การบำรุงรักษาโดยยึดความเชื่อถือได้เป็นหลักสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

นายปุณณวิช ฤทธิเดช

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Reliability Centered Maintenance for Combined Cycle Power Plant

Mr. Punnawit Ritthidet

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Industrial Engineering
Department of Industrial Engineering
FACULTY OF ENGINEERING
Chulalongkorn University
Academic Year 2019

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การบำรุงรักษาโดยยึดความเชื่อถือได้เป็นหลักสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม
โดย	นายปุณณวิช ฤทธิเดช
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.จิตรา รู้กิจการพานิช

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.ปารเมศ ชุติมา)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.จิตรา รู้กิจการพานิช)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฏฐ์ ลีละวัฒน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์สมชาย พวงเพิกศึก)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปุณณวิช ฤทธิเดช : การบำรุงรักษาโดยยึดความเชื่อถือได้เป็นหลักสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม. (Reliability Centered Maintenance for Combined Cycle Power Plant) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.จิตรา รู้กิจการพานิช

การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมากกว่า 40 % ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โรงไฟฟ้าประเภทนี้อาศัยการทำงานร่วมกันของระบบกังหันก๊าซและระบบกังหันไอน้ำ จากการศึกษาข้อมูลย้อนหลัง 2.5 ปี ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาพบว่าระบบกังหันก๊าซทำให้โรงไฟฟ้าหยุดทำงานกะทันหันคิดเป็น 88.7% ของเวลาที่โรงไฟฟ้าหยุดกะทันหันทั้งหมด ดังนั้นงานวิจัยนี้ได้มุ่งเน้นการปรับปรุงการบำรุงรักษาในระบบกังหันก๊าซ ทั้งนี้ได้ทำการวิเคราะห์หาระดับความวิกฤติของอุปกรณ์เพื่อกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่เหมาะสม ผลการวิเคราะห์ทำให้แบ่งระดับความวิกฤติได้เป็น 4 ระดับ ระดับ A มีจำนวนอุปกรณ์ 278 รายการ ระดับ B มีจำนวนอุปกรณ์ 94 รายการ ระดับ C มีจำนวนอุปกรณ์ 197 รายการ และระดับ D มีจำนวนอุปกรณ์ 267 รายการ คิดเป็น 33%, 11%, 24%, 32% ตามลำดับ อุปกรณ์ย่อยที่มีระดับความวิกฤติ A ให้เลือกใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุก (PaM) ระดับ B ให้เลือกใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) ระดับ C และ D ใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (CM) หลังจากนั้นดำเนินกิจกรรมตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาเป็นเวลาหนึ่งปี ผลการปรับปรุงพบว่าสามารถลดค่าเฉลี่ยของการหยุดกะทันหันของโรงไฟฟ้า 2,371.48 ชั่วโมงต่อปี ลงเหลือ 1,094 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นลดลงได้ถึง 53.86% ของเวลาหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด และมีค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 86.18% เป็น 93.18%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2562 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

5970939021 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING

KEYWORD: Gas Turbine, Combined Cycle Power Plant, Critical level of Equipment, Maintenance Strategy

Punnawit Ritthidet : Reliability Centered Maintenance for Combined Cycle Power Plant. Advisor: Assoc. Prof. Jittra Rukijkanpanich, Ph.D.

More than forty percent of electricity in Thailand is generated from combined cycle power plants. This type of power plant uses a combination of gas turbine and steam turbine systems. From the study of the past 2.5 years of the power plant case study found that the gas turbine system caused the power plant to shut down suddenly, accounting for 88.7% of all sudden downtime. This research focused on strategy maintenance improvement in gas turbine system by analyzing the criticality of the equipment to determine the appropriate maintenance strategy. The analysis results could be divided into 4 levels of criticality, 278 items of level A, 94 items of level B, 197 items of level C, and 267 items of level D, representing 33%, 11%, 24%, 32% respectively. Use a proactive maintenance (PaM) strategy for devices with critical A level. Use preventative maintenance (PM) strategy for devices with critical B levels. Use a corrective maintenance strategy (CM) for levels C and D. After implementing the maintenance strategy for one year, the results showed that the average value of sudden breakdown of the power plant decreased from 2,371.48 hours per year to 1,094 hours per year, representing a decrease of 53.86% . The availability of power plants increased from 86.18% to 93.18%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study:	Industrial Engineering	Student's Signature .....
Academic Year:	2019	Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จลุล่วงได้ ต้องขอขอบพระคุณรองศาสตราจารย์ ดร.จิตรา รู้กิจการพานิชอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้ความรู้ หลักในการดำเนินการ ตลอดจนให้คำปรึกษา แนวทางแก้ไขปัญหาและช่วยเหลือในทุก ๆ ด้านมาตลอดจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสร็จสมบูรณ์ และขอขอบพระคุณ ศาสตราจารย์ ดร.ปารเมศ ชุติมา (ประธานกรรมการ) ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฏฐ์ ลีละวัฒน์ (กรรมการ) รองศาสตราจารย์สมชาย พวงเพิกศึก (กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ) ที่ได้ให้คำแนะนำรวมถึงเสนอข้อคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัยนี้เป็นอย่างมาก

ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ที่สนับสนุนและให้กำลัง ใจตลอดเวลาที่ผ่านมา และ ขอบคุณเพื่อน ๆ ที่คอยช่วยเหลือรวมถึงให้กำลังใจ จนทำให้งานวิจัยนี้ประสบความสำเร็จ ตามที่ได้ตั้งใจไว้

ปุณณวิช ฤทธิเดช

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง
กิตติกรรมประกาศ ..... จ
สารบัญ ..... ฉ
สารบัญภาพ 1
สารบัญตาราง 4
หน้า 4
บทที่ 1 บทนำ 5
1.1 ที่มาและความสำคัญ 5
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย 15
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย 15
1.4 ตัวชี้วัดของงานวิจัย 15
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย 15
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 16
2.1 ระบบเครื่องกังหันก๊าซ 16
2.2 ประเภทความล้มเหลวของระบบเครื่องกังหันก๊าซ 29
2.3 กลยุทธ์ของการบำรุงรักษา 31
2.4 การบำรุงรักษาเครื่องกังหันก๊าซ 34
2.5 เทคนิคการบำรุงรักษาตามสภาพสำหรับเครื่องกังหันก๊าซ 36
2.6 ค่าความพร้อมจ่าย ค่า MTBF และ ค่า MTTR 44
บทที่ 3 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย 49

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1 คัดเลือกระบบที่มีความวิกฤติสูงที่สุดในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม 49
3.2 การสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ 49
3.3 การวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์และการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษา 52
บทที่ 4 ผลการวิจัย 57
4.1 ผลการแบ่งอุปกรณ์ตามระดับความวิกฤติ 57
4.2 ผลการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษา 58
4.2.1 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A 58
4.2.1.1 ตัวอย่างการวิเคราะห์ความเชื่อมโยงระหว่างรูปแบบความเสียหายซึ่งนำไปสู่การกำหนดกลยุทธ์ย่อยและกิจกรรมในการบำรุงรักษา 91
4.2.2 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B 94
4.2.3 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C 95
4.2.4 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D 96
4.3 ผลการดำเนินการ 97
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ 104
5.1 สรุปผลการวิจัย 104
5.2 ข้อเสนอแนะ 106
บรรณานุกรม 107
ประวัติผู้เขียน 110

