

การเพิ่มสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูง Performance Enhancement of Gas Turbine Combine Cycle Power Plant by Inlet Air Fogging System

พิทักษ์ สุวรรณภูมิ¹ ภาณุ สุวิชาเชิดชู²

¹ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ E-mail: pitaksuwan@yahoo.com

²โครงการอาคารสีเขียว ฝ่ายปฏิบัติการด้านการใช้ไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย บางกรวย นนทบุรี 11130 E-mail: panus@egat.or.th

Pitaksa Suwannakuta^{1*}

Panu Suwicharcherdchoo²

¹ Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering,

King Mongkut's Institute of Technology North Bangkok E-mail: pitaksuwan@yahoo.com

²Green Building Project, Demand Side Incrementation Division,

Electricity Generating Authority of Thailand, Bangkruai, Nonthaburi 11130 E-mail: panus@egat.or.th

บทคัดย่อ

วัตถุประสงค์ของการศึกษานี้เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคของระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูงโดยใช้ข้อมูลทั่วไป และข้อมูลทางด้านอุตุนิยมวิทยาของโรงไฟฟ้าเอกชนแห่งหนึ่งซึ่งกำลังการผลิตติดตั้ง 171.6 MW (GT 2x55.8 + ST 1x60 MW) จากการศึกษาพบว่า Cooling Degree Hours (CDH) ตลอดทั้งปีมีค่า 31,524 ซึ่งมีศักยภาพเพียงพอในการติดตั้งระบบ Inlet Air Fogging แต่ค่า CDH ในเดือนพฤษภาคมและมิถุนายนมีค่าต่ำมาก ทั้งนี้เนื่องจากความชื้นสัมพัทธ์มีค่าสูงทำให้อุณหภูมิกระเปาะเปียกและกระเปาะแห้งมีค่าใกล้เคียงกัน ฉะนั้นความสามารถในการเดินระบบ Inlet Air Fogging ในรอบปีสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งนี้จึงอยู่ที่ประมาณ 10 เดือน สำหรับ Capacity ของระบบที่จะต้องติดตั้งเท่ากับ 10.30 US. GPM (2.34 m³/h) โดยมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นมากที่สุดที่สามารถทำได้คือ 11.10 MW หรือเพิ่มจากการเดินเครื่องปกติ 6.9% พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 13,084 MWh/yr ความต้องการน้ำ Demineralized Water เพื่อใช้ในระบบ 8,923 m³/yr

Abstract

The objective of this study is to study the technical feasibility of high-pressure inlet air fogging system by using the technical data and climate conditions from a small power producer that has an installed capacity equal to 171.6 MW (GT 2x55.8 + ST 1x60 MW). The results show that Cooling Degree Hours (CDH) in a year is 31,524 which high enough for installing an inlet air fogging system, but the CDH value in May and June is very low because of higher humidity ratio in these months so that this system is available for operating about 10 months per year for this plant. The installation capacity of this system is 10.30 US. GPM (2.34 m³/h), the maximum incremental power output is 11.10 MW (6.9% increase), the total incremental energy is 13,084 MWh/yr and demineralized water consumption is 8,923 m³/yr.

