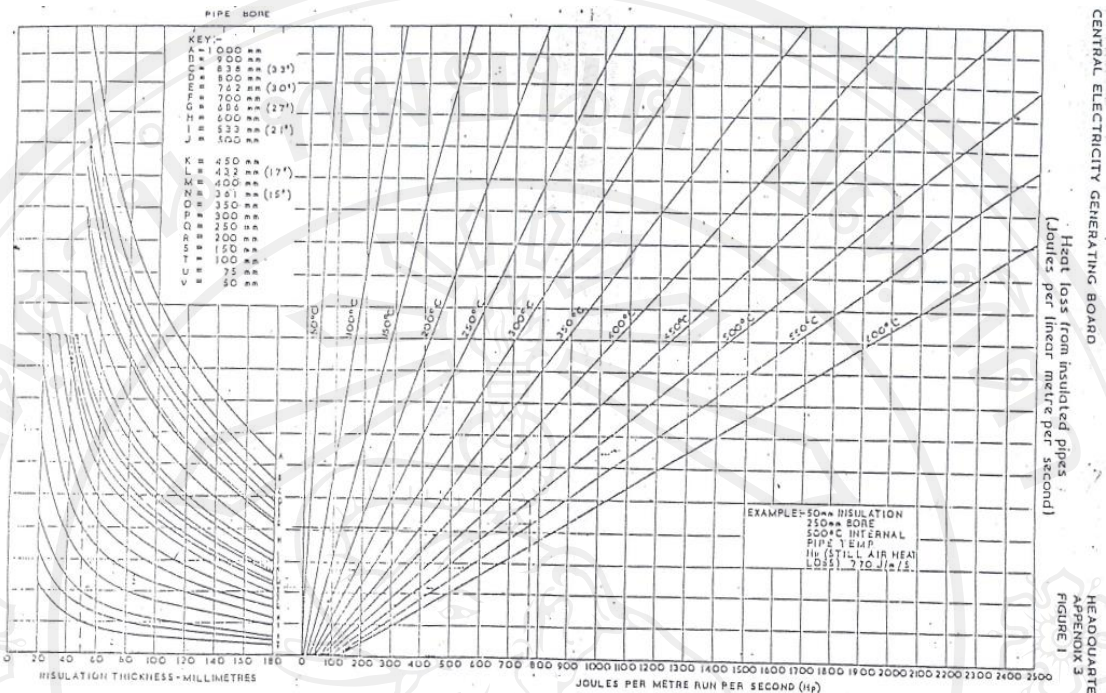
โดยที่

$H_R$  = Target Radiation Heat Loss จาก Steam และ Feed Water Range Pipe Work  
[GJ]

$H_P$  = Pipe Heat Loss [J/m]

$L$  = Effective Length [m]

$h$  = ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องผลิตกระแสไฟฟ้า [h]



รูปที่ 3.11 แผนภูมิ CEGB-Heat Loss from Insulated Pipes

โดยสรุปข้อมูล Pipe work Specification ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 และค่า Pipe Heat Loss ( $H_p$ ) ของระบบท่อแต่ละส่วนที่อ้างอิงข้อมูลจากแผนภูมิ Heat Loss from Insulated Pipes ทั้งหมดบนเงื่อนไขสภาวะเดินเครื่องเต็มพิกัด มาแสดงเป็นตัวอย่างไว้ดังตารางที่ 3.6 และผลลัพธ์จากการอ่านค่า Pipe Heat Loss ( $H_p$ ) ตัวอย่างดังแสดงในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.6 Pipe work Specification และ Pipe Heat Loss ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 และค่าอุณหภูมิของของไหลผ่านท่อ บนเงื่อนไข Load 300 MW

| Pipe Work                                     | Temperature<br>[°C] | Length<br>[m] | Outside<br>Diameter<br>[mm] | Pipe<br>Thickness<br>[mm] | Pipe<br>Bore<br>[mm] | Insulation<br>Thickness<br>[mm] |
|-----------------------------------------------|---------------------|---------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------|---------------------------------|
| <b>Steam Range</b>                            |                     |               |                             |                           |                      |                                 |
| 1. Boiler Stop Valve - HP Steam Turbine chest |                     |               |                             |                           |                      |                                 |
| -Main Steam Line1                             | 538                 | 237.63        | 381.0                       | 58.5                      | 264                  | 150                             |
| -Main Steam Line2                             | 538                 | 204.86        | 381.0                       | 58.5                      | 264                  | 150                             |