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 กำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศไทยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า 5
รูปที่ 1.2 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 6
รูปที่ 1.3 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท 6
รูปที่ 1.4 หลักการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซตามวัฏจักร BRAYTON 7
รูปที่ 1.5 หม้อกำเนิดไอน้ำ HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR 8
รูปที่ 1.6 หลักการทำงานของเครื่องกังหันไอน้ำตามวัฏจักร RANKINE 9
รูปที่ 1.7 PROCESS FLOW ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม 9
รูปที่ 1.8 ความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิระหว่างเครื่องกังหันก๊าซ และ เครื่องกังหันไอน้ำ 10
รูปที่ 1.9 สัดส่วนของระบบที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน 11
รูปที่ 1.10 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง) .. 13
รูปที่ 1.11 ค่า MTBF ของโรงไฟฟ้าระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง) 13
รูปที่ 1.12 ค่า MTTR ของโรงไฟฟ้า ระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง) 14
รูปที่ 1.13 สัดส่วนการบำรุงรักษาระหว่าง PM:CM 14
รูปที่ 2.1 อุปกรณ์ย่อยในระบบกังหันก๊าซซึ่งติดตั้งใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 16
รูปที่ 2.2 อาคารอากาศขาเข้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ดักละอองน้ำ 17
รูปที่ 2.3 แผ่นกรองอากาศ (AIR INLET FILTER) 18
รูปที่ 2.4 เครื่องระบายความร้อนแบบแผ่น (LUBE OIL COOLER) 18
รูปที่ 2.5 ตำแหน่งที่ JACKING OIL PUMP จ่ายน้ำมันหล่อลื่นเข้า BEARING 19
รูปที่ 2.6 กระบอกสูบและฟันเฟืองท้ายโรเตอร์ 20
รูปที่ 2.7 ระบบโดยรวมของ ONCE THRU COOLER 21
รูปที่ 2.8 ส่วนประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ 23
รูปที่ 2.9 ตำแหน่ง CASING ที่ติดตั้ง VARIABLE GUIDE VANE 24
รูปที่ 2.10 BEARING ของเครื่องกังหันก๊าซฝั่ง COMPRESSOR 25
รูปที่ 0.11 EV และ SEV COMBUSTOR 25
รูปที่ 2.12 LANCE หรือ หัวฉีดของเครื่องกังหันก๊าซ 26
รูปที่ 2.13 การติดตั้ง TURBINE BLADE และ VANE 28
รูปที่ 2.14 TURBINE BEARING JOURNAL BEARING ที่ติดตั้งด้าน TURBINE 28

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.15 COMPRESSOR BLADE ที่ถูกกระแทกจากสิ่งแปลกปลอมภายนอก 29
รูปที่ 2.16 CREEP VOID จุดเริ่มต้นของกลไกการแตกหัก 30
รูปที่ 2.17 ความเสียหายของ COMPRESSOR BLADE ที่เกิดจากการล้า..... 31
รูปที่ 0.18 ความเสียหายรุนแรงจากการแตกหักของ COMPRESSOR..... 31
รูปที่ 2.19 ช่องสำหรับ BORE SCOPE เพื่อตรวจสภาพเครื่องกังหันก๊าซ..... 35
รูปที่ 2.20 การถอด UPPER CASING และ ทำการยก ROTOR ของเครื่องกังหันก๊าซ 36
รูปที่ 2.21 การวัดค่า RRP และตำแหน่งที่อาจเกิดการเสียดสีระหว่างใบพัดกับตัวถัง..... 37
รูปที่ 2.22 การใช้ BORE SCOPE ตรวจสอบความสภาพเครื่องกังหันก๊าซ..... 37
รูปที่ 2.23 ภาพถ่ายความร้อนบริเวณรอยต่อของ CASING เครื่องกังหันก๊าซ..... 38
รูปที่ 2.24 วาล์วรั่ว (LEAK) สู่ภายนอก..... 40
รูปที่ 2.25 จุดสำคัญของเครื่องกังหันก๊าซ จำเป็นต้องวัด และ วิเคราะห์การสั่นสะเทือน 41
รูปที่ 2.26 การตรวจสอบด้วยสารแทรกซึมตำแหน่ง COMPRESSOR BLADE..... 42
รูปที่ 2.27 การดึงดูดผงทดสอบอนุภาคแม่เหล็กบริเวณที่เกิดร้อยร้าว..... 42
รูปที่ 2.28 การตรวจสอบ COMPRESSOR VANE วิธี EDDY CURRENT TESTING 43
รูปที่ 2.29 SAE JA1011 ผังการตัดสินใจในการเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษา 45
รูปที่ 2.30 เปรียบเทียบการบำรุงรักษาแต่ละประเภท 46
รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A53
รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย..... 56
รูปที่ 4.1 อัตราส่วนระดับความวิกฤติในระบบเครื่องกังหันก๊าซ 57
รูปที่ 4.2 กลยุทธ์ย่อยที่อยู่ภายใต้กลยุทธ์เชิงรุกที่เลือกใช้ในอุปกรณ์ระดับความกฤติ A 60
รูปที่ 4.3 ผังการตัดสินใจเลือกกลยุทธ์บำรุงรักษาย่อยของ COMPRESSOR BLADE & VANE (1A1)
..... 92
รูปที่ 4.4 การวิเคราะห์สาเหตุของปัญหา COMPRESSOR BLADE & VANE โดยใช้ผังก้างปลา..... 98
รูปที่ 4.5 ระบบที่เป็นสาเหตุให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหันก่อนและหลังปรับปรุง..... 100
รูปที่ 4.6 จำนวนครั้งที่ระบบกังหันก๊าซเกิดการขัดข้องกะทันหัน (ก่อนและหลังการปรับปรุง) 100
รูปที่ 4.7 ค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซ (ก่อนและหลังการปรับปรุง)..... 101
รูปที่ 4.8 ค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซ (แยกคิดแต่ละช่วงเวลา)..... 101
รูปที่ 4.9 ค่า MTTR ของระบบกังหันก๊าซ (ก่อนและหลังการปรับปรุง)..... 102