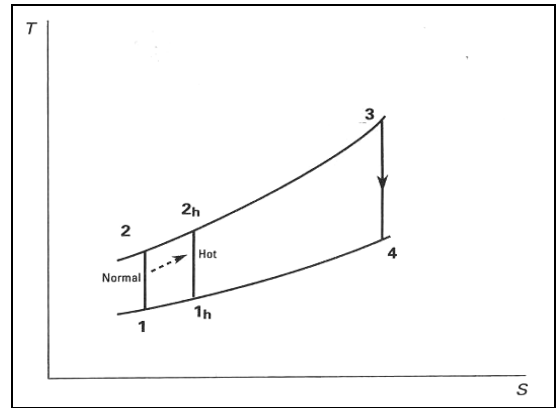
*
Corresponding author

1. บทนำ

การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิอากาศทำให้สมรรถนะของเครื่องกังหันแก๊สลดลง ซึ่งอุณหภูมิบรรยากาศมีผลต่อกำลังการผลิตของเครื่องกังแก๊ส โดยกำลังการผลิตจะลดลงร้อยละ 0.3 ถึง 0.5 เมื่ออุณหภูมิบรรยากาศเพิ่มขึ้น 1 °F [1] โดยในช่วงที่อากาศร้อนเครื่องอัดอากาศต้องการงานมากกว่าช่วงเวลาที่อุณหภูมิบรรยากาศต่ำกว่าดังแสดงในรูปที่ 1 $[C_p(T_{2h}-T_{1h}) > C_p(T_2-T_1)]$ เมื่อเครื่องอัดอากาศต้องการใช้กำลังงานมากแสดงว่ากำลังงานที่ใช้ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีน้อยลงทำให้ได้กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลงไปด้วย นอกจากนี้การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิบรรยากาศยังทำให้ความหนาแน่นของอากาศลดลงส่งผลให้อัตราการไหลอากาศเชิงมวลลดลงตามไปด้วย เพราะความเร็วรอบของเครื่องกังหันแก๊สและเครื่องอัดอากาศโดยทั่วไปมีค่าคงที่ตามความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลให้ปริมาตรอากาศที่เข้าเครื่องกังหันมีค่าคงที่ตลอดเวลา แต่มวลอากาศมีการเปลี่ยนแปลงตามค่าความหนาแน่นของอากาศ ซึ่งค่าความหนาแน่นของอากาศจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิของอากาศที่ถูกดูดเข้าเครื่องอัดอากาศดังสมการ ($\rho = P/RT$) ดังนั้นถ้าสามารถควบคุมอุณหภูมิของอากาศให้ต่ำลงได้ตามต้องการ ก็จะได้มวลของอากาศเข้าห้องเผาไหม้เพิ่มขึ้น เมื่อมวลอากาศเพิ่มขึ้นระบบควบคุมจะปรับปริมาณเชื้อเพลิงเข้าห้องเผาไหม้ให้มากขึ้นตาม เป็นผลให้กำลังการผลิตเพิ่มขึ้นทันที นอกจากนี้การอัดอากาศที่อุณหภูมิต่ำจะได้อัตราประสิทธิภาพในการอัดสูงขึ้นด้วย กำลังงานที่เครื่องอัดอากาศต้องการต่อหน่วยน้ำหนักของอากาศ (Compressor Work per kg of Air) สามารถแสดงในรูปสมการทางเทอร์โมไดนามิกส์ดังนี้

$$W_{\text{Compr}} = \frac{h'_2 - h_1}{\eta_c} = \frac{C_p [T'_2 - T_1]}{\eta_c}$$

จากสมการจะเห็นว่า การเพิ่มขึ้นของ T_1 ทำให้กำลังงานที่เครื่องอัดอากาศต้องการมีค่าเพิ่มขึ้น นอกเหนือจากอุณหภูมิบรรยากาศแล้วยังมีปัจจัยอื่นที่มีผลต่อกำลังการผลิตคือชนิดของเชื้อเพลิง และระดับความสูงของพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า [1,4] แนวทางการเพิ่มกำลังการผลิตอาจทำได้โดยการฉีดน้ำหรือไอน้ำในห้องเผาไหม้ และการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้าห้องเผาไหม้ สำหรับเทคโนโลยีการเพิ่มสมรรถนะของเครื่องกังหันแก๊สโดยทั่วไปคือการฉีดน้ำหรือไอน้ำในห้องเผาไหม้ และการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้าเครื่องอัดอากาศ การฉีดน้ำหรือไอน้ำโดยปกติเพื่อควบคุมปริมาณ NOx ส่วนหนึ่งจะเป็นการเพิ่มกำลังการผลิต สำหรับการลดอุณหภูมิอากาศมีอยู่หลายวิธีเช่น การใช้หลักการทำความเย็น (Inlet Refrigeration) ทั้งแบบดูดซึมและแบบอัดไอ การกักเก็บความเย็น (Thermal Energy Storage) และระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูง (Inlet Air Fogging) [1,3,4,5,6] ในการศึกษาครั้งนี้จะศึกษาผลของการลดอุณหภูมิของอากาศก่อนเข้าสู่ระบบโดยวิธีระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูงซึ่งมีหลักการดังนี้



