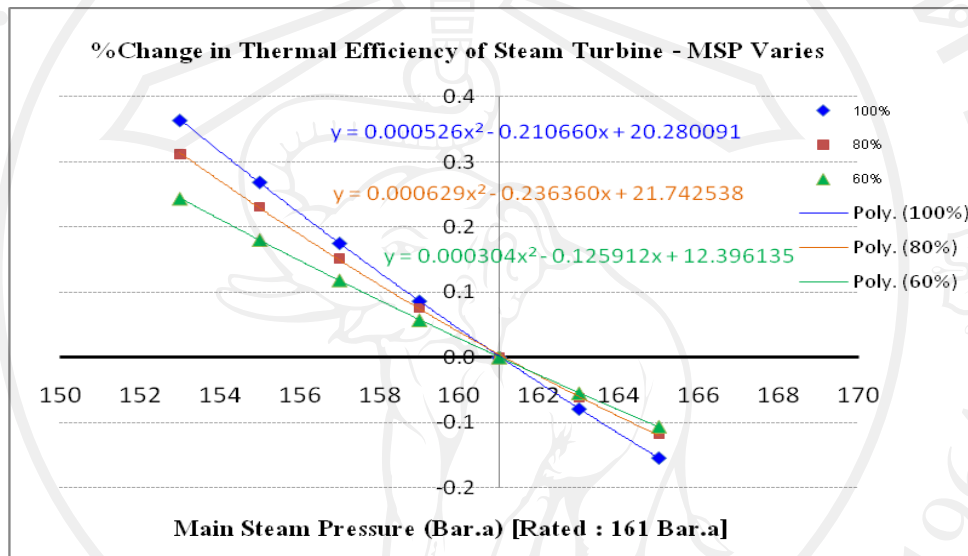


บทที่ 4

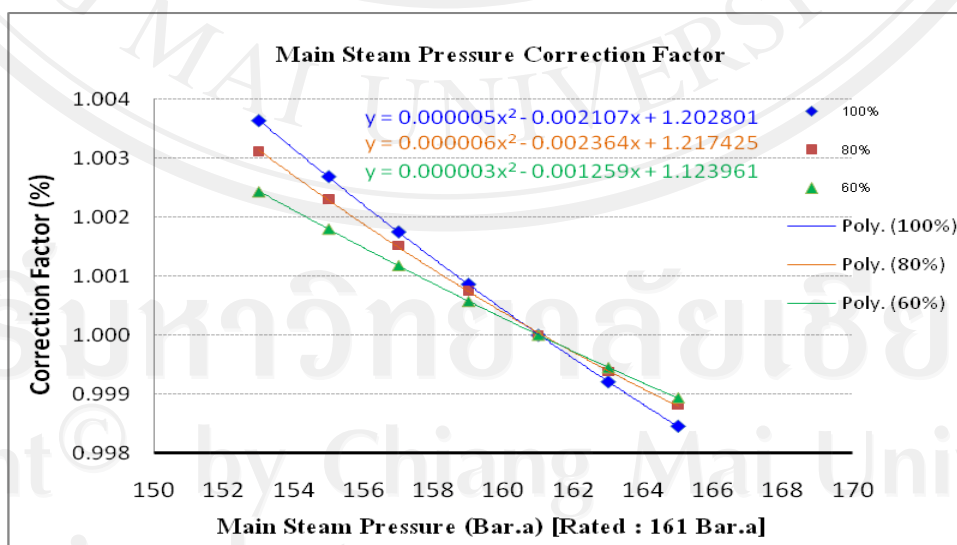
ผลการวิจัย

4.1 ผลลัพธ์ทำ Model Simulation ได้ค่า Correction Factor

4.1.1 Main Steam Pressure



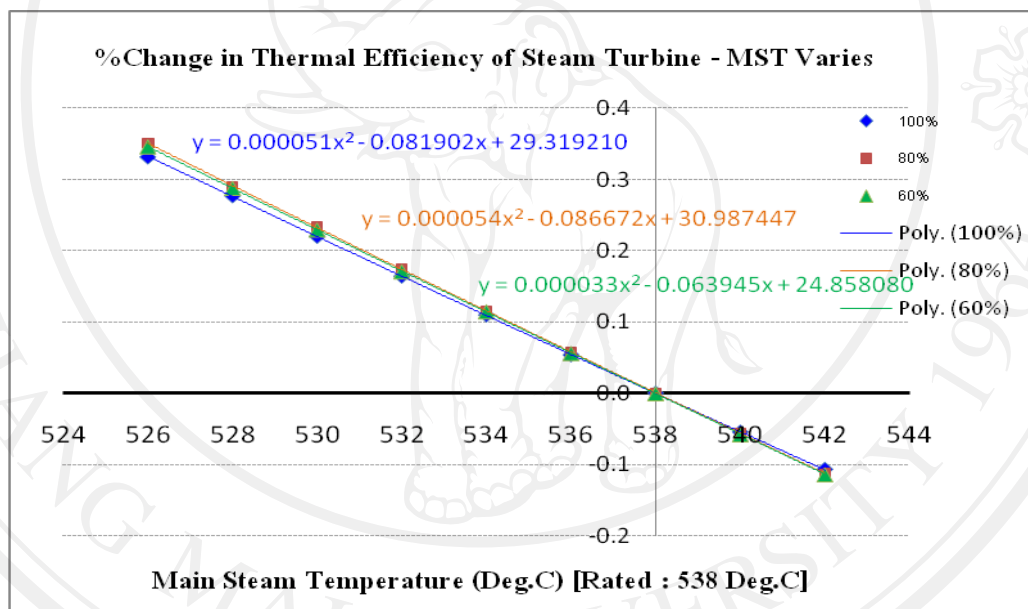
รูปที่ 4.1 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Main Steam Pressure เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)



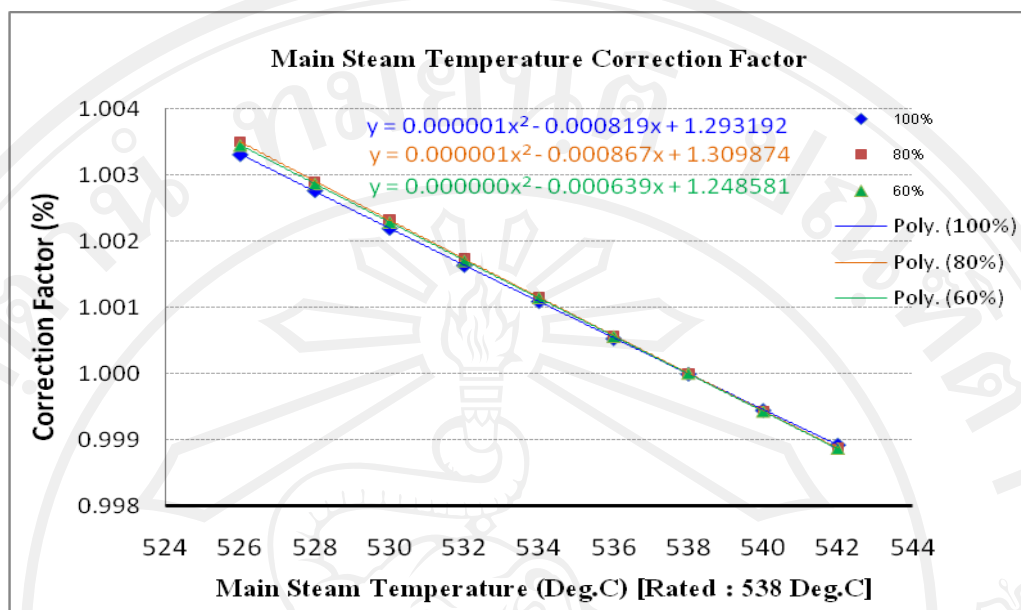
รูปที่ 4.2 Main Steam Pressure Correction Factor

จากรูปที่ 4.1-4.2 จะเห็นว่าสถานะเดินเครื่องที่มีค่า Main Steam Pressure ต่ำกว่าค่า ออกแบบเพื่อใช้งานหรือค่า Rated จะส่งผลให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine ลดต่ำลง ซึ่งสะท้อนสู่ค่าประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงไปมากกว่าศูนย์และเมื่อคำนวณเป็นค่าปรับแก้ หรือ Correction Factor ก็จะมีค่าสูงกว่า 1.0 ในทางกลับกันหากเดินเครื่องที่มีค่า Main Steam Pressure สูงกว่าค่า Rated จะทำให้ Steam Turbine มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงขึ้น ซึ่งค่า Correction Factor ก็จะน้อยกว่า 1.0 โดยสอดคล้องกันทั้ง 3 Step Load และที่กำลังผลิตสูงจะเห็นผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงค่า Main Steam Pressure ต่อประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine มาก

4.1.2 Main Steam Temperature



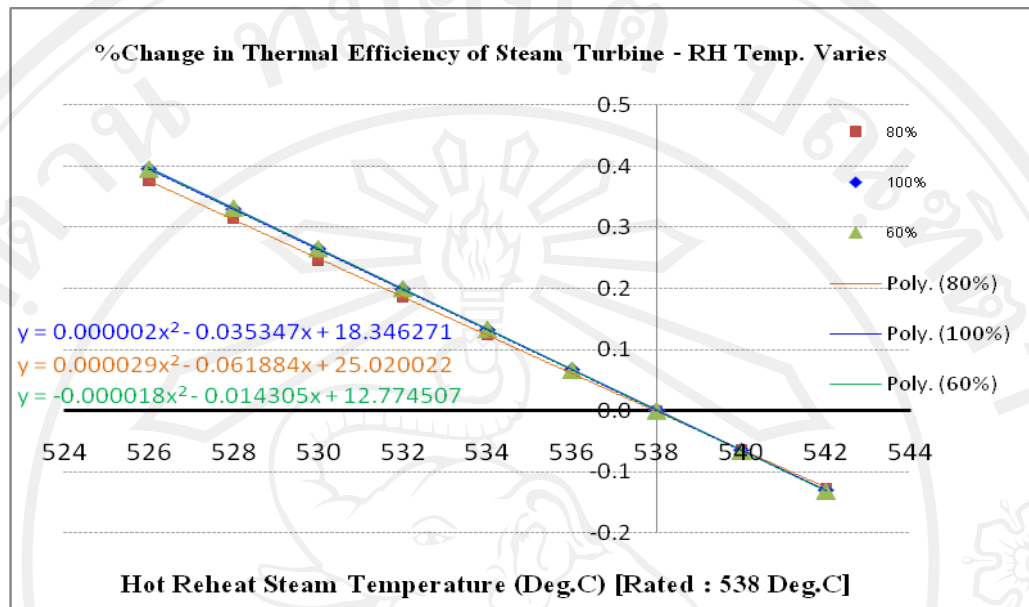
รูปที่ 4.3 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Main Steam Temperature เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)



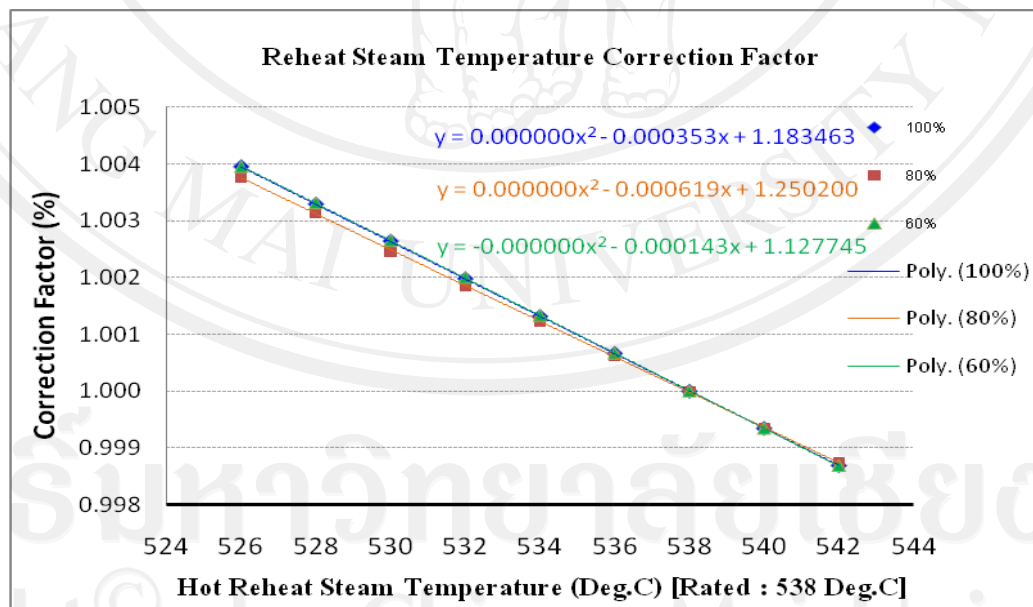
รูปที่ 4.4 Main Steam Temperature Correction Factor