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 4.10 ค่า MTTR ของระบบกังหันก๊าซ (แยกคิดแต่ละช่วงเวลา)..... 103
รูปที่ 4.11 การกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาจำแนกตามระดับความวิกฤติ..... 105
รูปที่ 4.12 ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (ก่อนและหลังการปรับปรุง) 106

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 สถิติการหยุดเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในระยะเวลา 2.5 ปี (ก่อนการปรับปรุง)..... 12
ตารางที่ 2.1 เปรียบเทียบกลยุทธ์ของการบำรุงรักษาแต่ละประเภท..... 33
ตารางที่ 2.2 กลยุทธ์บำรุงรักษาที่เหมาะสมกับระดับความวิกฤติต่าง ๆ ดัดแปลงจากงานวิจัยของ FE´LIX C. และ JOSE´(2005)..... 47
ตารางที่ 3.1 เกณฑ์การตัดสินใจระดับความวิกฤติด้านผลกระทบต่อการผลิต..... 50
ตารางที่ 3.2 เกณฑ์การตัดสินใจระดับความวิกฤติด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม..... 51
ตารางที่ 3.3 เกณฑ์การพิจารณาระดับความวิกฤติด้านอื่น ๆ..... 52
ตารางที่ 3.4 เกณฑ์แบ่งระดับความวิกฤติของอุปกรณ์..... 55
ตารางที่ 4.1 ตารางตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ ในระบบเครื่องกังหันก๊าซที่มีความวิกฤติระดับ A..... 80
ตารางที่ 4.2 การกำหนดกลยุทธ์ กิจกรรม และความถี่สำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A..... 88
ตารางที่ 4.3 กำหนดกรรมบำรุงรักษาสำหรับ COMPRESSOR BLADE และ VANE รูปแบบความเสียหายที่ 1A1..... 94
ตารางที่ 4.4 การกำหนดกลยุทธ์ กิจกรรม และความถี่ในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B..... 95
ตารางที่ 4.5 การกำหนดกลยุทธ์และกิจกรรมในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C..... 95
ตารางที่ 4.6 การกำหนดกลยุทธ์และกิจกรรมในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D..... 96
ตารางที่ 4.7 ตัวอย่างการเปรียบเทียบก่อนและหลังการปรับปรุงสำหรับใบพัดคอมเพรสเซอร์และเวน..... 99

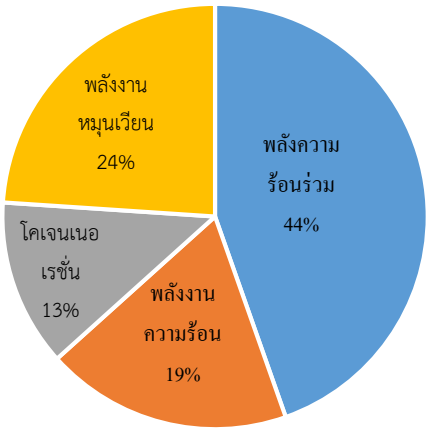
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1