รูปที่ 1 T-S diagram showing cold and hot day compression

ระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูง คือการลดอุณหภูมิกระเปาะแห้งของอากาศลงด้วยวิธีการฉีดน้ำ Demineralized Water แรงดันสูงประมาณ 1000-3000 psi ผ่านหัวฉีดให้กลายเป็นละออง (Fog) ที่มีขนาดระหว่าง 5-20 microns [1] เข้าไปใน Inlet Duct ของเครื่องกังหันแก๊ส ซึ่งวิธีการนี้สามารถลดอุณหภูมิกระเปาะแห้งลงได้มากที่สุดเท่ากับอุณหภูมิกระเปาะเปียก ซึ่งศักยภาพในการลดอุณหภูมิ (Cooling Potential) นี้ขึ้นกับความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิกระเปาะแห้งและกระเปาะเปียก (Wet Bulk Depression) ถ้า Wet Bulk Depression มีค่าสูงแสดงว่ามีศักยภาพในการลดอุณหภูมิลงได้มาก หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่าสามารถเพิ่มกำลังการผลิตได้มาก การทำงานของระบบนี้จึงมีความสัมพันธ์กับสภาพภูมิอากาศเป็นหลัก ถ้าอากาศเป็นแบบร้อนและแห้งจะมีศักยภาพมากกว่าบรรยากาศแบบร้อนชื้น ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการบ่งบอกถึงศักยภาพของการลดอุณหภูมิ ของแต่ละพื้นที่จึงมีการนิยามศัพท์ใหม่คือ Cooling Degree Hours (CDH) [2] ซึ่งถ้าพื้นที่ไหนมีค่า CDH สูงแสดงว่ามีศักยภาพในการลดอุณหภูมิลงได้มาก การหาค่า CDH สามารถคำนวณโดยนำค่า Wet Bulk Depression คูณกับจำนวนชั่วโมง เช่นในวันที่ต้องการคำนวณนั้นมี Wet Bulk Depression เท่ากับ 10 °F อยู่ 8 ชั่วโมงและมี Wet Bulk Depression เท่ากับ 15 °F อยู่ 8 ชั่วโมง เพราะฉะนั้นค่า CDH ในวันนี้คือ $(10 \times 8) + (15 \times 8) = 200$ CDH

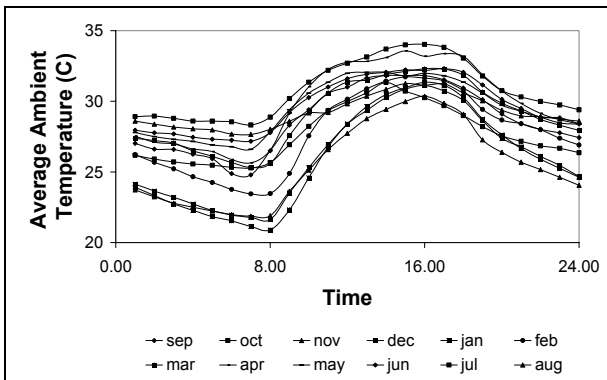
2. ระเบียบวิธีวิจัย

บทความนี้เป็นส่วนหนึ่งของงานศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคของระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูงเพื่อเพิ่มสมรรถนะของโรงไฟฟ้าเอกชนแห่งหนึ่ง โดยมีขั้นตอนการศึกษาวิจัยดังนี้ ศึกษาข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า รวบรวมข้อมูลทางอุตุนิยมวิทยาซึ่งใช้ข้อมูลจากโรงไฟฟ้า วิเคราะห์ข้อมูลหา Cooling Degree Hours ในแต่ละเดือนเพื่อกำหนด Capacity ที่ต้องติดตั้งระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูง พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และความต้องการการใช้น้ำ Demineralized ในระบบ