ตารางที่ 3.6(ต่อ)

| Pipe Work                                              | Temperature<br>[°C] | Length<br>[m] | Outside<br>Diameter<br>[mm] | Pipe<br>Thickness<br>[mm] | Pipe<br>Bore<br>[mm] | Insulation<br>Thickness<br>[mm] |
|--------------------------------------------------------|---------------------|---------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------|---------------------------------|
| <b>2. HP Turbine Exhaust Steam -Reheat Steam Inlet</b> |                     |               |                             |                           |                      |                                 |
| -Cold Reheat RC01                                      | 334                 | 4.45          | 609.6                       | 17.4                      | 575                  | 100                             |
| -Cold Reheat RC10                                      | 334                 | 149.92        | 508.0                       | 15.1                      | 478                  | 100                             |
| -Cold Reheat RC20                                      | 334                 | 165.14        | 508.0                       | 15.1                      | 478                  | 100                             |
| <b>3. Reheat Steam Outlet - IP Steam Turbine Inlet</b> |                     |               |                             |                           |                      |                                 |
| -Hot Reheat Line1                                      | 519                 | 202.23        | 558.8                       | 25                        | 509                  | 150                             |
| -Hot Reheat Line2                                      | 519                 | 252.93        | 558.8                       | 25                        | 509                  | 150                             |
| <b>Feed Water Range</b>                                |                     |               |                             |                           |                      |                                 |
| 1. Heater No.7 Outlet – Economizer Inlet               | 248                 | 140.34        | 482.6                       | 62                        | 359                  | 75                              |

ตารางที่ 3.7 ตัวอย่างผลลัพธ์ค่า Pipe Heat Loss ที่อ่านจาก CEGB-Heat Loss from Insulated Pipes โรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ตามค่าอุณหภูมิของของไหลผ่านท่อดังตารางที่ 3.7

| Pipe Work                                       | Pipe Heat Loss ( $H_p$ )<br>[J/m.s] |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Steam Range</b>                              |                                     |
| 1. Boiler Stop Valve - HP Steam Turbine chest   |                                     |
| - Main Steam Line1                              | 420                                 |
| - Main Steam Line2                              | 420                                 |
| 2. HP Turbine Exhaust Steam -Reheat Steam Inlet |                                     |
| - Cold Reheat RC01                              | 550                                 |
| - Cold Reheat Line1                             | 480                                 |
| - Cold Reheat Line2                             | 480                                 |

ตารางที่ 3.7 (ต่อ)

| Pipe Work                                       | Pipe Heat Loss ( $H_p$ )<br>[J/m.s] |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------|
| 3. Reheat Steam Outlet - IP Steam Turbine Inlet |                                     |
| - Hot Reheat Line1                              | 650                                 |
| - Hot Reheat Line2                              | 650                                 |
| <b>Feed Water Range</b>                         |                                     |
| 1. Heater No.7 Outlet – Economizer Inlet        | 290                                 |

ดังนั้น ผลรวมระหว่างค่าเป้าหมายพลังงานความร้อนที่ Steam Turbine ควบ Generator จำเป็นต้องใช้ กับค่าเป้าหมายพลังงานความร้อนที่สูญเสียไปในระหว่างการเดินทางของของไหลทำงานทั้งส่วนของ Steam และ Feed Water อีกทั้งค่าเป้าหมายพลังงานความร้อนที่ต้องใช้เพิ่มเติมต่อการชดเชยความร้อนที่ออกไปพร้อมกับของไหลทำงานในระหว่างกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ก็คือค่าเป้าหมายพลังงานความร้อนสุทธิที่ Boiler จะต้องผลิตได้

### 3.5.4 กำหนด Target Boiler Efficiency

ในการกำหนดค่าเป้าหมายประสิทธิภาพของอุปกรณ์ Boiler ที่ครอบคลุมทุกสภาวะการจ่าย Load จะต้องเก็บข้อมูลที่จำเป็นต่อการคำนวณทั้งหมด ดังแสดงเป็นตัวอย่างในตารางที่ 3.4 บนเงื่อนไขกำลังผลิต 300 MW, 240 MW และ 180 MW มาคำนวณด้วยวิธีที่กล่าวในบทที่ 2 หัวข้อที่ 2.3.1 เป็นวิธีคำนวณประสิทธิภาพของอุปกรณ์ Boiler ซึ่งนับเป็นหลักขั้นหนึ่งที่สำคัญในระบบผลิตแล้วแสดงผลลัพธ์การคำนวณบนกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างประสิทธิภาพของอุปกรณ์ Boiler กับกำลังผลิตแต่ละค่า จากนั้นหาสมการทางคณิตศาสตร์ที่เป็นตัวแทนที่เหมาะสมที่สุดของกลุ่มข้อมูลดังกล่าว

