

การพัฒนาและสร้างแบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สและเครื่องกังหันไอน้ำสำหรับใช้เป็นแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลา

Development and Modeling of Gas Turbine Model and Steam Turbine Model for Using Multi-Shaft Combined Cycle Power Plant Model

กรสิทธิ์ สีนสมบูรณ์ คิวพล ศรีสนพันธุ์ และ คมสันต์ หงษ์สมบัติ

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Email: kornsit_ee@hotmail.com, fengspsr@ku.ac.th, fengksh@ku.ac.th

บทคัดย่อ

การศึกษาวิจัยเกี่ยวกับการทำงาน ประสิทธิภาพ และเสถียรภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมเกิดขึ้นอย่างมากมายหลายด้าน แบบจำลองโรงไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งที่มีความจำเป็นสำหรับการใช้ในการศึกษาวิเคราะห์ ปัจจุบันหลายแบบจำลองได้รับการยอมรับในเรื่องความถูกต้อง และมีความเหมาะสมกับระบบจริง แต่ส่วนใหญ่จะเป็นแบบจำลองโรงไฟฟ้าแบบเพลาเดียว และมุ่งเน้นศึกษาในส่วนของเครื่องกังหันแก๊สเป็นหลัก ทำให้แบบจำลองโรงไฟฟ้าแบบหลายเพลายังมีอยู่น้อย และไม่เป็นที่แพร่หลาย บทความนี้ได้นำเสนอการพัฒนาและสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลาขึ้นในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory โดยนำแบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สที่เสนอโดย W.I. Rowen มาสร้างและพัฒนาแบบจำลองเครื่องกังหันไอน้ำต่อเพิ่มเข้าไป ทำให้สามารถใช้เป็นแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลาได้ จากนั้นจึงนำแบบจำลองที่ได้มาศึกษาการทำงานในระบบไฟฟ้ากำลังโดยการจำลองเสถียรภาพพลวัตเมื่อเกิดเหตุการณ์รบกวนขึ้นในระบบ เช่น การเพิ่มขึ้นของโหลดอย่างทันทีทันใด การลดลงของโหลดอย่างทันทีทันใด และการเกิดการลัดวงจร ซึ่งเป็นปัญหาที่เกิดขึ้นได้บ่อยครั้งในระบบไฟฟ้ากำลัง ผลการศึกษาแบบจำลองโรงไฟฟ้าแสดงให้เห็นว่าการทำงานของแบบจำลองมีความถูกต้องสอดคล้องกับแบบจำลองในเอกสารอ้างอิง ดังนั้นจึงสามารถนำไปใช้ในการศึกษาวิจัยในระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็นอย่างดี โดยสามารถออกแบบเพิ่มจำนวนเครื่องกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อีกด้วย

คำสำคัญ

กังหันแก๊ส; กังหันไอน้ำ; เสถียรภาพ; โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

ABSTRACT

There are various studies about the capability, performance and stability of combined cycle power plant. Thus, the power plant model is important for the further studies.

Nowadays, there are several models that are acceptable and suitable for applying in the real system. However, most of the models are the single-shaft combined cycle power plant, focusing on studies of the gas turbine whereas only a few models of multi-shaft combined cycle power plant is available. This article presents a modeling of multi-shaft combined cycle power plant developed through DIGSILENT PowerFactory software by applying gas turbine model which is proposed by W.I. Rowen to develop and combine steam turbine in the system model. As a result the multi-shaft system model was functional. Studies of developed model were carried out by simulating the dynamic stability when disturbance events occur in the power system, for instance, the instantaneous changes of load and short circuit faults occurred regularly in power system. The simulation results showed that the developed model was accurate and consistent with the model in the reference document so that it could be well used in power system studies. In addition, this developed model could be applied the several number of turbines and generators.

• Keyword: •

gas turbine; steam turbine; stability; combined cycle power plant

1. บทนำ>>>

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant: CCGT) มีการใช้งานในการผลิตไฟฟ้าและระบบอุตสาหกรรมมาอย่างยาวนาน การผลิตไฟฟ้ารูปแบบนี้เป็นการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สและโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โดยการนำไอเสียจากโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สมาใช้ในการผลิตไอน้ำในโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ เพื่อนำไปผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น และยังมีความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้นอีกด้วย การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานความร้อนร่วมจึงได้รับความนิยมอย่างแพร่หลายในระบบอุตสาหกรรมทั่วโลก รวมถึงเป็นระบบผลิตกำลังไฟฟ้าหลักของประเทศไทยอีกด้วย

การที่โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมได้รับความนิยมนั้น เป็นผลให้มีการศึกษาวิจัยการทำงานในด้านต่าง ๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมเกิดขึ้นมากมาย แบบจำลองโรงไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็นที่ให้ความสะดวกในการศึกษาทดลอง หลายนานวิจัยได้นำแบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สและเครื่องกังหันไอน้ำมาใช้ศึกษาการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม แต่ส่วนใหญ่จะเป็นแบบจำลองโรงไฟฟ้าแบบเพลลาเดียว และมุ่งเน้นศึกษาในส่วนเครื่องกังหันแก๊สเป็นหลัก เนื่องจากเป็นต้นกำลังหลักในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้แบบจำลองโรงไฟฟ้าแบบหลายเพลลา ยังไม่เป็นที่แพร่หลาย รวมถึงการนำมาใช้ศึกษาวิจัย ยังไม่มีความสะดวกมากนัก ทั้งนี้เนื่องจากแบบจำลองมีความซับซ้อน และไม่ได้มีการดำเนินการสร้างบนโปรแกรมศึกษาที่เป็นที่นิยม