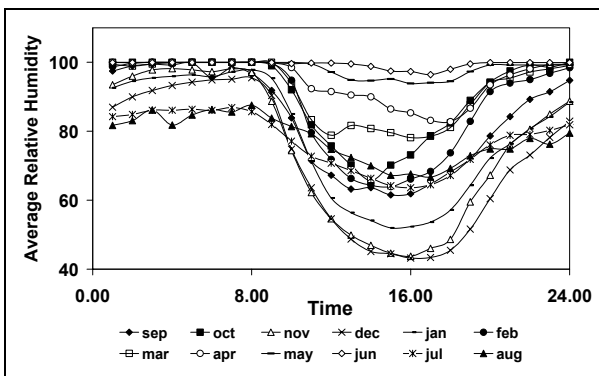
3. ผลการศึกษา

3.1 ข้อมูลทางอุตุนิยมวิทยา

ค่าอุณหภูมิเฉลี่ย และค่าความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยของโรงไฟฟ้า แสดงไว้ในรูปที่ 2 และรูปที่ 3 ตามลำดับ ซึ่งจากรูปที่ 2 จะเห็นว่า อุณหภูมิเฉลี่ยจะค่อยๆเพิ่มขึ้นที่เวลา 07:00 น. และจะเพิ่มขึ้นสูงสุด ที่เวลาประมาณ 14:00-16:00 น. จากนั้นก็จะเริ่มลดลง ส่วนค่า ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยในรูปที่ 3 จะเห็นว่าค่าความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย จะมีค่าสูงในช่วงเวลากลางคืนและลดลงในช่วงเวลากลางวันซึ่งเป็น ช่วงเวลาที่อุณหภูมิเฉลี่ยมีค่าสูงขึ้น โดยเดือนที่มีค่าความชื้นสัมพัทธ์ เฉลี่ยสูงสุดคือเดือนมิถุนายน รองลงมาเป็นเดือนพฤษภาคม เมษายน และมีนาคมตามลำดับ



รูปที่ 2 อุณหภูมิบรรยากาศเฉลี่ย

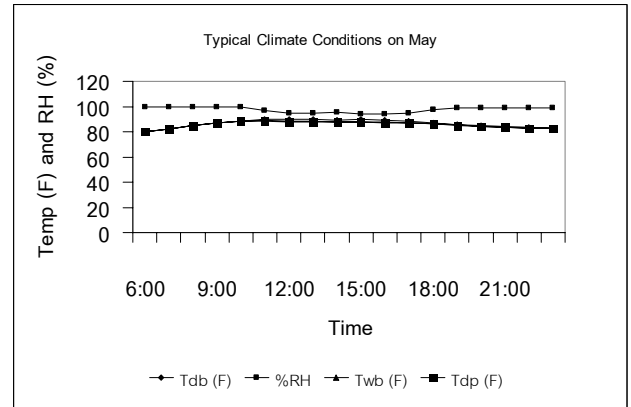


รูปที่ 3 ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย

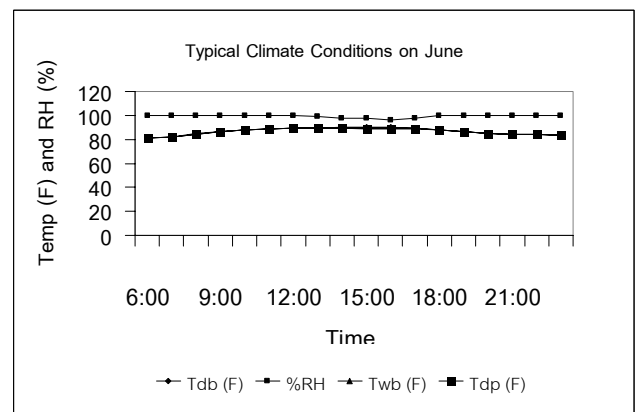
3.2 สภาพอากาศและ Cooling Degree Hours

จากข้อมูลทางอุตุนิยมวิทยาสามารถสร้างกราฟแสดง ความสัมพันธ์ระหว่างความชื้นสัมพัทธ์ (%RH) อุณหภูมิกระเปาะแห้ง (T_{db}) อุณหภูมิกระเปาะเปียก (T_{wb}) และอุณหภูมิจุดน้ำค้าง (T_{dp}) ของแต่ละเดือนได้ ดังเช่นรูปที่ 4 ได้แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง พารามิเตอร์เหล่านี้ในเดือนพฤษภาคม มิถุนายน พฤศจิกายน และ ธันวาคม และสามารถคำนวณหาค่า Cooling Degree Hours (CDH) ในแต่ละเดือนจากกราฟเหล่านี้ โดยการหาพื้นที่ใต้กราฟระหว่าง