จากรูปที่ 4.3-4.4 จะเห็นว่าสถานะเดินเครื่องที่มีค่า Main Steam Temperature ต่ำกว่าค่าออกแบบเพื่อใช้งานหรือค่า Rated จะส่งผลให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine ลดต่ำลง ซึ่งสะท้อนสู่ค่าประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงไปมากกว่าศูนย์และเมื่อคำนวณเป็นค่าปรับแก้หรือ Correction Factor ก็จะมีค่าสูงกว่า 1.0 ในทางกลับกัน หากเดินเครื่องที่มีค่า Main Steam Temperature สูงกว่าค่า Rated จะทำให้ Steam Turbine มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงขึ้น ซึ่งค่า Correction Factor ก็จะมีค่าน้อยกว่า 1.0 โดยสอดคล้องกันทั้ง 3 Step Load ทั้งนี้พารามิเตอร์ค่า Reheat Steam Temperature at Intercept valve ก็แสดงผลพลัฟในทำนองเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.5-4.6

4.1.3 Reheat Steam Temperature at Intercept valve

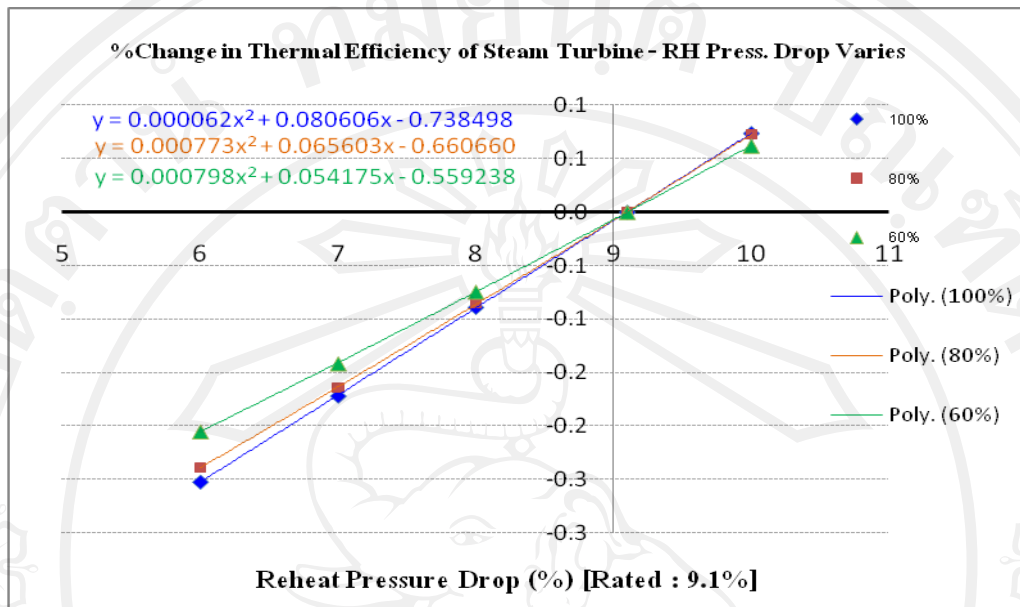


รูปที่ 4.5 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Reheat Steam Temperature at Intercept valve เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)

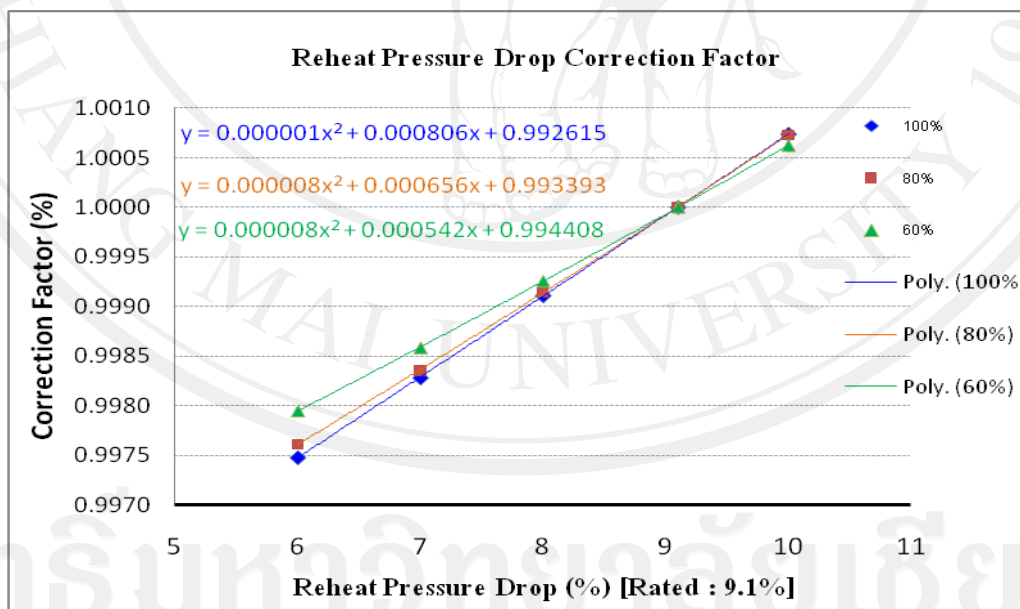


รูปที่ 4.6 Reheat Steam Temperature at Intercept valve Correction Factor

4.1.4 Reheat Pressure Drop



รูปที่ 4.7 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Reheat Pressure Drop เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)

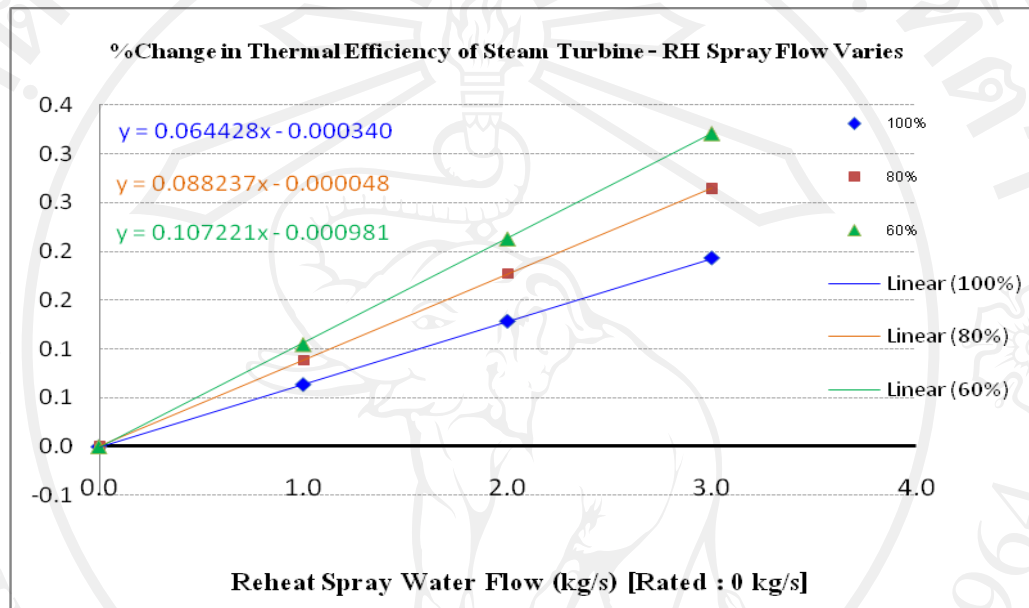


รูปที่ 4.8 Reheat Pressure Drop Correction Factor

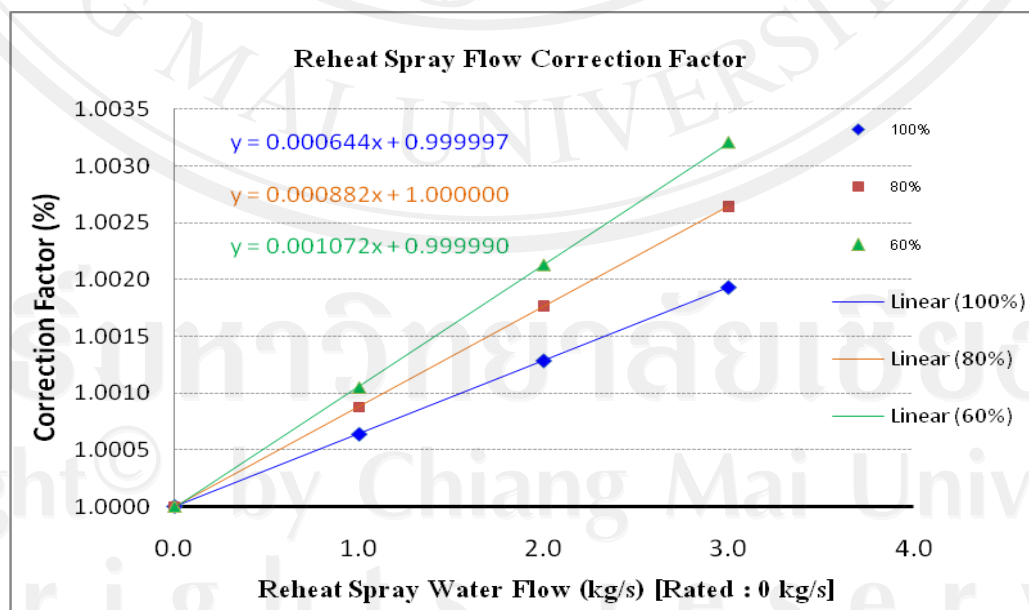
จากรูปที่ 4.7-4.8 จะเห็นว่าสถานะเดินเครื่องที่มีค่า Reheat Pressure Drop ตกคร่อมระหว่าง Hot Reheat Line และ Cold Reheat Line ยิ่งมีค่าสูงจะยิ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine ลดต่ำลง ซึ่งสะท้อนสู่ค่าประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงไปมากกว่าศูนย์และเมื่อ

คำนวณเป็นค่าปรับแก้หรือ Correction Factor ก็จะสูงกว่า 1.0 ในทางกลับกันหากเดินเครื่องที่มีค่า Reheat Pressure Drop ต่ำกว่าค่า Rated จะทำให้ Steam Turbine มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงขึ้น ซึ่งค่า Correction Factor ก็จะน้อยกว่า 1.0 โดยสอดคล้องกันทั้ง 3 Step Load

4.1.5 Reheat at temperature water flow



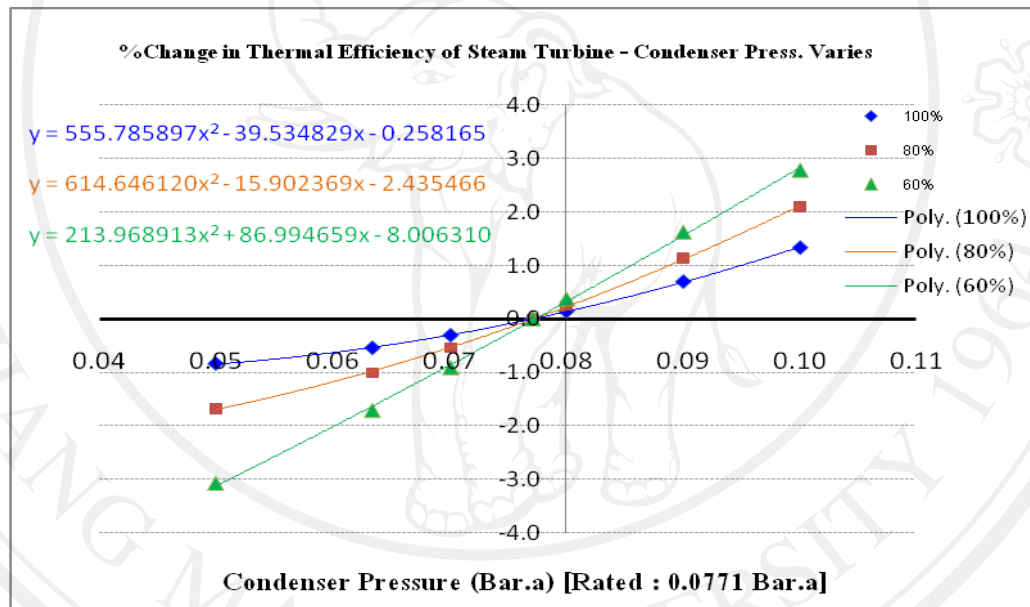
รูปที่ 4.9 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Reheat at temperature water flow เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)