บทความนี้ได้นำเสนอการพัฒนาและสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลลาขึ้นในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory โดยนำแบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สที่เสนอโดย W.I. Rowen [1-2] ซึ่งเป็นแบบจำลองที่ใช้ในการศึกษาวิจัยกันอย่างกว้างขวางมาสร้างและพัฒนาแบบจำลองเครื่องกังหันไอน้ำต่อเพิ่มเข้าไป พร้อมทั้งออกแบบระบบควบคุมการทำงานให้สามารถใช้งานเป็นแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลลาได้ ในการสร้างจะใช้ค่าพารามิเตอร์ในระบบเมตริก เพื่อให้มีความสะดวกในการใช้งาน ซึ่งเมื่อสร้างเสร็จแล้ว จะนำมาศึกษาในส่วนของเสถียรภาพพลวัตเป็นหลัก เพื่อเป็นการตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลอง รวมถึงแสดงให้เห็นการทำงานของโรงไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์รบกวนต่างๆ ขึ้นในระบบอีกด้วย ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าแบบจำลองโรงไฟฟ้ามีความถูกต้องสอดคล้องกับเอกสารอ้างอิง สามารถใช้ในการศึกษาวิจัยได้เป็นอย่างดี นอกจากนี้แบบจำลองที่ได้นี้ยังสามารถออกแบบเพิ่มจำนวนเครื่องกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อีกด้วย

2. ทฤษฎีและข้อมูลที่เกี่ยวข้อง>>>

2.1 หัวข้อการศึกษาเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

การศึกษาวิเคราะห์เกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะมีอยู่มากมายหลายด้าน เช่น

2.1.1 การศึกษาในส่วนของเสถียรภาพพลวัต (Dynamic Stability) และการศึกษาเสถียรภาพในสภาวะชั่วคราว (Transient Stability) ของโรงไฟฟ้า

2.1.2 การศึกษาในส่วนของเสถียรภาพความถี่ (Frequency Stability) ของโรงไฟฟ้า เมื่อเกิดการรบกวนความถี่ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ที่มีการเชื่อมโยงกัน (Interconnected Power System)

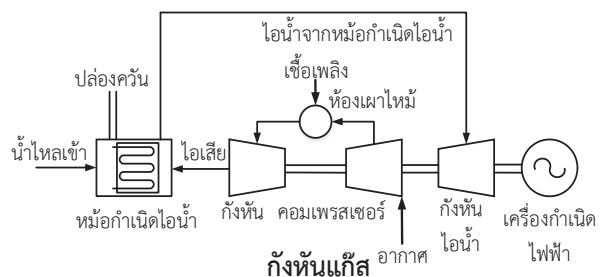
2.1.3 การศึกษาในส่วนของเสถียรภาพแรงดัน (Voltage Stability) ของโรงไฟฟ้าและการรักษาระดับแรงดันของระบบไฟฟ้า [3] เป็นต้น

2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant: CCPP)

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมรูปแบบพื้นฐานประกอบไปด้วย เครื่องกังหันแก๊ส เครื่องกังหันไอน้ำ หม้อกำเนิดไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator: HRSG) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 2 รูปแบบ ได้แก่ แบบเพลลาเดียว และแบบหลายเพลลา

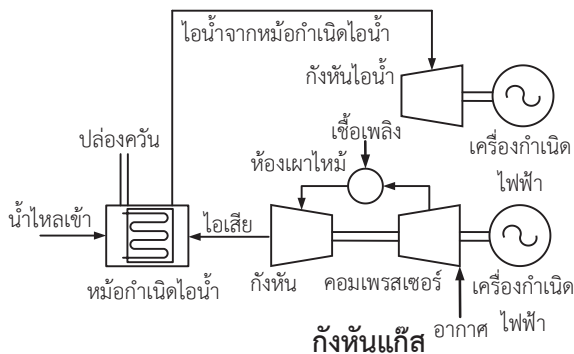
2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบเพลลาเดียว (Single-Shaft Combined Cycle Power Plant) โรงไฟฟ้ารูปแบบนี้จะติดตั้งเครื่องกังหันแก๊ส เครื่องกังหันไอน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ทำงานร่วมกันบนเพลลาหมุนเดียวกันทั้งหมด [3] ดังภาพที่ 1

ภาพที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบเพลลาเดียว



2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

แบบหลายเพลลา (Multi-Shaft Combined Cycle Power Plant) โรงไฟฟ้ารูปแบบนี้จะติดตั้งเครื่องกังหันแก๊ส และเครื่องกังหันไอน้ำให้อยู่แยกเพลลาอย่างอิสระต่อกัน โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็จะติดตั้งแยกเพลลาอีกด้วย และนำไอน้ำที่ผลิตได้ส่งไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำที่ต่อร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่แยกเพลลาออกไปนั่นเอง โรงไฟฟ้ารูปแบบนี้จึงสามารถออกแบบเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้เหมาะสมได้ โดยการออกแบบเพิ่มจำนวนเครื่องกังหันที่ใช้งานให้มากขึ้น [3] ดังภาพที่ 2