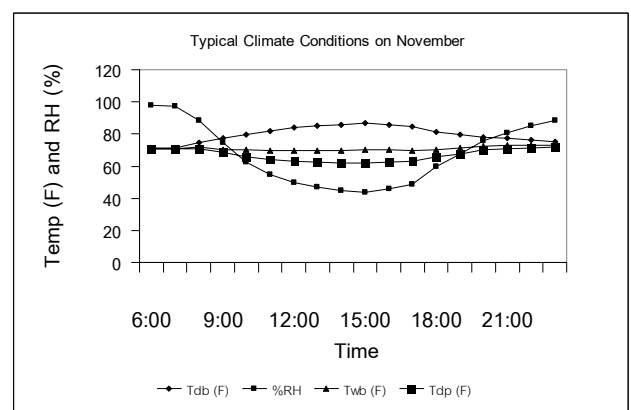
อุณหภูมิกระเปาะแห้งและกระเปาะเปียก ซึ่งผลการคำนวณแสดงไว้ ในรูปที่ 5



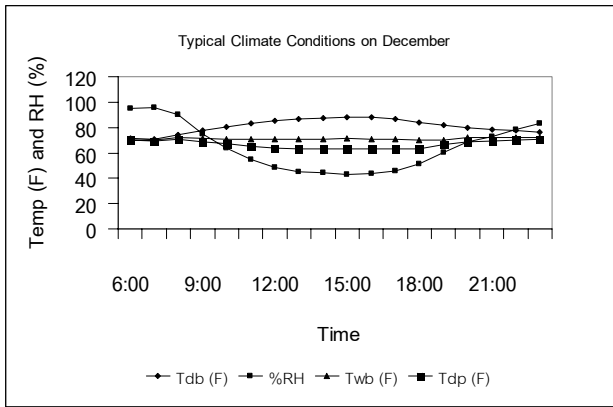
รูปที่ 4 (ก)



รูปที่ 4 (ข)

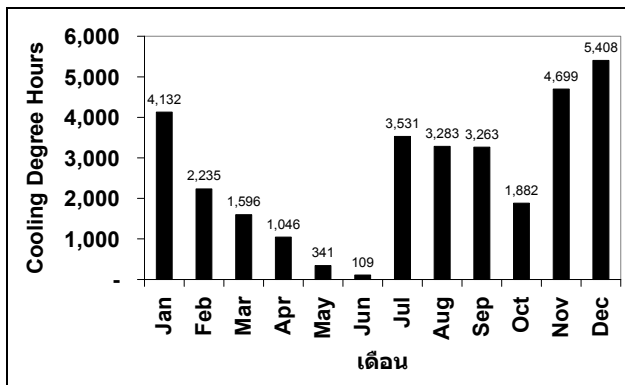


รูปที่ 4 (ค)



รูปที่ 4 (ง)

รูปที่ 4 Typical climate conditions ของเดือนพฤษภาคม (ก)
มิถุนายน (ข) พฤศจิกายน (ค) และธันวาคม (ง)



รูปที่ 5 Cooling Degree Hours (Total CDH in a year 31,524)