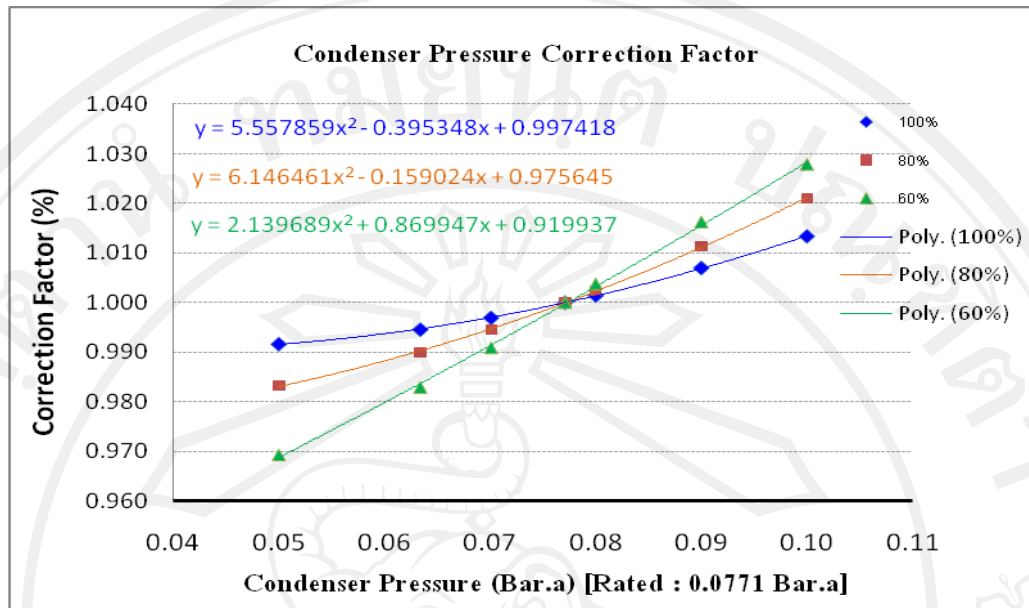
รูปที่ 4.10 Reheat at temperature water flow Correction Factor

จากรูปที่ 4.9-4.10 จะเห็นว่าสภาวะเดินเครื่องที่มีค่า Reheat at temperature water flow ในปริมาณมากจะทำให้ค่าพลังงานของไอน้ำป้อนเข้า IP Turbine ลดต่ำลง ส่งผลต่อประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine ลดต่ำลงด้วย ซึ่งสะท้อนสู่ค่าประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงไปมากกว่าศูนย์และเมื่อคำนวณเป็นค่าปรับแก้หรือ Correction Factor ก็จะมีค่าสูงกว่า 1.0 ในทางกลับกันหากเดินเครื่องที่มีค่า Reheat at temperature water flow ปริมาณน้อย จะทำให้ Steam Turbine มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนมีค่าสูงขึ้น ซึ่งค่า Correction Factor ก็จะมีน้อยกว่า 1.0 โดยสอดคล้องกันทั้ง 3 Step Load

4.1.6 Condenser Pressure



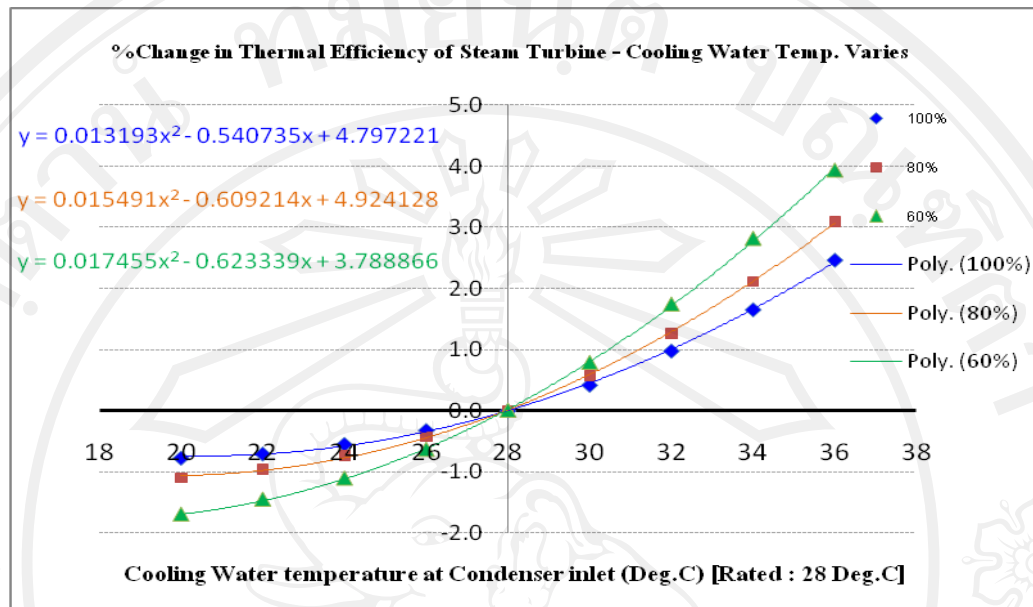
รูปที่ 4.11 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อค่า Condenser Pressure เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)



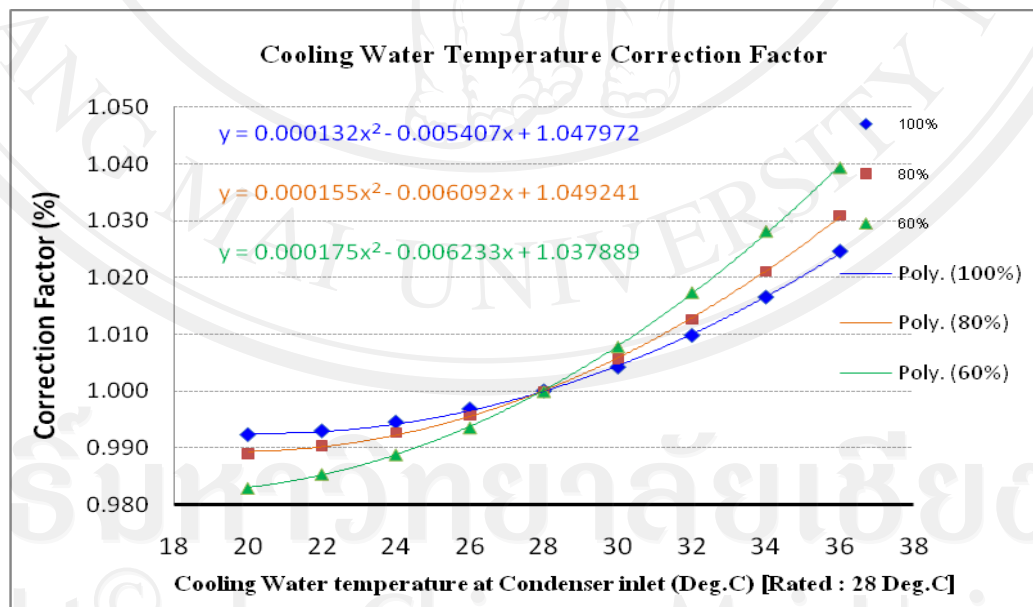
รูปที่ 4.12 Condenser Pressure Correction Factor

จากรูปที่ 4.11-4.12 จะเห็นว่าสถานะเดินเครื่องที่มีค่า Condenser Pressure ยิ่งสูงกว่าค่า Rated จะทำให้ Pressure Drop ตกคร่อม LP Turbine ลดลง, Steam Flow ไหลผ่าน Turbine และขาออกจาก LP Turbine น้อยลง ส่งผลต่อประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine ลดต่ำลงด้วย ซึ่งสะท้อนสู่ค่าประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงไปมากกว่าศูนย์และเมื่อคำนวณเป็นค่าปรับแก้หรือ Correction Factor ก็จะมีค่าสูงกว่า 1.0 ในทางกลับกันหากเดินเครื่องที่มีค่า Condenser Pressure ต่ำกว่าค่า Rated จะทำให้ Steam Turbine มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนมีค่าสูงขึ้น ซึ่งค่า Correction Factor ก็จะน้อยกว่า 1.0 โดยสอดคล้องกันทั้ง 3 Step Load

4.1.7 Cooling Water Temperature to Condenser



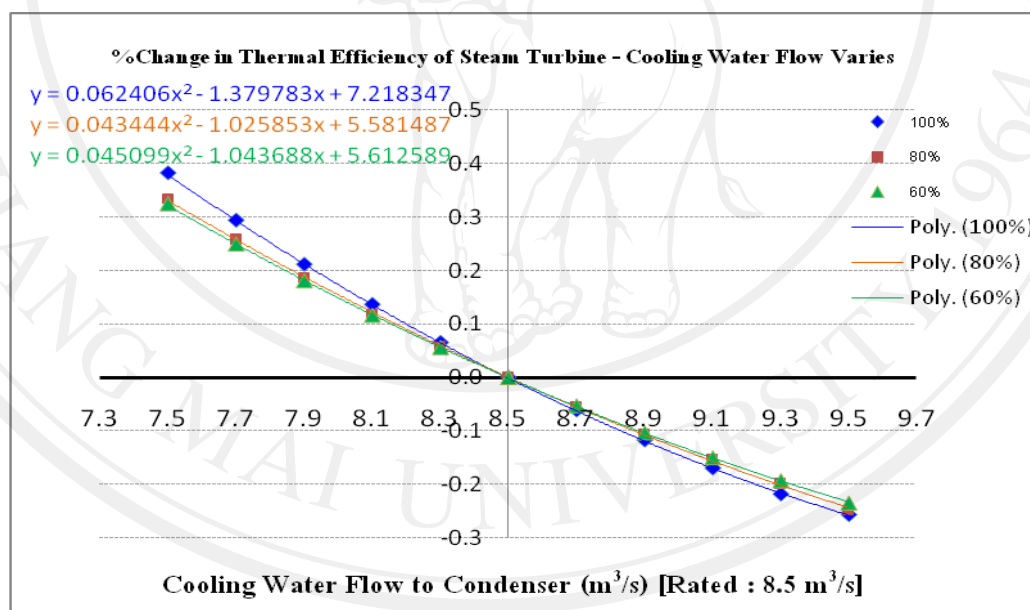
รูปที่ 4.13 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Cooling Water Temperature to Condenser เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)



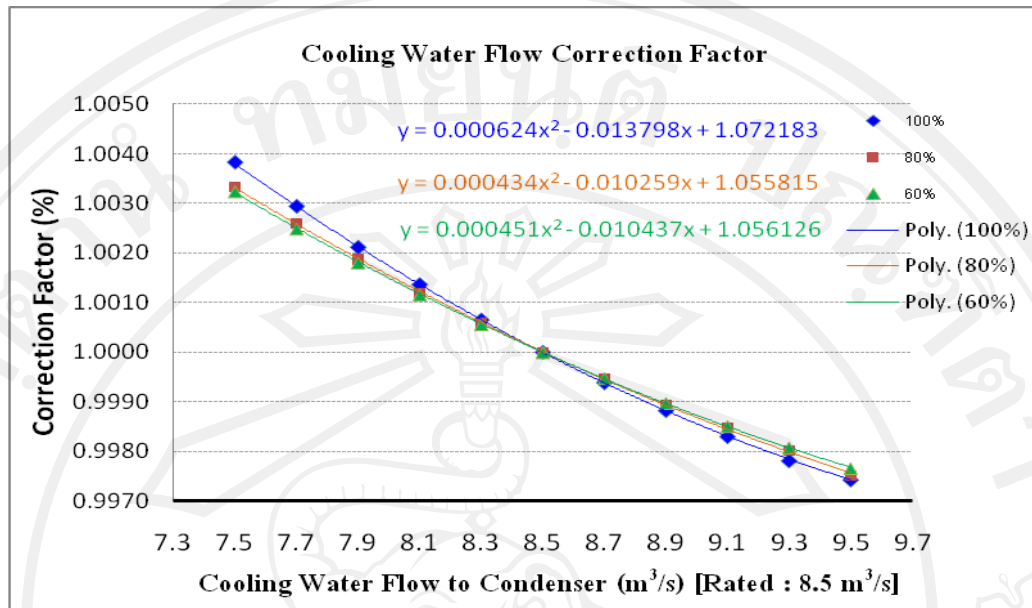
รูปที่ 4.14 Cooling Water Temperature to Condenser Correction Factor