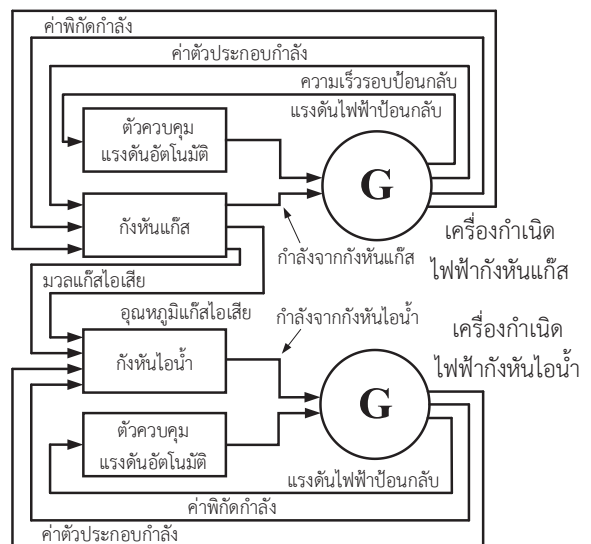


ภาพที่ 2 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลลา

3. การพัฒนาและสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลลา>>>

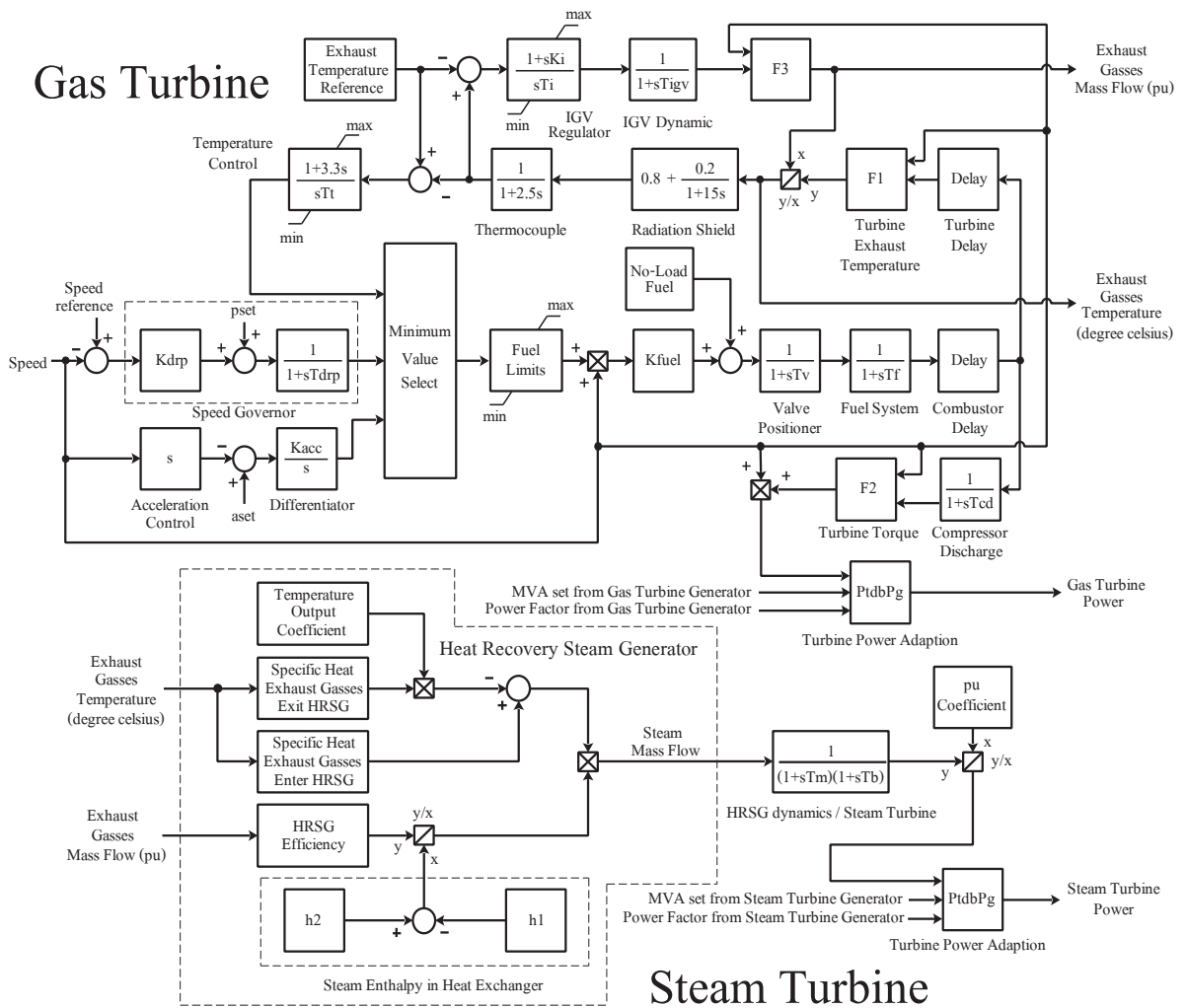
ในการสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้าจะดำเนินการสร้างแบบจำลองเครื่องกังหันแก๊ส พร้อมทั้งสร้างแบบจำลองเครื่องกังหันไอน้ำต่อเพิ่มเข้าไป จากนั้นนำมาประกอบร่วมกันในระบบควบคุมที่ได้ออกแบบไว้ ดัง

ภาพที่ 3 โดยระบบควบคุมประกอบไปด้วย เครื่องกังหันแก๊ส เครื่องกังหันไอน้ำ ตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator: AVR) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่อง [4-5] ซึ่งทั้งหมดทำงานร่วมกันเป็นแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลลาที่พร้อมนำไปใช้ในการศึกษา



ภาพที่ 3 แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพลลา

จากภาพที่ 3 ภายในบล็อกไดอะแกรมเครื่องกังหันแก๊สประกอบไปด้วยแบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สของ W.I. Rowen ที่สร้าง และในบล็อกไดอะแกรมเครื่องกังหันไอน้ำประกอบไปด้วยแบบจำลองเครื่องกังหันไอน้ำที่สร้างเพิ่มเข้าไปดังภาพที่ 5 ส่วนตัวควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (AVR) ใช้ตัวควบคุมที่มีชื่อว่า vco_IEEET1 ซึ่งมีอยู่ในโปรแกรมศึกษาวิเคราะห์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้เป็นแบบซิงโครนัสทั้ง 2 เครื่อง



ภาพที่ 4 แบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สของ W.I. Rowen ที่ได้นำมาพัฒนาและสร้างเครื่องกังหันไอน้ำเพิ่มเติม

แบบจำลองเครื่องกังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ ดังภาพที่ 4 ประกอบไปด้วยระบบควบคุมหลักๆ ดังนี้ ระบบควบคุมความเร็วรอบ (Speed Control) ระบบควบคุมการเร่ง (Acceleration Control) ระบบควบคุมอุณหภูมิ (Temperature Control) และระบบการจ่ายเชื้อเพลิง (Fuel System) [1-2, 5-7] ระบบควบคุมความเร็วรอบจะเปรียบเทียบสัญญาณระหว่างค่าความเร็วรอบของเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้ากับค่าความเร็วรอบอ้างอิง ซึ่งผลต่างที่ได้เป็นค่าความเร็วรอบผิดเพี้ยนที่ป้อนเข้าสู่ตัวควบคุมความเร็วเพื่อแก้ไขความเร็วรอบที่เบี่ยงเบนไป ระบบควบคุมอุณหภูมิจะเปรียบเทียบอุณหภูมิที่วัดค่าได้กับอุณหภูมิที่ตั้งค่าไว้ เพื่อควบคุมการทำงานไม่ให้ความร้อนสูงเกินไป ส่วนระบบควบคุมการเร่งจะใช้สัญญาณความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับค่าสัญญาณการเร่งที่ตั้งค่าไว้เป็นตัวกำหนดการเร่ง โดย