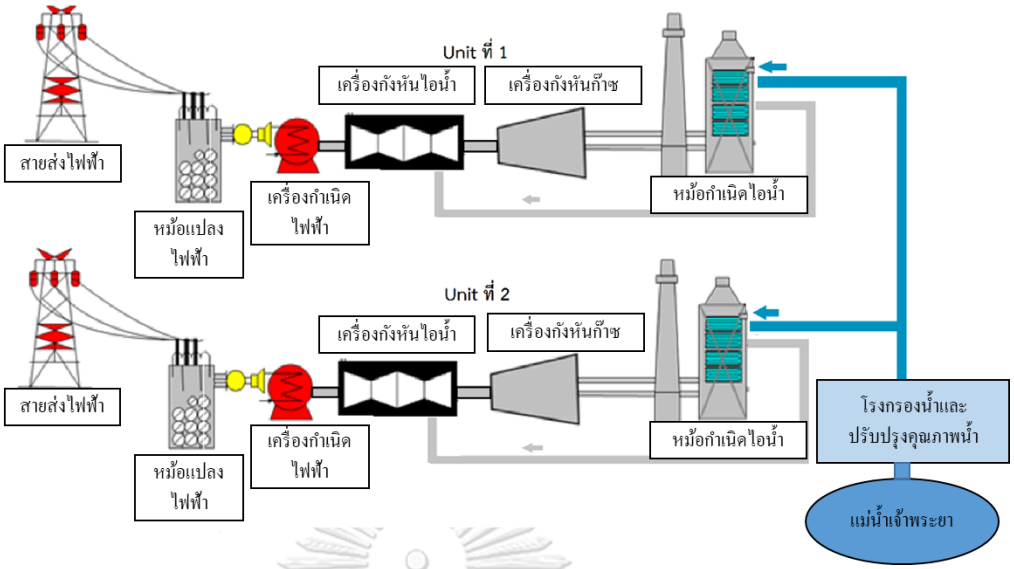
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

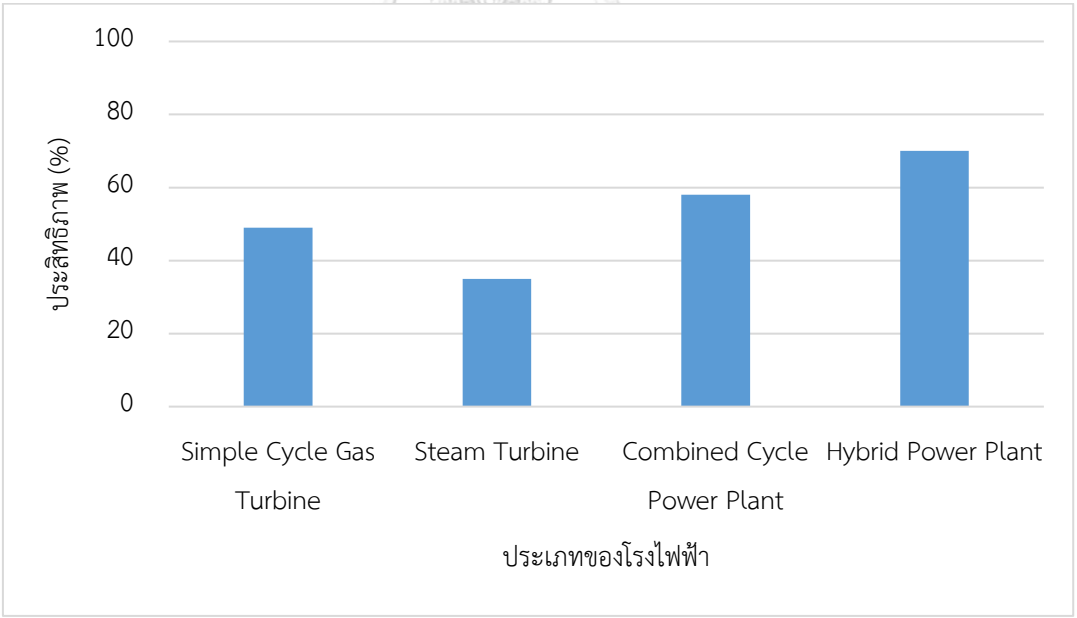
ปัจจุบันกำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) มีปริมาณมากกว่า 20,000 เมกะวัตต์หรือ 40 % ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (ดังรูปที่ 1.1) โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีการทำงานร่วมกันของระบบกังหันก๊าซและระบบกังหันไอน้ำโดยแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน ดังแสดงในรูปที่ 1.2 โดยขั้นตอนที่หนึ่ง : พลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ จะถูกส่งไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันก๊าซซึ่งต่อกับเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ขั้นตอนที่สอง : ไอเสีย (Flue gas) ที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้ยังคงมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่จะถูกส่งไปให้เครื่องผลิตไอน้ำ ซึ่งไอน้ำนี้จะถูกส่งไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันไอน้ำซึ่งต่อกับเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ด้วยขั้นตอนการทำงานทั้งสองขั้นตอนต่อเนื่องดังกล่าวนั้นจึงทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง ทั้งยังมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย จึงได้รับการเลือกที่จะสร้างทดแทนโรงไฟฟ้าประเภทอื่นที่กำลังจะหมดอายุใช้งานสำหรับประเทศไทย(1)