จากรูปที่ 4.13-4.16 จะเห็นว่าสถานะเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ Cooling Tower อันสามารถดึงความร้อนออกจากน้ำที่ไหลวนในวัฏจักรได้ดี จะทำให้ค่า Cooling Water Temperature มีค่าน้อยกว่าค่า Rated จะยิ่งทำให้น้ำหมุนเวียนในวัฏจักรสามารถรับภาระความร้อนที่สูญเสียในกระบวนการผลิตกลับออกมาระบายสู่ภายนอกได้มากยิ่งขึ้น ประกอบกับถ้าปริมาณของ Cooling Water Flow ขาเข้า Condenser ยิ่งมากด้วย จะส่งผลต่อประสิทธิภาพเชิงความร้อนของ Steam Turbine สูงขึ้นด้วย ซึ่งสะท้อนสู่ค่าประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงไปน้อยกว่าศูนย์และเมื่อคำนวณเป็นค่าปรับแก้หรือ Correction Factor ก็จะต่ำกว่า 1.0 ในทางกลับกันหากเดินเครื่องที่มีค่า Cooling Water Temperature สูงกว่าค่า Rated หรือ Cooling Water Flow ขาเข้า Condenser ต่ำกว่าค่า Rated จะทำให้ Steam Turbine มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนมีค่าต่ำลง ซึ่งค่า Correction Factor ก็จะมากกว่า 1.0 โดยสอดคล้องกันทั้ง 3 Step Load

4.1.8 Cooling Water Flow to Condenser



รูปที่ 4.15 ความสัมพันธ์ของค่าประสิทธิภาพอุปกรณ์ Steam Turbine – Generator ที่เบี่ยงเบนไปเมื่อค่า Cooling Water Flow ขาเข้า Condenser เปลี่ยนแปลง (Load 180, 240 และ 300 MW)



รูปที่ 4.16 Cooling Water Flow Correction Factor

ทั้งนี้ ได้สรุปสมการทางคณิตศาสตร์ของ Correction Factor แต่ละพารามิเตอร์ทั้งหมดในตารางของภาคผนวก ค

4.2 ผลการคำนวณ Target Heat Rate

4.2.1 Target Steam Turbine Heat Consumption

การคำนวณเพื่อกำหนดค่าเป้าหมายจะใช้ข้อมูล Operating Data เหตุการณ์จริง 3 Step Load จากระบบ AIS ได้แก่ 100%, 80% และ 60% ตามช่วงเวลา ดังนี้

-100%Load (300 MW) ช่วงเวลา 08:00 น. วันที่ 2 ม.ค. 2556 - 08:00 น. วันที่ 3 ม.ค. 2556

-80%Load (240 MW) ช่วงเวลา 21:40 น. - 22:40 น. วันที่ 20 ธ.ค. 2555

-60%Load (180 MW) ช่วงเวลา 18:45 น. - 19:45 น. วันที่ 20 ธ.ค. 2555

ขั้นแรก คำนวณ Steam Turbine-Generator Capacity แต่ละ Step Load โดยได้ Corrected Generator Output ตามสมการที่ (4) ดังแสดงผลลัพธ์ในตารางที่ 4.1-4.3 นี้

ตารางที่ 4.1 ผลคำนวณ Corrected Generator Output ที่ 100%Load (300 MW)

Description	Unit	Measurement Value	Correction Value
1.Main Steam Pressure	Bar.a	161.00	-0.00165
2.Main Steam Temperature	°C	535.24	0.09266
3.Reheat Pressure Drop	%	6.63	-0.20137
4.Reheat Steam Temperature at Intercept valve	°C	519.27	0.53079
5.Reheat at temperature water flow	kg/s	0.00	0.00000
6.Condenser Pressure	Bar.a	0.0840	0.34253
7.Cooling Water Temperature at Condenser Inlet	°C	29.61	0.35259
8.Cooling Water Flow to Condenser	m ³ /s	7.92	0.20575
-Measure Generator Output	kW	299,967.66	
-Corrected Generator Output	kW	303,948.13	

ตารางที่ 4.2 ผลคำนวณ Corrected Generator Output ที่ 80%Load (240 MW)

Description	Unit	Measurement Value	Correction Value
1.Main Steam Pressure	Bar.a	159.09	0.05966
2.Main Steam Temperature	°C	521.89	0.46217
3.Reheat Pressure Drop	%	6.27	-0.21893
4.Reheat Steam Temperature at Intercept valve	°C	507.23	1.09167
5.Reheat at temperature water flow	kg/s	0.00	0.00000
6.Condenser Pressure	Bar.a	0.070	-0.56280
7.Cooling Water Temperature at Condenser Inlet	°C	27.94	-0.00431
8.Cooling Water Flow to Condenser	m ³ /s	7.92	0.18249
-Measure Generator Output	kW	239,661.21	
-Corrected Generator Output	kW	242,072.17	

ตารางที่ 4.3 ผลคำนวณ Corrected Generator Output ที่ 60%Load (180 MW)

Description	Unit	Measurement Value	Correction Value
1.Main Steam Pressure	Bar.a	151.98	0.28163
2.Main Steam Temperature	°C	496.81	1.23460
3.Reheat Pressure Drop	%	6.59	-0.16753
4.Reheat Steam Temperature at Intercept valve	°C	470.02	2.07418
5.Reheat at temperature water flow	kg/s	0.36	0.03796
6.Condenser Pressure	Bar.a	0.065	-1.39502
7.Cooling Water Temperature at Condenser Inlet	°C	28.08	0.04913
8.Cooling Water Flow to Condenser	m ³ /s	7.92	0.17614
-Measure Generator Output	kW	180,281.30	
-Corrected Generator Output	kW	184,386.87	

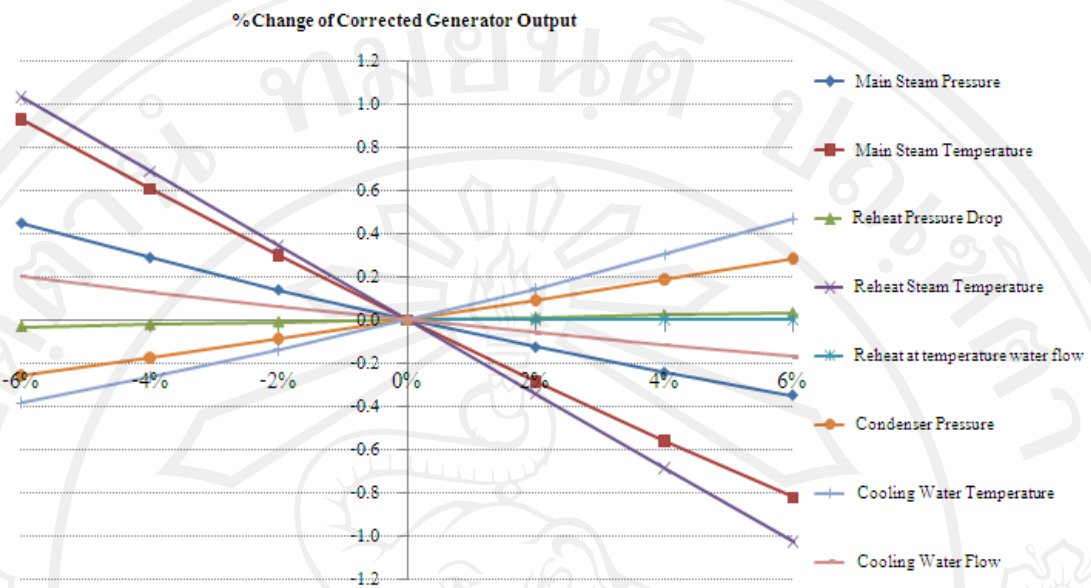
จากรูปที่ 4.2, 4.4, 4.6, 4.8, 4.10, 4.12, 4.14 และ 4.16 ซึ่งแสดงผลวิเคราะห์ค่า Correction Factor สำหรับปรับแก้ตัวแปรในกระบวนการผลิต ที่ได้หลังจากจำลองสภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขสภาวะการเดินเครื่องในสภาพปัจจุบัน หากเปรียบเทียบกับข้อมูลที่สภาวะเงื่อนไขเดิมตั้งแต่ First Synchronization ที่ 100%Load และ 80%Load จะพบว่ามีการเปลี่ยนแปลงไปในทุกๆพารามิเตอร์ ดังแสดงในภาคผนวก ง และเมื่อวิเคราะห์ปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการปรับแก้ค่า Measure Generator Output มากที่สุดสำหรับที่ 100%Load (300 MW) และ 80%Load (240 MW) เพื่อเป็นตัวอย่างในการวิเคราะห์ ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 เปรียบเทียบค่า Correction Factor ก่อน-หลัง การปรับปรุงในการวิจัย ที่ 100%Load (300 MW)

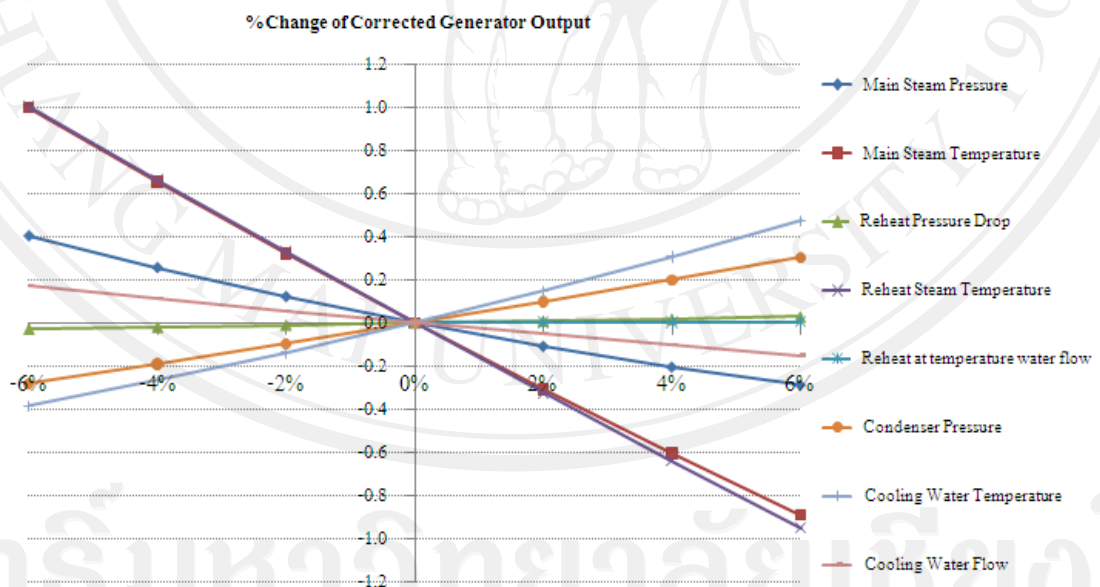
Description	Unit	Measure ment Value	(A) Correction Value (First Sync.)	(B) Correction Value (ผลวิจัย)	ค่าแตกต่าง ระหว่าง (A) กับ (B) (%)
1.Main Steam Pressure	Bar.a	161.00	0.00675	-0.00165	-124.37
2.Main Steam Temperature	°C	535.24	0.06910	0.09266	34.11
3.Reheat Pressure Drop	%	6.63	-0.16098	-0.20137	25.10
4.Reheat Steam Temperature at Intercept valve	°C	519.27	0.46816	0.53079	13.38
5.Reheat at temperature water flow	kg/s	0.00	0.00000	0.00000	0
6.Condenser Pressure	Bar.a	0.0840	0.40166	0.34253	-14.72
7.Cooling Water Temperature at Condenser Inlet	°C	29.61	0.46461	0.35259	-24.11
8.Cooling Water Flow to Condenser	m ³ /s	7.92	0.14583	0.20575	41.09

จากตารางที่ 4.4 จะเห็นว่าพารามิเตอร์ค่าปรับแก้ Main Steam Pressure ที่เป็นผลลัพธ์ของการวิจัยที่ปรับปรุงแบบจำลองกระบวนการผลิตให้อยู่ในสถานะที่เป็นปัจจุบันแล้ว จะแตกต่างจากกรณีใช้แบบจำลองกระบวนการผลิตดั้งเดิมของโรงไฟฟ้ามากที่สุด