ค่าต่ำสุดที่ได้จาก 3 ระบบนี้จะเป็นสัญญาณที่กำหนดปริมาณการจ่ายเชื้อเพลิงของระบบการจ่ายเชื้อเพลิง และสัญญาณที่ได้จากระบบการจ่ายเชื้อเพลิงจะผ่านบล็อกไดอะแกรมที่เป็นตัวกำหนดการเผาไหม้ เพื่อนำมาคำนวณค่าแรงบิดของเครื่องกังหันแก๊สผ่านสมการ F2 โดยที่ค่าอุณหภูมิของแก๊สไอเสียมีค่าตามสมการ F1 ส่วนสมการ F3 จะเป็นตัวกำหนดปริมาณอัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสียที่ได้ โดยที่ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของแบบจำลองมีค่าตามเอกสารอ้างอิง [1-2] ซึ่งทั้ง 3 สมการแสดงได้ดังนี้

$$F1: T_{temp}^{out} = Tr - 390(1 - Wf) + 306(1 - N) \quad (1)$$

$$F2: Torque = 1.3(Wf - 0.23) + 0.5(1 - N) \quad (2)$$

$$F3: \dot{m}_{ex_gasses} = N \times Ligv^{0.257} \quad (3)$$

โดยที่ Tr คือ ค่าพิกัดอุณหภูมิของแก๊สไอเสีย Wf คือ ค่าการไหลของมวลเชื้อเพลิงที่ได้จากห้องเผาไหม้ N คือ ความเร็วรอบของเครื่องกังหันแก๊ส Ligv คือ ตำแหน่งของอุปกรณ์ปรับทิศทางอากาศเข้า

ส่วนการผลิตไอน้ำภายในหม้อกำเนิดไอน้ำจากแก๊สไอเสียของเครื่องกังหันแก๊ส [6-9] ดังบล็อกไดอะแกรมในภาพที่ 4 จะมีค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ผลิตได้ (Steam Mass Flow : $\dot{m}_{steam}$) ตามสมการที่ 4 และ 5 [6] ซึ่งเป็นสมการทางอุณหพลศาสตร์ โดยสมการนี้สามารถประมาณค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ได้เป็นค่าคงที่ (K) ค่าหนึ่งได้ เพื่อให้มีความสะดวกในการคำนวณ [7]

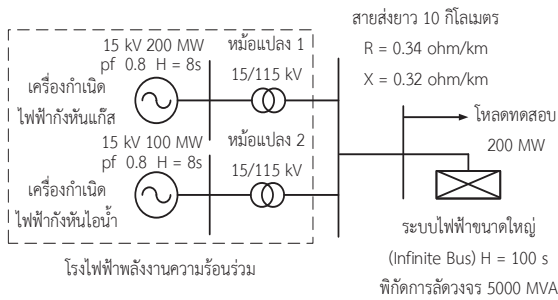
$$\text{เมื่อ } \Delta h_{steam} = h_2 - h_1 \quad (5)$$

โดยที่ $\dot{m}_{steam}$ คือ ค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ผลิตได้ η_{HRSG} คือ ค่าประสิทธิภาพของหม้อกำเนิดไอน้ำ $\dot{m}_{ex_gasses}$ คือ ค่าอัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสีย h_1 คือ ค่าเอนทาลปีของน้ำที่อุณหภูมิขณะก่อนเข้าหม้อกำเนิดไอน้ำ h_2 คือ ค่าเอนทาลปีของไอน้ำที่อุณหภูมิขณะออกจากหม้อกำเนิดไอน้ำ c_p^{in} และ c_p^{out} คือค่าความร้อนจำเพาะ เมื่อความดันคงที่ของแก๊สไอเสีย ขณะที่เข้าและออกจากหม้อกำเนิดไอน้ำตามลำดับ ส่วน $T_{ex_gasses}^{in}$ และ $T_{ex_gasses}^{out}$ คือ ค่าอุณหภูมิของแก๊สไอเสียขณะที่เข้าและออกจากหม้อกำเนิดไอน้ำตามลำดับ [6] โดยที่ค่าต่างๆ นี้มีค่าเป็นไปตามตารางทางอุณหพลศาสตร์ในเอกสารอ้างอิง [10]

4. กรณีศึกษาเพื่อทดสอบการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบหลายเพล>>>

เมื่อประกอบแบบจำลองโรงไฟฟ้าสำเร็จดังภาพที่ 3 จะทดสอบการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้าทั้งการทำงานของเครื่องกังหันแก๊ส และเครื่องกังหันไอน้ำที่นำมาใช้ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม โดยการศึกษาจำลองให้เกิดเหตุการณ์รบกวนขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง ดังภาพที่ 5 ทั้งเหตุการณ์การเปลี่ยนแปลงของโหลด และการเกิดลัดวงจร [5] ซึ่งเป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้บ่อยครั้งในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณี และจะนำผลการศึกษาที่ได้มาพิจารณาการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้า รวมทั้งยังใช้วิเคราะห์เสถียรภาพของโรงไฟฟ้าอีกด้วย

$$\dot{m}_{steam} = \frac{\eta_{HRSG} \times \dot{m}_{ex_gasses}}{\Delta h_{steam}} (c_p^{in} T_{ex_gasses}^{in} - c_p^{out} T_{ex_gasses}^{out}) \quad (4)$$



ภาพที่ 5 ระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้ทดลองแบบจำลองโรงไฟฟ้า

4.1 กรณีโหลดของระบบมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น การทดลองจะให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำจ่ายกำลังปกติที่ 160 MW (0.8 pu) และ 80 MW (0.8 pu) ตามลำดับ จากนั้นที่เวลาวินาทีที่ 5 ทำการต่อโหลดทดสอบเข้ากับระบบขนาด 200 MW ดังภาพที่ 5 และจะพิจารณาวิเคราะห์การทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้าจากผลการทดลอง

4.2 กรณีโหลดของระบบมีการเปลี่ยนแปลงลดลง การทดลองจะให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำจ่ายกำลังปกติที่ 160 MW (0.8 pu) และ 80 MW (0.8 pu) ตามลำดับ โดยโหลดทดสอบขนาด 200 MW ต่ออยู่กับระบบตั้งแต่เริ่มทดลองจากนั้นที่เวลาวินาทีที่ 5 ทำการปลดโหลดทดสอบขนาด 200 MW ออกจากระบบ และจะวิเคราะห์การทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้าเช่นเดียวกับกรณีโหลดเพิ่มขึ้น