จากรูปที่ 5 จะเห็นว่าค่า CDH ของเดือนมีนาคม เมษายน พฤษภาคม และเดือนมิถุนายนมีค่าต่ำมาก แสดงให้เห็นถึงศักยภาพในการทำงานของระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูงมีค่าต่ำ เพราะว่า Wet Bulk Depression มีค่าต่ำ (รูปที่ 4) จึงทำให้ค่า CDH ต่ำไปด้วย และเมื่อพิจารณาความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย (รูปที่ 3) ประกอบจะเห็นว่าในเดือนดังกล่าวค่าความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยมีค่าสูงที่สุด เดือนที่มีค่า CDH สูงที่สุดคือเดือนธันวาคมซึ่งเป็นช่วงหน้าหนาวและความชื้นสัมพัทธ์ต่ำ

3.3 คำนวณหา Capacity ของระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูง

Capacity ที่ต้องติดตั้งคำนวณจากค่าความแตกต่างของ Dry Bulk Temperature กับ Wet Bulk Temperature ที่มากที่สุด ในกรณีนี้คือ 17.24 F (ที่เวลา 15:00 น. ของเดือนธันวาคม) ซึ่งโดยทั่วไปแล้วการลดอุณหภูมิลง 1 F จะทำให้ MW Output เพิ่มขึ้น 0.3% ถึง 0.5% [3] ในการคำนวณนี้ใช้ค่า 0.4% ฉะนั้นค่า Capacity สามารถคำนวณได้ดังนี้

สภาวะที่1: (15:00 น. ของเดือนธันวาคม)

$$T_{db} = 88.414 \text{ F}$$

$$T_{wb} = 71.17 \text{ F}$$

$$\%RH = 43.25$$

$$\text{Humidity Ratio (}\omega_1\text{)} = 0.012437 \text{ kg moisture/kg dry air}$$

$$\text{Air Density} = 1.169 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Inlet Air Flow} = 140 \text{ m}^3/\text{s} (589,176.00 \text{ kg/h})$$

สภาวะที่2: (Wet Bulk Temperature + 1 F)

$$\text{Target Temperature} = 72.17 \text{ F}$$

$$\text{Humidity Ratio (}\omega_2\text{)} = 0.016455 \text{ kg moisture/kg dry air}$$

การคำนวณ

หา Water Content in Inlet Air ที่สภาวะที่ 1

$$\begin{aligned} \text{Water Content} &= \omega_1 \times \text{Inlet Air Flow (kg/h)} / (1 + \omega_1) \\ &= 0.012437 \times 589,176 / (1 + 0.012437) \\ &= 7237.6 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

หา Dry Air in Inlet Air = Inlet Air Flow — Water Content in Inlet Air

$$\begin{aligned} &= 589,176 - 7237.6 \text{ kg/h} \\ &= 581,938.4 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

หา Demineralized Water Required for Spraying

$$\begin{aligned} &= (\omega_1 - \omega_2) \times \text{Inlet Dry Air} \\ &= (0.012437 - 0.016455) \times 581,938.4 \text{ kg/h} \\ &= 2338.23 \text{ kg/h} \\ &= 2338.23 \times 15.58 / (3.6 \times 1000) \\ &= 10.3 \text{ US. GPM} \end{aligned}$$

หา Maximum of MW Output increased ที่ เวลา 15:00 น. ของเดือนธันวาคม

$$\begin{aligned} &= \text{MW of December} \times 17.24 \text{ F} \times 0.4 / 100 \\ &= 160.97 \text{ MW} \times 17.24 \text{ F} \times 0.4 / 100 \\ &= 11.10 \text{ MW (6.9\% increase)} \end{aligned}$$

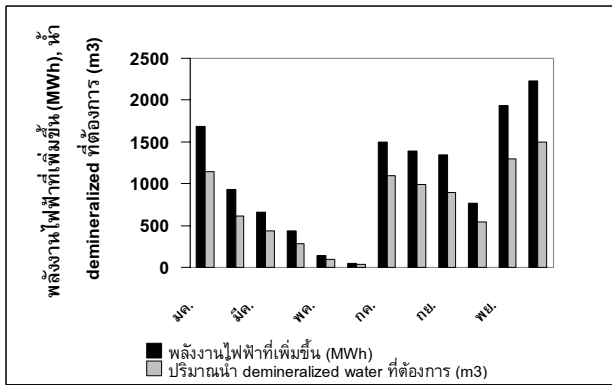
หมายเหตุ:

$$3.6 \text{ m}^3/\text{h} = 15.85 \text{ US. GPM}$$

$$\text{Density of Water} = 1,000 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{MW output of December} = 160.97 \text{ MW}$$

พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และปริมาณน้ำ Demineralized Water ที่ต้องการในแต่ละเดือนแสดงไว้ในรูปที่ 6 ซึ่งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตลอดทั้งปีเท่ากับ 13,084 MWh และต้องการน้ำ Demineralized Water เพื่อใช้ในการสเปรย์เพื่อลดอุณหภูมิอากาศเท่ากับ 8,923 m³ พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และปริมาณการใช้น้ำ Demineralized จะมีค่าน้อยในช่วงเดือนพฤษภาคม ทั้งนี้เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวมีค่า CDH น้อยที่สุด



รูปที่ 6 พลังงานไฟฟ้า และปริมาณความต้องการน้ำ Demineralized Water ที่เพิ่มขึ้น

4. สรุป

ระบบสเปรย์น้ำแรงดันสูงเป็นเทคโนโลยีหนึ่งที่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่แล้วได้ โดยการลดอุณหภูมิอากาศก่อนเข้าระบบกังหันแก๊ส แต่การทำงานของระบบนี้จะขึ้นกับสภาพภูมิอากาศเป็นสำคัญ จากการศึกษาพบว่า Cooling Degree Hours (CDH) ตลอดทั้งปีมีค่า 31,524 ซึ่งมีศักยภาพเพียงพอในการติดตั้งระบบ Inlet Air Fogging แต่ค่า CDH ในเดือนพฤษภาคมและมิถุนายนมีค่าต่ำมาก ทั้งนี้เนื่องจากความชื้นสัมพัทธ์มีค่าสูงทำให้อุณหภูมิกระเปาะเปียกและกระเปาะแห้งมีค่าใกล้เคียงกัน ฉะนั้นความสามารถในการเดินระบบ Inlet Air Fogging ในรอบปีสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งนี้จึงอยู่ที่ประมาณ 12 เดือน สำหรับ Capacity ของระบบที่จะต้องติดตั้งเท่ากับ 10.30 US. GPM (2.34 m³/h) โดยมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นมากที่สุดที่สามารถทำได้คือ 11.10 MW หรือเพิ่มจากการเดินเครื่องปกติ 6.9% พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 13,084 MWh/yr ความต้องการน้ำ Demineralized Water เพื่อใช้ใน ระบบ 8,923 m³/yr

เอกสารอ้างอิง

- [1] Meher-Homji, C.B. and Meelil, T.R. "Gas Turbine Power Augmentation by Fogging of Inlet Air" Proceeding of 28th Turbomachinery Symposium, Copyright 1999. Reprinted with permission of the Turbomachinery Laboratory, Department of Mechanical Engineering, Texas A&M University, College Station, Texas.
- [2] Robb, D. "High Humidity and Low Temperatures not a Deterrent to Evaporative Cooling" Power Engineering, reprinted with revisions, from the April 2001 edition of Power Engineering Copyright 2001 by PennWell Corporation.
- [3] ชาวนันท์ ท้าววงศ์ และคณะ, 2540. รายงานการวิจัยเรื่องการเพิ่มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สโดยการลดอุณหภูมิอากาศเข้ากังหัน. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- [4] รังสิต แก้วห้วงสกุล, 2543. กรณีศึกษาการใช้แก๊สเสียของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สระบบเปิดที่ไทรน้อยลดอุณหภูมิอากาศเข้าเครื่อง

อัดอากาศของโรงไฟฟ้าด้วยระบบทำความเย็นแบบดูดซึม. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมเครื่องกล) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

[5] Jolly, S et al. "Inlet Air Cooling for a Frame 7EA based Combined Cycle Power Plant" Presented at Power-Gen International, Dallas, Texas, December 9-11, 1997.

[6] Jolly, S et al. "Evaluation of Combustion Turbine Inlet Air Cooling Systems" Presented at Power-Gen Asia, New Delhi, India, September 29-October 1, 1998.