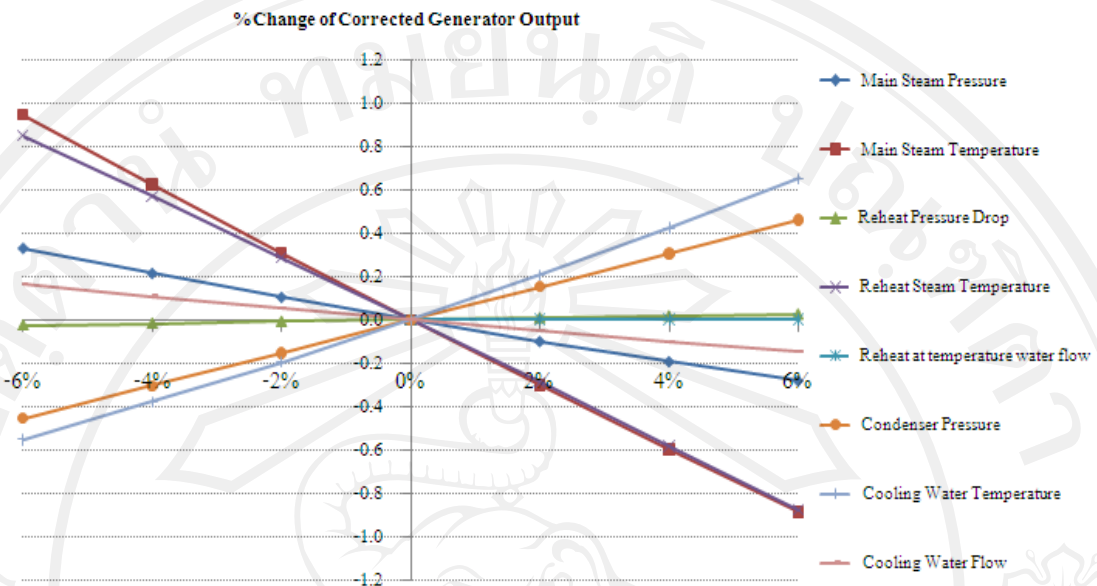
เมื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ของค่า Correction Factor ทุกตัว ที่มีผลต่อค่า Corrected Generator Output โดยทำการทดลองปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ที่กำลังพิจารณาทุก 2% โดยที่พารามิเตอร์อื่นๆกำหนดคงที่ตลอด แล้วดูผลลัพธ์ค่า Corrected Generator Output ที่คำนวณได้นั้นจะเบี่ยงเบนไปมากน้อยอย่างไร หากเบี่ยงเบนมากแสดงถึงพารามิเตอร์นั้นมีผลต่อค่า Generator Output มาก ซึ่งผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ทั้ง 3 Step Load พบว่าพารามิเตอร์ค่าปรับแก้ Reheat Steam Temperature at Intercept valve และ Main Steam Temperature เป็นพารามิเตอร์หลักที่มีผลต่อค่า Generator Output มาก ดังแสดงในรูปที่ 4.17-4.19



รูปที่ 4.17 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่าแต่ละ Parameters ที่ส่งผลต่อค่า Corrected Generator Output ที่เบี่ยงเบนไป ที่กำลังผลิต 100%Load (300MW)



รูปที่ 4.18 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่าแต่ละ Parameters ที่ส่งผลต่อค่า Corrected Generator Output ที่เบี่ยงเบนไป ที่กำลังผลิต 80%Load (240MW)



รูปที่ 4.19 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่าแต่ละ Parameters ที่ส่งผลต่อค่า Corrected Generator Output ที่เบี่ยงเบนไป ที่กำลังผลิต 60%Load (180MW)

ขั้นที่สอง คำนวณ Steam Turbine-Generator Heat Rate แต่ละ Step Load โดยได้ Corrected Steam Turbine-Generator Heat Rate และ Corrected Steam Turbine-Generator Heat Consumption ตามสมการที่ (5) แล้ว ดังแสดงผลลัพธ์ในตารางที่ 4.5-4.7 นี้

ตารางที่ 4.5 ผลคำนวณ Corrected Steam Turbine Heat Rate ที่ 100%Load (300 MW)

Description	Unit	Measurement Value
Main Steam Flow Rate	kg/s	260.55
Enthalpy of Main steam	kJ/kg	3,398.63
Enthalpy of Final Feed Water	kJ/kg	1,075.79
Reheat Steam Flow Rate	kg/s	219.53
Enthalpy of Reheat Steam	kJ/kg	3,487.72
Enthalpy of Cold Reheat Steam	kJ/kg	3,048.58
Reheat Spray Water Flow Rate	kg/s	0.00
Enthalpy of Reheat Spray Water	kJ/kg	797.23
Boiler Feed Pump Outlet Flow	kg/s	247.99
Enthalpy of Boiler Feed Pump Outlet Water	kJ/kg	797.23

ตารางที่ 4.5 (ต่อ)

Description	Unit	Measurement Value
Enthalpy of Boiler Feed Pump Inlet Water	kJ/kg	778.82
-Measure Steam Turbine Heat Rate	kJ/kWh	8,475.07
-Corrected Steam Turbine Heat Rate	kJ/kWh	8,363.57
-Corrected Steam Turbine Heat Consumption	GJ/h	2,542.09

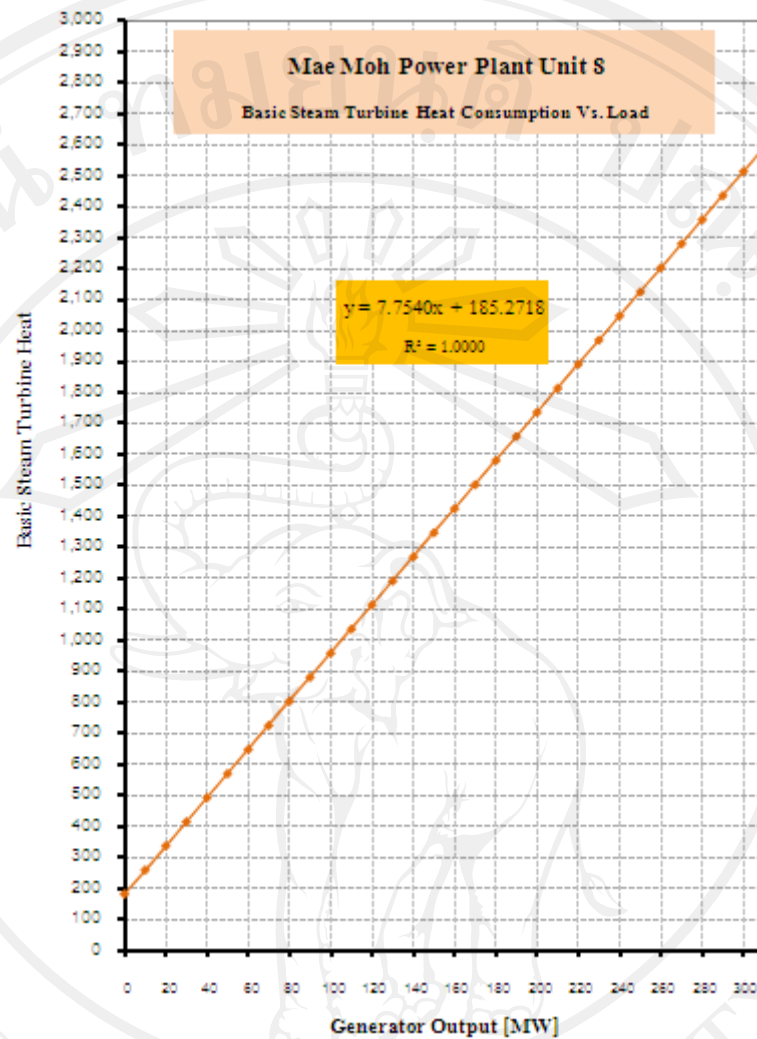
ตารางที่ 4.6 ผลคำนวณ Corrected Steam Turbine Heat Rate ที่ 80%Load (240 MW)

Description	Unit	Measurement Value
Main Steam Flow Rate	kg/s	212.91
Enthalpy of Main steam	kJ/kg	3,362.23
Enthalpy of Final Feed Water	kJ/kg	1,022.84
Reheat Steam Flow Rate	kg/s	180.10
Enthalpy of Reheat Steam	kJ/kg	3,465.55
Enthalpy of Cold Reheat Steam	kJ/kg	3,019.59
Reheat Spray Water Flow Rate	kg/s	0.00
Enthalpy of Reheat Spray Water	kJ/kg	754.38
Boiler Feed Pump Outlet Flow	kg/s	199.86
Enthalpy of Boiler Feed Pump Outlet Water	kJ/kg	754.38
Enthalpy of Boiler Feed Pump Inlet Water	kJ/kg	739.57
-Measure Steam Turbine Heat Rate	kJ/kWh	8,732.47
-Corrected Steam Turbine Heat Rate	kJ/kWh	8,643.93
-Corrected Steam Turbine Heat Consumption	GJ/h	2,092.46

ตารางที่ 4.7 ผลคำนวณ Corrected Steam Turbine Heat Rate ที่ 60%Load (180 MW)

Description	Unit	Measurement Value
Main Steam Flow Rate	kg/s	170.53
Enthalpy of Main steam	kJ/kg	3,300.01
Enthalpy of Final Feed Water	kJ/kg	968.88
Reheat Steam Flow Rate	kg/s	145.69
Enthalpy of Reheat Steam	kJ/kg	3,400.13
Enthalpy of Cold Reheat Steam	kJ/kg	2,938.86
Reheat Spray Water Flow Rate	kg/s	0.36
Enthalpy of Reheat Spray Water	kJ/kg	712.48
Boiler Feed Pump Outlet Flow	kg/s	154.72
Enthalpy of Boiler Feed Pump Outlet Water	kJ/kg	712.48
Enthalpy of Boiler Feed Pump Inlet Water	kJ/kg	699.04
-Measure Steam Turbine Heat Rate	kJ/kWh	9,340.88
-Corrected Steam Turbine Heat Rate	kJ/kWh	9,125.67
-Corrected Steam Turbine Heat Consumption	GJ/h	1,682.65

สร้างกราฟ Willan 's Line Diagram แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง Basic Steam Turbine Heat Consumption กับ Load หรือ Generator Output Power ได้ดังแสดงในรูปที่ 4.20

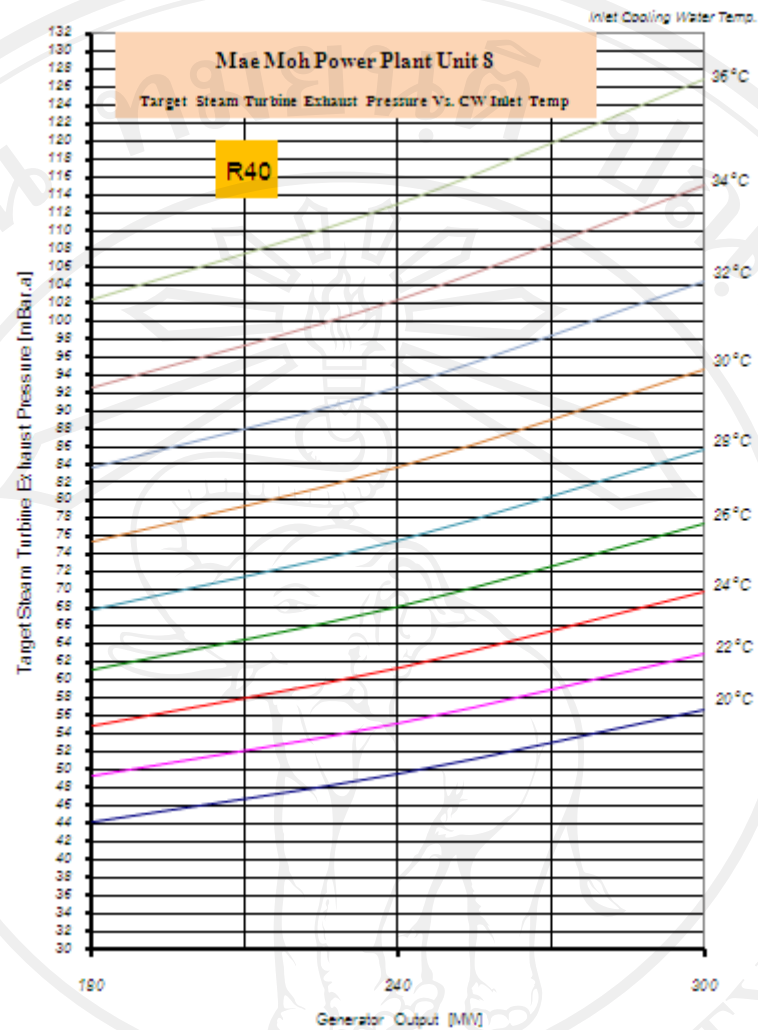


รูปที่ 4.20 ความสัมพันธ์ระหว่าง Basic Steam Turbine Heat Consumption กับ Load

ขั้นที่สาม คำนวณ Target Steam Turbine-Generator Exhaust Pressure แต่ละ Step Load
ดังนี้ พร้อมกับสร้างเป็นกราฟ ดังแสดงในตารางที่ 4.8 และ รูปที่ 4.21