4.3 กรณีเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟส การทดลองจะให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำจ่ายกำลังปกติที่ 160 MW (0.8 pu) และ 80 MW (0.8 pu) ตามลำดับ จากนั้นที่เวลาวินาทีที่ 1 จำลองให้เกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสที่กลางสายส่ง (5 km) ให้อยู่ในระบบนาน 200

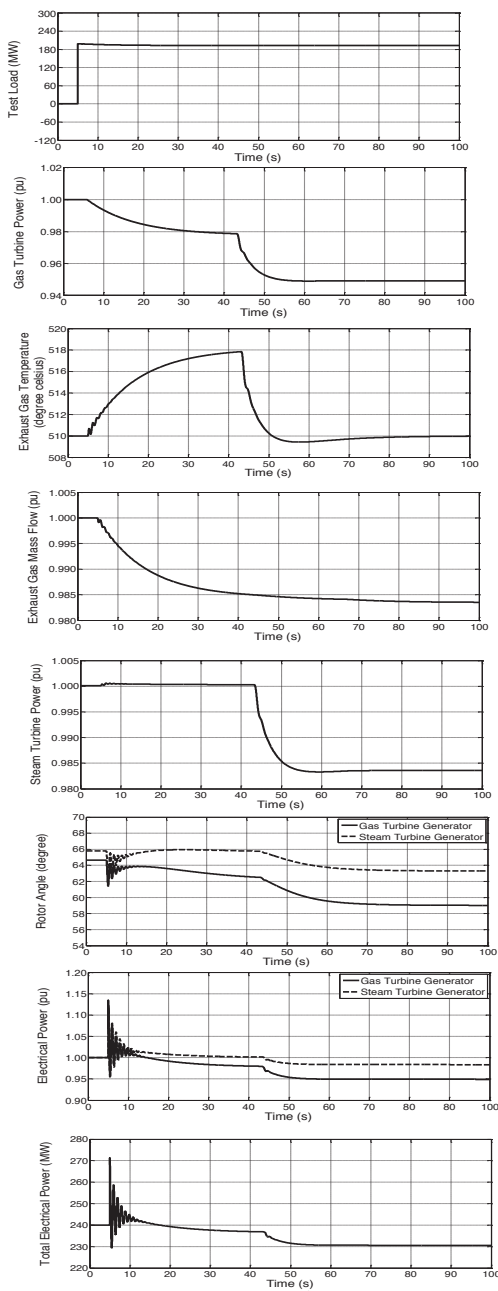
ms เมื่อครบเวลา 200 ms จึงทำการลัดวงจรออกจากนั้นวิเคราะห์การทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้าเช่นเดียวกับกรณีโหลดเปลี่ยนแปลง แต่ในกรณีนี้จะมีการพิจารณาผลของค่าคงตัวความเฉื่อย (Inertia Time Constant: H) ของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำร่วมด้วย ซึ่งมีผลต่อค่าเวลาวิกฤตที่ใช้ในการกำจัดการลัดวงจร (Critical Clearing Time: CCT) และเสถียรภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมอีกด้วย ในการทดลองจะปรับตั้งค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามตารางที่ 1 รวม 15 กรณีดังนี้

ตารางที่ 1 ค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊ส (H_{GT}) และกังหันไอน้ำ (H_{ST}) ที่ปรับตั้งค่า

(H_{GT}, H_{ST}) หน่วยวินาที (s)		
(8,2)	(8,4)	(8,8)
6,2)	(6,4)	(6,8)
(4,2)	(4,4)	(4,8)
(3,2)	(3,4)	(3,8)
(2,2)	(2,4)	(2,8)

5. ผลการทดลอง

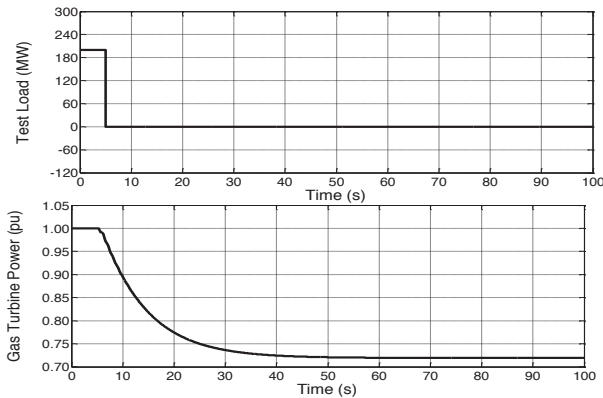
5.1 กรณีโหลดของระบบเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 200 MW จะเห็นการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่เพิ่มขึ้น ผลการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้า และค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ดังกราฟในภาพที่ 6



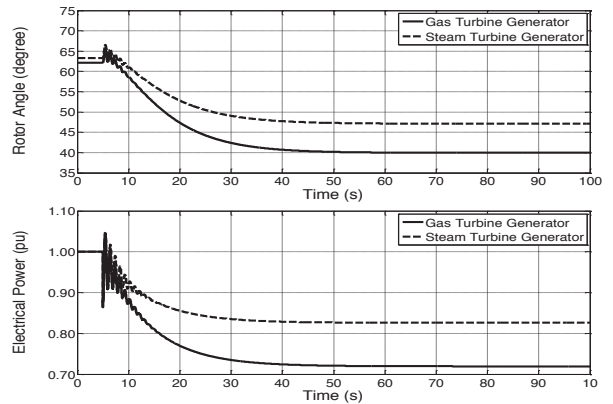
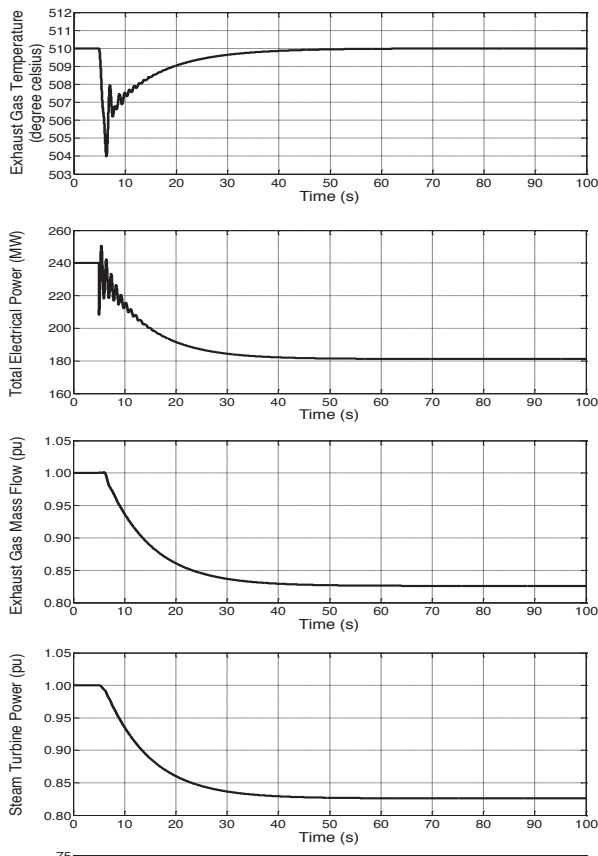
ภาพที่ 6 กราฟแสดงโหลดที่เพิ่มขึ้น กำลังของเครื่องกังหันแก๊ส อุณหภูมิของแก๊สไอเสีย อัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสีย กำลังของเครื่องกังหันไอน้ำ มุมโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ และกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