### 3.5.5 กำหนด Target On Load Heat Consumption

ผลรวมของพลังงานความร้อนที่คำนวณได้ในหัวข้อ 3.5.1 – 3.5.3 แล้วนำมาหารด้วยประสิทธิภาพของอุปกรณ์ Boiler ที่คำนวณได้ในหัวข้อ 3.5.4 ที่สภาวะหนึ่งๆของการผลิตก็คือปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่โรงไฟฟ้าจะต้องใช้ในกระบวนการผลิตที่แต่ละสภาวะจนได้กำลังผลิตหรือจ่าย Load ค่าหนึ่งๆตามต้องการ

### 3.5.6 กำหนด Target Auxiliary Power

เป็นค่าเป้าหมายพลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้ภายในกระบวนการผลิตระหว่างที่โรงไฟฟ้าจ่าย Load หรือผลิตไฟฟ้าออกมา ซึ่งจะต้องครอบคลุมกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าขณะจ่าย Load ช่วง

180 MW – 300 MW โดยโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 มีการดึงพลังงานไฟฟ้าจากกำลังไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้กลับมาใช้กับอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต ยกตัวอย่างเช่น หม้อ, Boiler Feed Pump, Main Cooling Water Pump, Cooling Tower Fan และ Electrostatic Precipitator เป็นต้น ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ตัว ได้แก่ 80BT01 เรียกว่า Unit Auxiliary Transformer โดยอุปกรณ์จะเกาะกับ 80BA Bus และ 80BB Bus ส่วนหม้อแปลงอีกตัวหนึ่งคือ 89AV11 เรียกว่า Station Service Transformer โดยอุปกรณ์จะเกาะกับ 89BC Bus ดังนั้นในการเก็บข้อมูลในการกำหนดค่า Target Auxiliary Power นี้จะต้องเก็บค่า Incoming Active Power ในทุกๆ Bus ดังกล่าวแล้วนำมารวมกันเป็นค่า Auxiliary Power หลักของกระบวนการผลิต บนเงื่อนไขกำลังผลิตทั้ง 300 MW, 240 MW และ 180 MW แล้วแสดงผลด้วยกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า Auxiliary Power กับกำลังผลิตแต่ละค่า จากนั้นหาสมการทางคณิตศาสตร์ที่เป็นตัวแทนที่เหมาะสมที่สุดของกลุ่มข้อมูลดังกล่าว

อนึ่งพลังงานไฟฟ้าอีกส่วนหนึ่งที่ต้องใช้ในกระบวนการผลิตของการลำเลียงถ่าน การเตรียมน้ำของกระบวนการผลิต ตลอดจนกระบวนการลำเลียงขี้เถ้า ของแต่ละหน่วยผลิต ซึ่งในทางปฏิบัติจริงพลังงานไฟฟ้าเหล่านี้ใช้ร่วมกันในทุกๆ หน่วยผลิต อาจหาค่าต่อหน่วยผลิตอย่างย่อๆ ได้ด้วยวิธี Interpolate จากพลังงานไฟฟ้าที่แต่ละหน่วยผลิตๆ ได้ แต่นับว่าเป็นพลังงานไฟฟ้าสัดส่วนน้อยมากเมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้าจากหม้อแปลง 80BT01 และ 89AV11 ที่ส่งจ่ายแก่อุปกรณ์เหล่านั้น

### 3.5.7 กำหนด Target Heat Rate

ค่าเป้าหมายของ Heat Rate ที่แต่ละสถานะกำลังผลิตหนึ่งๆ จะถูกคำนวณตามแนวทางของ STEP Factor ซึ่งได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.3 รูปที่ 3.7 หรือ บทที่ 2 รูปที่ 2.9

เมื่อสามารถกำหนดค่า Target Heat Rate ได้แล้ว จะทดสอบใช้งานดัชนี STEP Factor นี้กับสภาพกระบวนการผลิตจริงของโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 8 แล้วเก็บผลลัพธ์ของการใช้งานจริงกับสถานะกระบวนการผลิตเป็นปัจจุบัน แล้วนำไปวิเคราะห์ผลการใช้งานดังกล่าว พร้อมกับสรุปผลการวิจัยครั้งนี้ต่อไป