ตารางที่ 4.8 ผลคำนวณ Target Steam Turbine-Generator Exhaust Pressure แต่ละ Step Load และแต่ละค่าของ Inlet Cooling Water Temperature ครอบคลุมทุกสภาวะเดินเครื่อง

Inlet Cooling Water Temp. °C	LMTD °C	ΔT_t °C	100%Load		80%Load		60%Load	
			T_{SAT} °C	Pressure mBar	T_{SAT} °C	Pressure mBar	T_{SAT} °C	Pressure mBar
20	7.7510	11.97	35.216	56.747	32.797	49.593	30.758	44.186
22	7.6323	11.97	37.119	62.984	34.715	55.195	32.689	49.294
24	7.5228	11.97	39.030	69.835	36.640	61.360	34.626	54.923
26	7.4218	11.97	40.948	77.353	38.571	68.135	36.568	61.119
28	7.3288	11.97	42.873	85.589	40.508	75.570	38.515	67.930
30	7.2433	11.97	44.804	94.601	42.450	83.719	40.466	75.404
32	7.1648	11.97	46.741	104.450	44.397	92.639	42.422	83.596
34	7.0931	11.97	48.684	115.200	46.349	102.390	44.382	92.564
36	7.0276	11.97	50.632	126.919	48.306	113.035	46.345	102.367

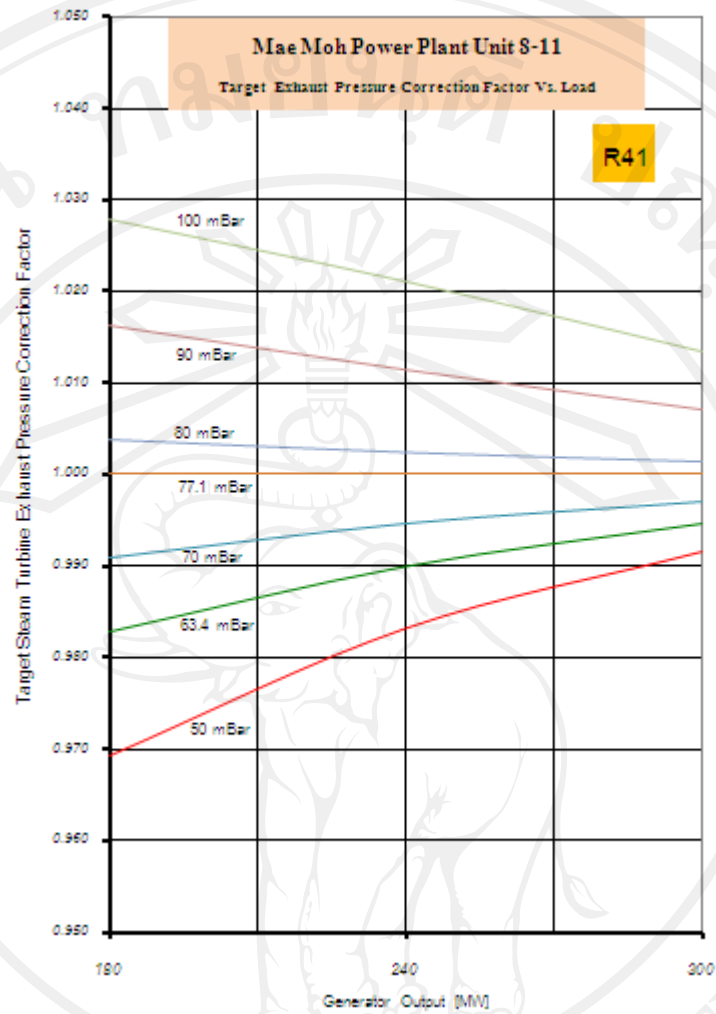


รูปที่ 4.21 ความสัมพันธ์ระหว่าง Target Steam Turbine-Generator Exhaust Pressure กับ Load

ขั้นที่สี่ คำนวณ Target Steam Turbine-Generator Exhaust Pressure Correction Factor แต่ละ Step Load ดังแสดงในตารางที่ 4.9 พร้อมกับสร้างเป็นกราฟดังแสดงในรูปที่ 4.22

ตารางที่ 4.9 ผลคำนวณ Target Steam Turbine-Generator Exhaust Pressure Correction Factor แต่ละ Step Load และแต่ละค่าของ Condenser Pressure ครอบคลุมทุกสภาวะเดินเครื่อง

mBar(a)	100%Load		80%Load		60%Load	
	$\Delta\eta_{TB}$	Correction Factor	$\Delta\eta_{TB}$	Correction Factor	$\Delta\eta_{TB}$	Correction Factor
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
50.00	-0.83787	0.99162	-1.67707	0.98323	-3.07432	0.96926
63.40	-0.54322	0.99457	-1.00517	0.98995	-1.71247	0.98288
70.00	-0.30693	0.99693	-0.54313	0.99457	-0.91299	0.99087
77.10	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
80.00	0.14319	1.00143	0.24131	1.00241	0.37486	1.00375
90.00	0.69924	1.00699	1.13627	1.01136	1.62098	1.01621
100.00	1.33645	1.01336	2.10187	1.02102	2.77972	1.02780



รูปที่ 4.22 ความสัมพันธ์ระหว่าง Target Steam Turbine-Generator Exhaust Pressure Correction Factor กับ Load

4.2.2 Target Make up Heat Consumption

ขั้นแรก คำนวณ Target Soot Blowing Make-up Heat Consumption ดังแสดงในตารางที่ 4.10 โดยผลลัพธ์มีค่า 9.60 GJ/h

ตารางที่ 4.10 ผลคำนวณ Target Soot Blowing Make-up Heat Consumption (เท่ากันทุก Step Load)

Description	Unit	Value
h_s	kJ/kg	3,398.63
h_w	kJ/kg	107.60
$h_s - h_w$	kJ/kg	3,291.03
Actual Flow	kg/s	0.81
Q_s	Ton/day	69.984
Ambient Temperature	°C	25.64
Ambient Pressure	Bar(a)	1
$-M_s$	GJ/h	9.60

ขั้นที่สอง คำนวณ Target Blow-down Make-up Heat Consumption ดังแสดงในตารางที่ 4.11 โดยผลลัพธ์มีค่า 7.15 GJ/h

ตารางที่ 4.11 ผลคำนวณ Target Blow-down Make-up Heat Consumption (เท่ากันทุก Step Load)

Description	Unit	Value
h_o	kJ/kg	1,636.30
h	kJ/kg	107.60
$h_o - h_w$	kJ/kg	1,528.70
Q_B	kg/s	1.30
Drum Pressure	Bar(a)	176.14
Drum Metal Temperature	°C	349.20
Ambient Temperature	°C	25.64
Ambient Pressure	Bar(a)	1
$-M_B$	GJ/h	7.15

ขั้นที่สาม คำนวณ Target Leakage Make-up Heat Consumption ดังแสดงในตารางที่ 4.12-4.14 ที่แต่ละ Step Load ดังนี้

ตารางที่ 4.12 ผลคำนวณ Target Leakage Make-up Heat Consumption ที่ 100%Load(300 MW)

Description	Unit	Value
Q_L	kg/s	2.61
p	-	0.33
h_o	kJ/kg	3,398.63
h_F	kJ/kg	1,075.79
h_w	kJ/kg	107.60
Ambient Temperature	°C	25.64
Ambient Pressure	Bar(a)	1
$-M_L$	GJ/h	16.34

ตารางที่ 4.13 ผลคำนวณ Target Leakage Make-up Heat Consumption ที่ 80%Load(240 MW)

Description	Unit	Value
Q_L	kg/s	2.13
p	-	0.33
h_o	kJ/kg	3,362.23
h_F	kJ/kg	1,022.84
h_w	kJ/kg	107.60
Ambient Temperature	°C	25.64
Ambient Pressure	Bar(a)	1
$-M_L$	GJ/h	12.99

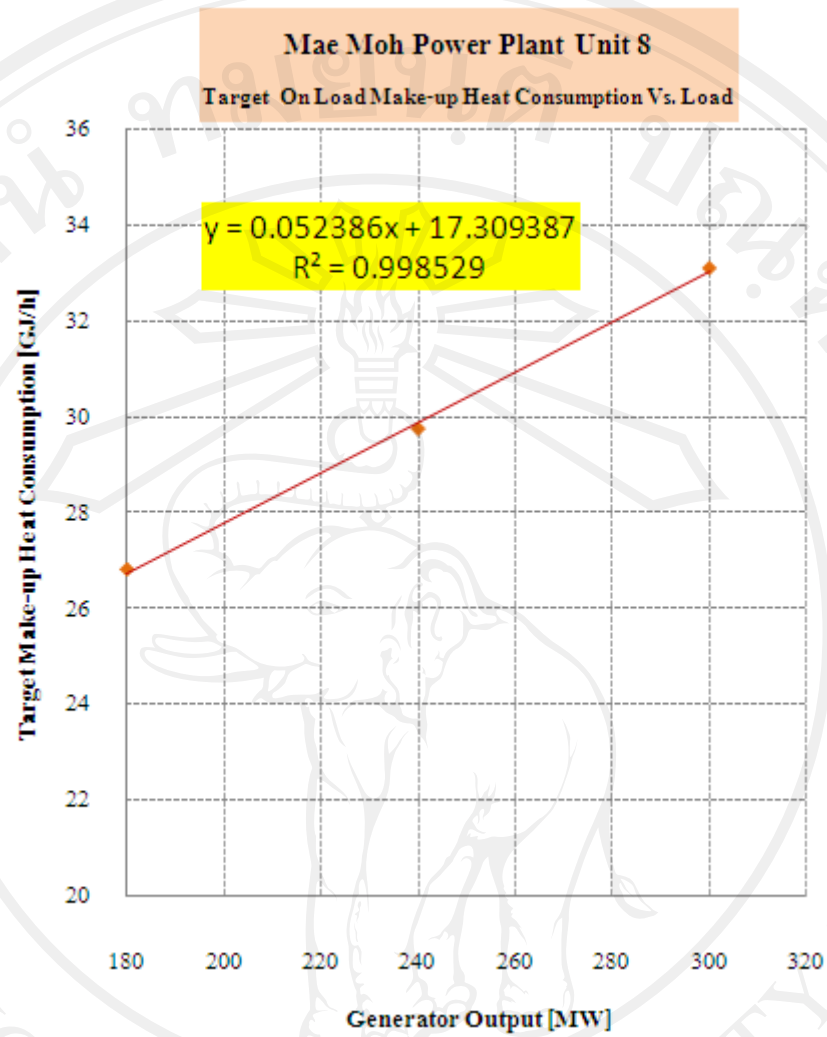
ตารางที่ 4.14 ผลคำนวณ Target Leakage Make-up Heat Consumption ที่ 60%Load(180 MW)

Description	Unit	Value
Q_L	kg/s	1.71
p	-	0.33
h_o	kJ/kg	3,300.01
h_F	kJ/kg	968.88
h_w	kJ/kg	107.60
Ambient Temperature	°C	25.64
Ambient Pressure	Bar(a)	1
- M_L	GJ/h	10.06

ขั้นที่สี่ คำนวณ Target Make-up Heat Consumption ซึ่งเป็นผลลัพธ์รวมของตารางที่ 4.12-4.14 ดังแสดงในตารางที่ 4.15 นี้ พร้อมกับสร้างเป็นกราฟ ดังแสดงในรูปที่ 4.23

ตารางที่ 4.15 ผลคำนวณ Target Leakage Make-up Heat Consumption ทุก Step Load

GJ/h	Load		
	100%	80%	60%
M_s	9.60	9.60	9.60
M_B	7.15	7.15	7.15
M_L	16.34	12.99	10.06
รวม	33.09	29.74	26.81