เมื่อโหลดเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นที่วินาทีที่ 5 จะทำให้กำลังของเครื่องกังหันแก๊สค่อย ๆ ลดลงเล็กน้อย ประมาณ 0.02 pu และจากนั้นที่วินาทีที่ 43 – 44 จะค่อย ๆ ลดลงอีกครั้งตามคุณสมบัติเฉพาะตัวของเครื่องกังหันแก๊ส เนื่องจากการที่โหลดเพิ่มขึ้นทำให้ความถี่ของระบบลดลง ซึ่งส่งผลให้คอมเพรสเซอร์ทำงานช้าลง ปริมาณอากาศที่ไหลเข้าสู่ห้องเผาไหม้จึงมีค่าน้อยลงตามไปด้วย ค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊สจึงลดลง การที่อากาศไหลเข้าสู่ห้องเผาไหม้น้อยลงนี้ ทำให้ค่าอัตราส่วนเชื้อเพลิงต่ออากาศที่ห้องเผาไหม้มีค่าเพิ่มขึ้น อุณหภูมิแก๊สไอเสียจึงมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย [5] โดยเพิ่มขึ้นถึงประมาณ 517 องศาเซลเซียส (ปกติ 510 องศาเซลเซียส) ส่วนค่าอัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสียจะมีการแกว่งเล็กน้อย และจะค่อย ๆ ลดลงตามค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊ส ที่วินาทีที่ 5 ค่ากำลังของเครื่องกังหันไอน้ำจะมีการแกว่งเล็กน้อยแต่ยังไม่ลดลง จนเมื่อวินาทีที่ 43-44 จึงลดลงตามค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊ส มุมโรเตอร์ของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำจะเกิดการแกว่งและมีค่าลดลงตามค่ากำลัง แล้วจึงเข้าสู่จุดสมดุลใหม่ซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เกิดการแกว่งตามไปด้วย โดยค่ากำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำจะเปลี่ยนแปลงตามค่ากำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊ส

5.2 กรณีโหลดของระบบเปลี่ยนแปลงลดลง 200 MW จะเห็นการเปลี่ยนแปลงของโหลด และ ผลการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้า ดังกราฟใน ภาพที่ 7 และ 8



ภาพที่ 7 กราฟแสดงโหลดที่ลดลง กำลังของเครื่อง กังหันแก๊ส



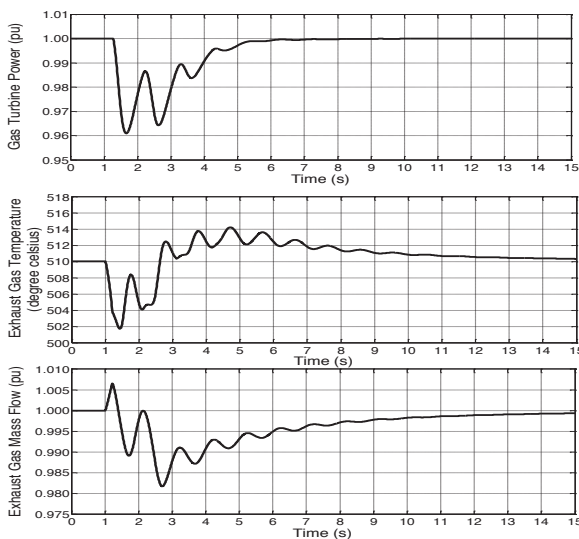
ภาพที่ 8 อุณหภูมิของแก๊สไอเสีย อัตราการไหลเชิง มวลของแก๊สไอเสีย กำลังของเครื่องกังหันแก๊ส มุม โรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ และกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดของโรงไฟฟ้าพลังงาน ความร้อนร่วม

เมื่อโหลดเปลี่ยนแปลงลดลงที่วินาทีที่ 5 กำลัง ของเครื่องกังหันแก๊สจะลดลงมากกว่ากรณีโหลดเพิ่ม อย่างมาก คือ ประมาณ 0.25-0.27 pu เนื่องจากการ ที่โหลดลดลง ผลตอบสนองของตัวควบคุมความเร็ว จะสร้างสัญญาณที่ลดปริมาณการจ่ายเชื้อเพลิงเข้า สู่ห้องเผาไหม้ ทำให้ปริมาณเชื้อเพลิงลดลง ซึ่งถึง แม้ว่าการที่โหลดลดลงทำให้ความถี่ของระบบเพิ่มขึ้น คอมเพรสเซอร์ทำงานได้เร็วขึ้น อากาศที่ไหลเข้าสู่ ห้องเผาไหม้มีค่ามากขึ้น แต่ปริมาณเชื้อเพลิงที่ลดลง มากนั้นส่งผลต่อค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊สมากกว่า กำลังของเครื่องกังหันแก๊สจึงลดลงดังกราฟในภาพที่ 7 และการที่ปริมาณเชื้อเพลิงลดลงอย่างมากนี้ทำให้ค่า อัตราส่วนเชื้อเพลิงต่ออากาศที่ห้องเผาไหม้มีค่า ลดลง ดังนั้นอุณหภูมิของแก๊สไอเสียที่ได้จึงมีค่าลดลง ด้วย [5] ส่วนค่าอัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสีย จะค่อย ๆ ลดลงตามค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊ส ซึ่ง