รูปที่ 4.23 ความสัมพันธ์ระหว่าง Target Make-up Heat Consumption กับ Load

4.2.3 Target Radiation Heat Loss

จากข้อมูลด้านเดินเครื่องที่พิจารณาที่กำหนดเป็นค่าเป้าหมายแต่ละ Step Load ได้สรุปค่าอุณหภูมิของไหลทำงานที่จำเป็นต้องใช้ในการคำนวณค่า Radiation Heat Loss ตามวิธีวิจัย ซึ่งแสดงในตารางที่ 4.16 ต่อไปนี้ จะเห็นว่าเมื่อลดกำลังผลิตลงค่าอุณหภูมิของไหลทำงานจะลดต่ำลงด้วย ตารางที่ 4.16 อุณหภูมิของของไหลทำงานที่นำมากำหนดค่า Target Radiation Heat Loss ในแต่ละ Step Load

Pipe Work	100%Load	80%Load	60%Load
	Temperature [°C]	Temperature [°C]	Temperature [°C]
Steam Range Pipe Work			
1. Boiler Stop Valve - HP Steam Turbine chest			
-Main Steam Line1	538	522	497
-Main Steam Line2	538	522	497
2. HP Turbine Exhaust Steam -Reheat Steam Inlet			
-Cold Reheat RC01	334	315	287
-Cold Reheat RC10	334	315	287
-Cold Reheat RC20	334	315	287
3. Reheat Steam Outlet - IP Steam Turbine Inlet			
-Hot Reheat Line1	519	505	473
-Hot Reheat Line2	519	505	473
Feed Water Range Pipe Work			
1. Heater No.7 Outlet – Economizer Inlet	248	237	225

คำนวณ Target Radiation Heat Loss แต่ละ Step Load ตามวิธีวิจัย จะได้ผลลัพธ์ดังแสดงในตารางที่ 4.17-4.19 พร้อมกับสร้างเป็นกราฟดังแสดงในรูปที่ 4.24

ตารางที่ 4.17 ผลคำนวณ Target Radiation Heat Loss ที่ 100%Load(300 MW)

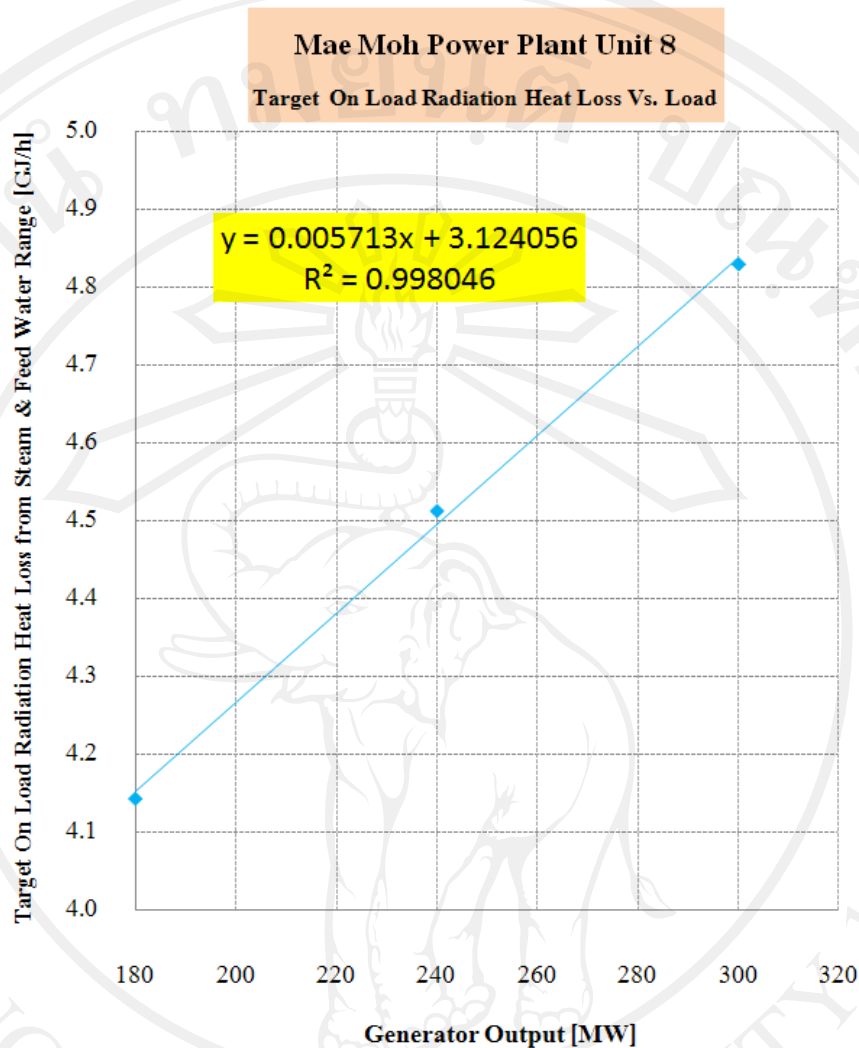
Pipe Work	Pipe Heat Loss (H _p) [J/m.s]	Length (L) [m]	K _R [GJ/h]
Steam Range			
1.Boiler Stop Valve - HP Steam Turbine chest			
- Main Steam Line1	420	237.63	0.71
- Main Steam Line2	420	204.86	0.61
2. HP Turbine Exhaust Steam -Reheat Steam Inlet			
- Cold Reheat RC01	550	4.45	0.02
- Cold Reheat Line1	480	149.92	0.51
- Cold Reheat Line2	480	165.14	0.57
3. Reheat Steam Outlet - IP Steam Turbine Inlet			
- Hot Reheat Line1	650	202.23	0.94
- Hot Reheat Line2	650	252.93	1.17
Feed Water Range			
1. Heater No.7 Outlet – Economizer Inlet	290	140.34	0.29
รวม			<u>4.83</u>

ตารางที่ 4.18 ผลคำนวณ Target Radiation Heat Loss ที่ 80%Load(240 MW)

Pipe Work	Pipe Heat Loss (H _p) [J/m.s]	Length (L) [m]	K _R [GJ/h]
Steam Range			
1.Boiler Stop Valve - HP Steam Turbine chest			
- Main Steam Line1	390	237.63	0.66
- Main Steam Line2	390	204.86	0.57
2. HP Turbine Exhaust Steam -Reheat Steam Inlet			
- Cold Reheat RC01	500	4.45	0.02
- Cold Reheat Line1	430	149.92	0.46
- Cold Reheat Line2	430	165.14	0.51
3. Reheat Steam Outlet - IP Steam Turbine Inlet			
- Hot Reheat Line1	620	202.23	0.90
- Hot Reheat Line2	620	252.93	1.12
Feed Water Range			
1. Heater No.7 Outlet – Economizer Inlet	280	140.34	0.28
รวม			<u>4.51</u>

ตารางที่ 4.19 ผลคำนวณ Target Radiation Heat Loss ที่ 60%Load(180 MW)

Pipe Work	Pipe Heat Loss (H _p) [J/m.s]	Length (L) [m]	K _R [GJ/h]
Steam Range			
1.Boiler Stop Valve - HP Steam Turbine chest			
- Main Steam Line1	360	237.63	0.61
- Main Steam Line2	360	204.86	0.53
2. HP Turbine Exhaust Steam -Reheat Steam Inlet			
- Cold Reheat RC01	450	4.45	0.01
- Cold Reheat Line1	390	149.92	0.42
- Cold Reheat Line2	390	165.14	0.46
3. Reheat Steam Outlet - IP Steam Turbine Inlet			
- Hot Reheat Line1	570	202.23	0.82
- Hot Reheat Line2	570	252.93	1.03
Feed Water Range			
1. Heater No.7 Outlet – Economizer Inlet	260	140.34	0.26
รวม			<u>4.14</u>



รูปที่ 4.24 ความสัมพันธ์ระหว่าง Target Radiation Heat Loss กับ Load

4.2.4 Target Boiler Efficiency

ใช้ข้อมูล Operating Point ดังภาคผนวก ข มาคำนวณเพื่อกำหนดค่าเป้าหมาย Boiler Efficiency แต่ละ Step Load ตามสมการที่ (2.1) ได้ผลลัพธ์ดังแสดงในตารางที่ 4.20 พร้อมกับสร้างเป็นกราฟดังแสดงในรูปที่ 4.25 จะเห็นว่าวิธีการคำนวณแบบ Input-Output Method นั้นนับเป็นแนวทางคำนวณที่ง่ายไม่ซับซ้อน แต่จะให้ค่าที่เบี่ยงเบนจากความเป็นจริงมากอย่างผิดปกติ ฉะนั้นกรณีโรงไฟฟ้าที่ประสบปัญหาค่าความร้อนในเชื้อเพลิงถ่านหินที่วิเคราะห์คุณสมบัติทางเคมีแล้วพบว่าค่าที่ได้ไม่เป็นตัวแทนของถ่านหินที่เผาไหม้จริงอย่างสมบูรณ์ มักจะเกิดปัญหาในลักษณะนี้ได้บ่อยครั้ง ทำให้ผลลัพธ์ของค่า Boiler Efficiency ขาดความแม่นยำและน่าเชื่อถือ ส่วนใหญ่จึงหลีกเลี่ยงปัญหาดังกล่าว โดยใช้วิธีการคำนวณแบบ Loss Method ทั้งนี้หน่วยงานที่ดูแลด้านประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าภาพรวมของ กฟผ. ได้ใช้แนวทางคำนวณนี้ในการตรวจวัดคราว

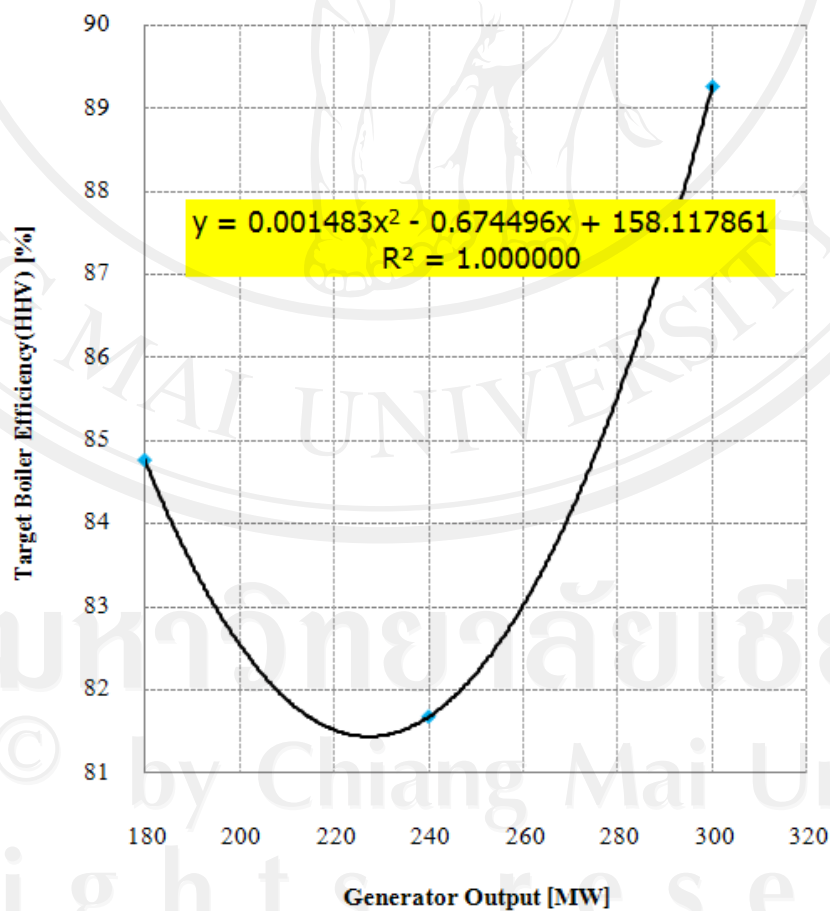
Performance Test หลังจากโรงไฟฟ้าหยุดซ่อมบำรุงรักษาใหญ่ตามวาระแล้วเสร็จ ซึ่งได้แสดงตัวอย่างผลทดสอบ Boiler Efficiency (HHV) ในปี 2551 ดังแสดงด้วยกราฟในรูปที่ 4.26 จะพบว่ามีความเปลี่ยนแปลงน้อยมากเมื่อเทียบกับในแต่ละ Load เนื่องจากอุปกรณ์ Boiler ทำหน้าที่หลักในการแลกเปลี่ยนความร้อนเท่านั้น