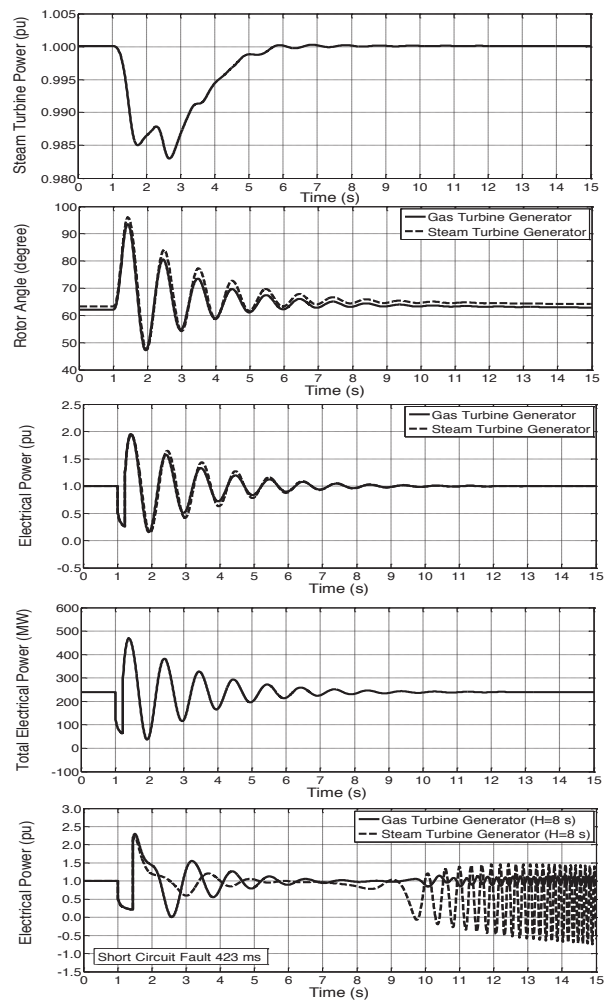
ส่งผลให้กำลังของเครื่องกังหันไอน้ำลดลงตามไปด้วย โดยลดลงประมาณ 0.17 pu

มอเตอร์ของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำจะเกิดการแกว่งและลดลงอย่างรวดเร็วกว่ากรณีโหลดเพิ่มอย่างมาก ซึ่งเป็นไปตามค่ากำลังของเครื่องกังหัน กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ รวมถึงกำลังไฟฟารวมของโรงไฟฟ้าจึงแกว่งและลดลงในลักษณะเดียวกันด้วย

5.3 กรณีเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสอยู่ในระบบนาน 200 ms จะเห็นผลการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้า ดังกราฟในภาพที่ 9 และ 10 ส่วนการปรับตั้งค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 15 กรณีจะได้ผลของค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจรดังตารางที่ 2



ภาพที่ 9 กราฟแสดงกำลังของเครื่องกังหันแก๊ส อุณหภูมิของแก๊สไอเสีย และอัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสีย



ภาพที่ 10 กราฟแสดงกำลังของเครื่องกังหันไอน้ำ มอเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ กำลังไฟฟารวมทั้งหมดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม และกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรอยู่ในระบบนานเกินค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจร (423 ms)

เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสที่วินาทีที่ 1 ขึ้นในระบบ จะทำให้ความถี่ของระบบเกิดการแกว่ง โดยในช่วงแรกความถี่จะมีค่าเพิ่มสูงขึ้น ผลตอบสนองของตัวควบคุมความเร็วจะสร้างสัญญาณที่ลดปริมาณการจ่ายเชื้อเพลิงเข้าสู่ห้องเผาไหม้ แต่ความถี่ที่เพิ่มขึ้นจะทำให้คอมเพรสเซอร์ทำงานได้เร็วขึ้น และเร่งอัดอากาศเข้าสู่ห้องเผาไหม้ให้มากขึ้น ซึ่งเหมือนเหตุการณ์ในกรณีโหลดลดลง แต่ปริมาณเชื้อเพลิงที่ลดลงส่งผลมากกว่า ค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊สจึงลดลงในช่วงระยะเวลานั้น ๆ แต่เมื่อกำจัดการลัดวงจรออกไป ความถี่ของระบบจะค่อย ๆ กลับเข้าสู่สภาวะปกติ ส่งผลให้ตัวควบคุมความเร็วสร้างสัญญาณเพิ่มปริมาณเชื้อเพลิงเข้าสู่ห้องเผาไหม้ให้ปกติเหมือนเดิม แต่คอมเพรสเซอร์ต้องทำงานช้าลงและลดปริมาณอากาศที่เข้าสู่ห้องเผาไหม้ ค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊สจึงกลับเข้าสู่สภาวะปกติ อุณหภูมิของแก๊สไอเสียในช่วงแรกที่มีความถี่แกว่งสูงขึ้น จะมีค่าลดลงตามค่าอัตราส่วนเชื้อเพลิงต่ออากาศที่ลดลง แต่เมื่อกำจัดการลัดวงจรออกไปค่าอัตราส่วนเชื้อเพลิงต่ออากาศมีค่าเพิ่มขึ้น อุณหภูมิของแก๊สไอเสียจึงเพิ่มขึ้นเล็กน้อยแล้วกลับเข้าสู่สภาวะปกติ [5] ส่วนค่าอัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสียในช่วงแรกจะแกว่งแบบมีค่าเพิ่มสูงขึ้นจากนั้นจะค่อย ๆ ลดลง และกลับเข้าสู่สภาวะปกติตามแนวโน้มของค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊ส แต่จะใช้เวลานานกว่า กำลังของเครื่องกังหันไอน้ำก็เกิดการแกว่งในลักษณะเดียวกันกับเครื่องกังหันแก๊ส มุมโรเตอร์ของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำจะเกิดการแกว่งที่มีขนาดของการแกว่ง