ตารางที่ 4.20 ผลคำนวณ Target Boiler Efficiency แต่ละ Step Load

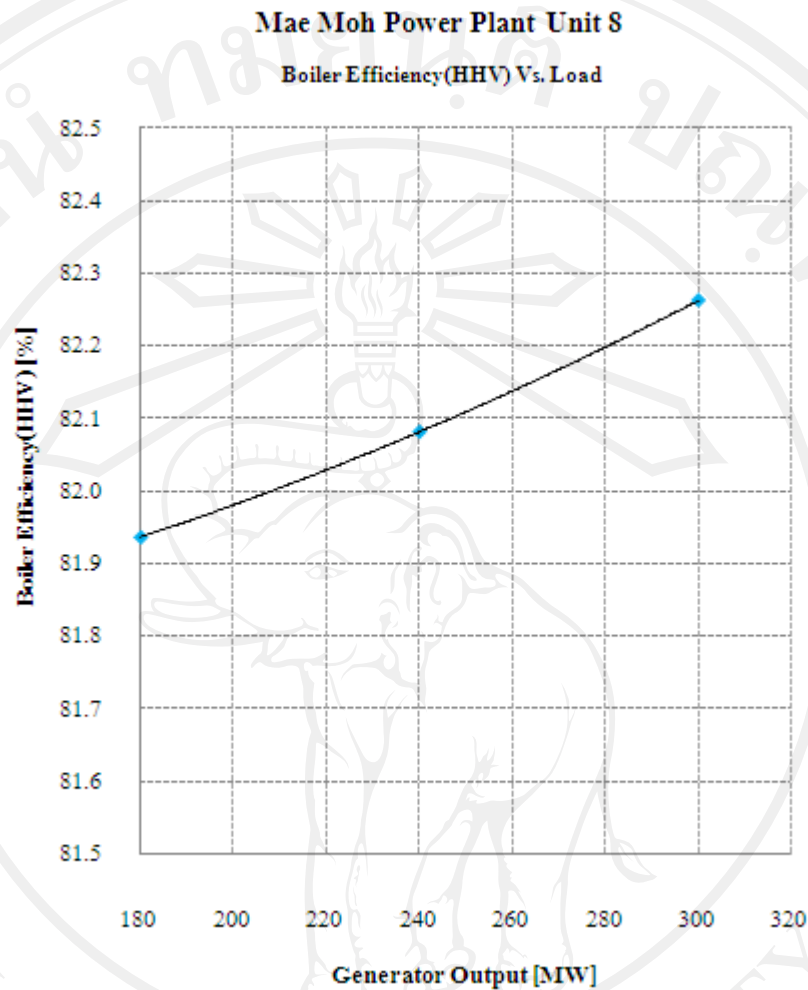
Load (MW)	Boiler Eff. (%)
180	84.77
240	81.68
300	89.27

Mae Moh Power Plant Unit 8

Target Boiler Efficiency(HHV) Vs. Load



รูปที่ 4.25 ความสัมพันธ์ระหว่าง Target Boiler Efficiency กับ Load



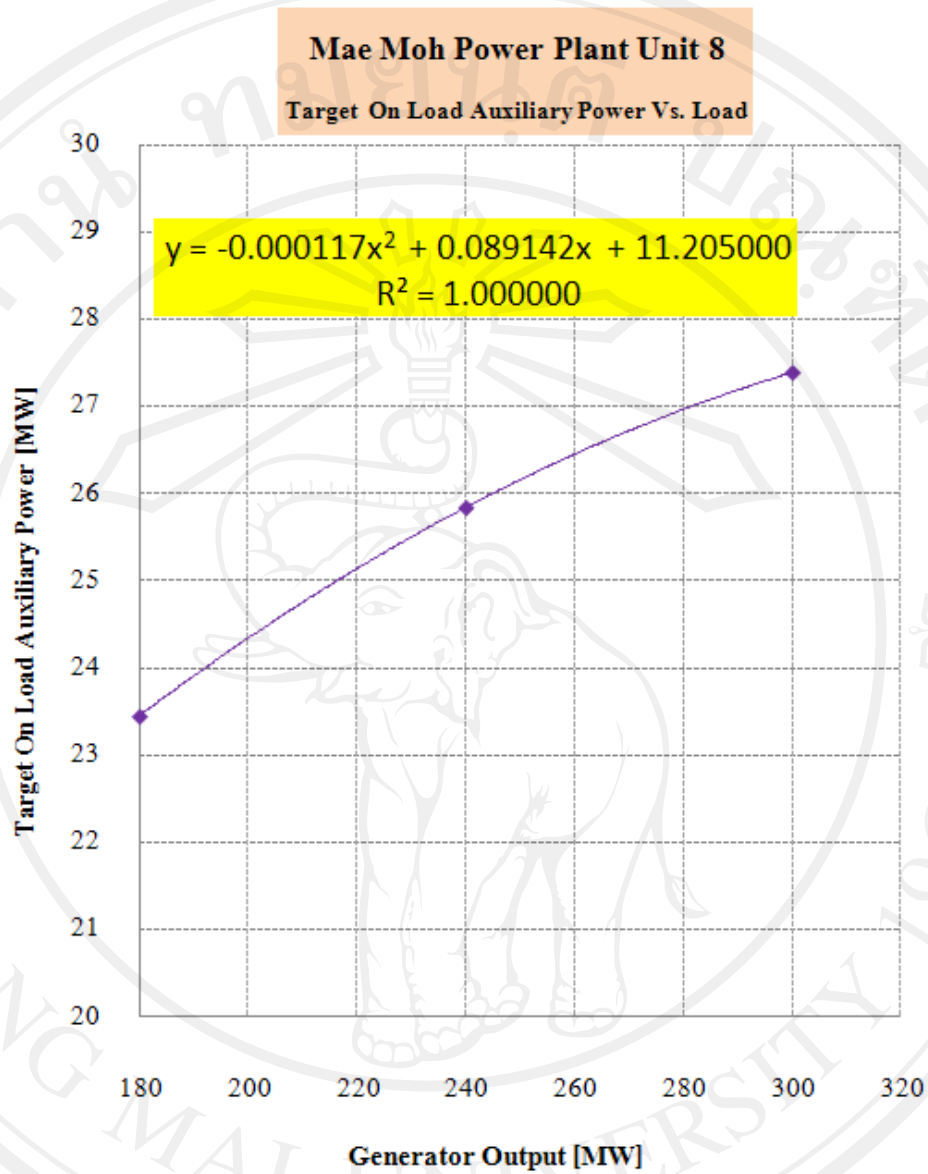
รูปที่ 4.26 ความสัมพันธ์ระหว่าง Boiler Efficiency (HHV) กับ Load (Performance Test ปี 2551)

4.2.5 Target Auxiliary Power

ใช้ข้อมูล Operating Point ดังภาคผนวก ข มาคำนวณเพื่อกำหนดค่าเป้าหมาย Auxiliary Power แต่ละ Step Load ตามวิธีวิจัย ได้ผลลัพธ์ดังแสดงในตารางที่ 4.21 พร้อมกับสร้างเป็นกราฟดังแสดงในรูปที่ 4.27

ตารางที่ 4.21 ผลคำนวณ Target Auxiliary Power แต่ละ Step Load

Load (MW)	On Load Auxiliary Power(MW)
180	23.45
240	25.84
300	27.39



รูปที่ 4.27 ความสัมพันธ์ระหว่าง Target Auxiliary Power กับ Load

จากผลลัพธ์ที่ได้ของการวิเคราะห์หาค่าเป้าหมายดังกล่าวข้างต้น ทำให้ได้แบบจำลองกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นจากเดิม เพื่อสามารถชี้วัดสมรรถนะในการปรับปรุงประสิทธิภาพเชิงความร้อนของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมภายใต้เงื่อนไขการทำงานในสภาพปัจจุบันได้

4.3 ผลลัพธ์คำนวณค่า Target Heat Rate ของการทดสอบใช้งานดัชนี STEP Factor

จากข้อมูล Monthly Operation Data โรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 หลังจากหลังจากซ่อมบำรุง Minor Inspection ตามวาระครั้งล่าสุด (24 พ.ย. – 21 ธ.ค. 2555) ได้แก่ ข้อมูลรายเดือนตั้งแต่ ม.ค. ถึง ก.ค. 2556 มาคำนวณ Target Heat Rate ได้ผลลัพธ์สรุปดังแสดงในตารางที่ 4.22 นี้

ตารางที่ 4.22 ผลคำนวณ Target Heat Rate รายเดือน ตั้งแต่ ม.ค. ถึง ก.ค. 2556

Items	Unit	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.
Target								
Steam Turbine Heat Consumption	GJ/h	2,492.9	2,504.5	2,432.4	2,508.2	2,485.2	2,491.0	2,522.4
Target Make up Heat Consumption	GJ/h	32.8	32.8	32.4	32.8	32.6	32.6	32.9
-Target Soot Blowing Make-up Heat Consumption	GJ/h	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
-Target Blow-down Make-up Heat Consumption	GJ/h	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
-Target Leakage Make-up Heat Consumption	GJ/h	16.0	16.1	15.6	16.1	15.9	15.9	16.1
Target Radiation Heat Loss	GJ/h	4.81	4.82	4.77	4.82	4.80	4.80	4.82
Target Boiler Efficiency	%	88.34	88.51	86.86	88.41	87.74	87.73	88.59
Target Auxiliary Power	GWh	18.04	18.38	18.38	19.69	20.29	19.64	20.35
Target Heat Consumption	GJ	1,890,103	1,930,080	1,923,694	2,073,217	2,139,163	2,075,100	2,150,023

4.4 ผลลัพธ์ค่า Actual Heat Rate

คำนวณค่า Net Plant Heat Rate ที่เกิดขึ้นจริงเป็นข้อมูลรายเดือน ดังแสดงในตารางที่ 4.23 นี้ ซึ่งเป็นข้อมูลตั้งแต่ ม.ค. ถึง ก.ค. 2556 มาประกอบการคำนวณค่า Target Heat Rate เพื่อแสดงผลชี้วัดดัชนี STEP Factor ต่อไป

ตารางที่ 4.23 ผลคำนวณ Net Plant Heat Rate รายเดือน ตั้งแต่ ม.ค. ถึง ก.ค. 2556

เดือน	Gross Generation	Net Generation	Coal	Coal HHV	Diesel	Diesel Heating Value	Total Heat Input	Net Heat Rate
	kWh	kWh	Ton	kJ/kg	Litre	kJ/Litre	M.kJ	kJ/kWh
มกราคม	195,103,000	176,139,852	166,906	11,210	147,497	38,013	1,876,607	10,654
กุมภาพันธ์	199,277,000	180,789,051	170,157	11,324	2,166	38,359	1,926,883	10,658
มีนาคม	194,807,000	175,960,055	163,827	11,742	46,269	38,352	1,925,432	10,942
เมษายน	213,164,000	193,460,872	178,511	11,596	0	38,141	2,069,978	10,700
พฤษภาคม	217,740,000	197,024,987	191,012	11,077	0	38,141	2,115,859	10,739
มิถุนายน	210,681,000	190,760,959	183,497	11,320	0	38,500	2,077,174	10,889
กรกฎาคม	220,904,000	200,072,994	197,278	10,356	0	37,807	2,043,095	10,212

4.5 ผลลัพธ์การทดสอบใช้งานดัชนี STEP Factor

คำนวณค่าดัชนี STEP Factor ผลลัพธ์ของแต่ละเดือน ดังแสดงในตารางที่ 4.24 นี้ ตั้งแต่ ม.ค. ถึง ก.ค. 2556 ซึ่งเป็นผลลัพธ์ของการทดสอบใช้งานแบบจำลองกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนี้

ตารางที่ 4.24 ผลคำนวณดัชนี STEP Factor รายเดือน ตั้งแต่ ม.ค. ถึง ก.ค. 2556

เดือน	Target Heat Rate	Actual Heat Rate	STEP Factor
	kJ/kWh	kJ/kWh	[%]
มกราคม	10,674.47	10,654.08	100.19
กุมภาพันธ์	10,669.48	10,658.19	100.11
มีนาคม	10,903.87	10,942.44	99.65
เมษายน	10,715.50	10,699.73	100.15
พฤษภาคม	10,833.98	10,739.04	100.88
มิถุนายน	10,861.80	10,888.88	99.75
กรกฎาคม	10,720.65	10,211.75	104.98