ใหญ่กว่ากรณีโหลดเปลี่ยนแปลงอย่างมาก โดยขนาดของการแกว่งนี้จะแปรผันตามระยะเวลาที่การลัดวงจรอยู่ในระบบ ยิ่งการลัดวงจรอยู่ในระบบนาน การแกว่งของมุมโรเตอร์ก็จะมีขนาดใหญ่ตามไปด้วย แต่เมื่อกำจัดการลัดวงจรออกไปการแกว่งก็จะค่อย ๆ ลดลงและกลับเข้าสู่สภาวะปกติในที่สุด ค่ากำลังไฟฟ้าของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำก็เกิดการแกว่งที่มีขนาดใหญ่กว่ากรณีโหลดเปลี่ยนแปลงเช่นเดียวกัน ซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟารวมของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแกว่งในลักษณะเดียวกันด้วย และเมื่อจำลองให้การลัดวงจรอยู่ในระบบนานเกินค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจรคือที่เวลา 423 ms จะเห็นว่ากำลังไฟฟ้าของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำแกว่งแบบไม่มีเสถียรภาพ หรือหลุดสภาวะซิงโครไนซ์นั่นเอง โรงไฟฟ้าจึงสูญเสียเสถียรภาพ

กรณีปรับตั้งค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ผลของค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจรดังตารางที่ 2 ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำจะส่งผลกับค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจรอย่างมาก โดยค่าเวลาวิกฤตที่ได้มีแนวโน้มเพิ่มตามค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ซึ่งผลของค่าเวลาวิกฤตนี้จะส่งผลต่อเสถียรภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าด้วย ดังนั้นในการออกแบบทดลองจึงควรคำนึงถึงค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย โดยค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำไม่ควรจะแตกต่างจากเครื่องกังหัน

แก๊ส เพราะถึงแม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สมีค่าคงตัวความเฉื่อยมาก แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำมีค่าคงตัวความเฉื่อยน้อย ก็จะทำให้เสถียรภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าลดลง ทั้งนี้ค่าเวลาวิกฤตที่ได้ยัง

สามารถนำไปใช้ออกแบบทดลองระบบป้องกันไฟฟ้ากำลัง (Power System Protection) ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมได้อีกด้วย

ตารางที่ 2 ค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจรของโรงไฟฟ้าเมื่อปรับตั้งค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ms)

		ค่าคงตัวความเฉื่อยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (H_{ST}) หน่วยวินาที (s)		
		H=2	H=4	H=8
ค่าคงตัวความเฉื่อย	H=8	276	354	422
ของเครื่องกำเนิด	H=6	276	350	403
ไฟฟ้ากังหันแก๊ส	H=4	274	337	357
(H_{GT})	H=3	271	317	323
หน่วยวินาที (s)	H=2	259	275	277

6. สรุปผลการทดลอง>>>

เมื่อเกิดเหตุการณ์โหลดเปลี่ยนแปลง และการลัดวงจรแบบสามเฟสขึ้นในระบบ ค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊สมีค่าขึ้นอยู่กับปริมาณเชื้อเพลิงและอากาศที่ไหลเข้าสู่ห้องเผาไหม้ อุณหภูมิของแก๊สไอเสียจะมีค่าตามค่าอัตราส่วนเชื้อเพลิงต่ออากาศที่ห้องเผาไหม้ โดยที่อัตราการไหลเชิงมวลของแก๊สไอเสีย และกำลังของเครื่องกังหันไอน้ำมีแนวโน้มเป็นไปตามค่ากำลังของเครื่องกังหันแก๊ส มุมโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเกิดการแกว่งที่ส่งผลต่อกำลังไฟฟ้า โดยขนาดของ

การแกว่งจะเพิ่มขึ้นตามขนาดของลัดวงจร และเมื่อการลัดวงจรอยู่ในระบบนานเกินค่าเวลาวิกฤตในการกำจัดการลัดวงจร เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสูญเสียสถานะซิงโครไนส์ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้แกว่งแบบไม่มีเสถียรภาพ ทำให้โรงไฟฟ้าสูญเสียเสถียรภาพ เมื่อพิจารณาการทำงานของแบบจำลองโรงไฟฟ้า ทั้งเครื่องกังหันแก๊ส และกังหันไอน้ำ จะเห็นได้ว่าแบบจำลองสามารถทำงานภายใต้สภาวะเหตุการณ์ลัดวงจรได้อย่างมีประสิทธิภาพ การทำงานของเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้ากังหันแก๊สและกังหันไอน้ำมีความสัมพันธ์กัน
สอดคล้องกับแบบจำลองจากเอกสารอ้างอิง แบบ
จำลองโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นจึงมีความน่าเชื่อถือ และ
พร้อมที่จะนำไปใช้ศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังในหัวข้อ
อื่นๆ ต่อไปได้ โดยสามารถเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์
ต่างๆ หรือเพิ่มจำนวนเครื่องกังหันให้เหมาะสมกับ
ระบบที่นำมาศึกษาได้อีกด้วย

เอกสารอ้างอิง

[1] Rowen W.I., (1983), “Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines”. *Journal of Engineering for Power*, vol. 105, pp.865-869.

[2] Rowen W.I., (1992), “Simplified mathematical representations of single shaft gas turbines in mechanical drive service”. *Turbomachinery International*, pp. 26-32

[3] CIGRE Task Force., (2003), “Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants”. CIGRE publication.

[4] เหนื่อนภา วิฒฐานนท์ และ คมสันต์ หงษ์สมบัติ. (2557). การควบคุม TCSC แบบคงทนในพื้นที่กว้างโดยใช้การควบคุมแบบเฟสเฟลนฟิชชี่ลอจิก. *วิศวกรรมสาร มก.*, ปีที่ 27, ฉบับที่ 89, หน้า 47-56.

[5] Meegahapola L.G., (2014), “Characterisation of gas turbine dynamics during frequency Excursions in power networks”. *IET Gen. Tran. & Distri.*, vol. 8, no. 10, pp 1733-1743.

[6] Bagnasco A., Delfino B., Denegri B., and Massucco S., (1998), “Management and dynamic performances of combined cycle power plants during parallel and islanding operation”. *IEEE Tran. on Energy Conversion*, vol. 13, no. 2, pp.194-201.

[7] Zhang Q. and So P.L., (2000), “Dynamic modelling of a combined cycle plant for power system stability studies”. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 2, pp. 1538-1543.

[8] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies., (1994), “Dynamics models for combined cycle plants in power system studies”. *IEEE Tran. on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1698-1708.

[9] Kakimoto N., and Baba K., (2003), “Performance of gas turbine-based plants during frequency drop”. *IEEE Tran. on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1110-1115.

[10] Yunus A.Ç. and Michael A.B., (2007),
“Thermodynamics An Engineering Approach
Sixth Edition (SI Units)”. McGraw-Hill
Education (Asia), Singapore.