รูปที่ 1.1 กำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศไทยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า

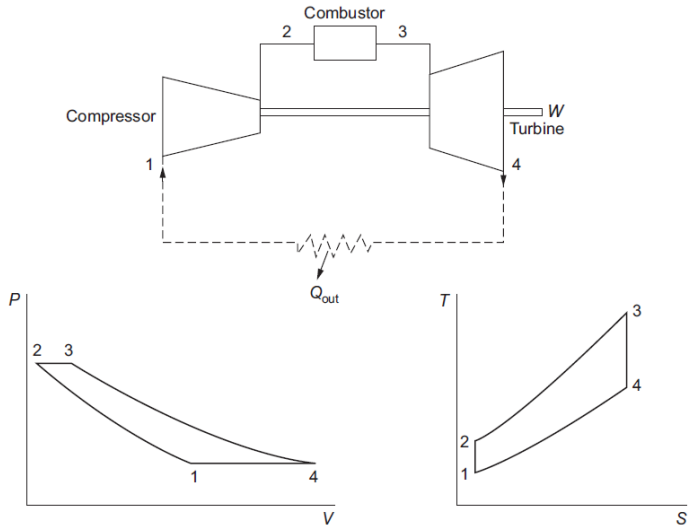


รูปที่ 1.2 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม



รูปที่ 1.3 ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท

รูปที่ 1.3 แสดงถึงการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) มีประสิทธิภาพเฉลี่ยเพียง 35 % ต่ำสุดเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ ส่วนโรงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซเพียงระบบเดียว (Simple Cycle Gas Turbine) ให้ประสิทธิภาพที่ต่ำกว่า 50 % (2)ซึ่งจะทำให้มีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสูงขึ้น โดยหากพิจารณาหลักการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซตามวัฏจักร Brayton ดังรูปที่ 1.4 สามารถแบ่งขั้นตอนการทำงานได้ดังนี้



รูปที่ 1.4 หลักการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซตามวัฏจักร Brayton (2)

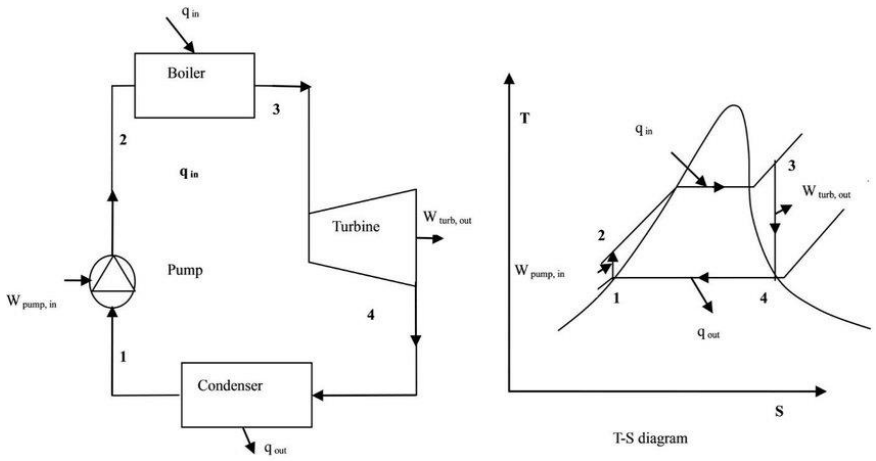
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- **Inlet and Compressor (1-2)** คือ อากาศถูกดูดจากบรรยากาศภายนอก ผ่าน Air Filter เข้าไปใน Compressor เพื่ออัดอากาศ ในขั้นตอนนี้ อากาศจะมีความดันและความเร็วสูงขึ้น
- **Combustor (2-3)** คือ อากาศที่ถูกอัดตัวแล้ว จาก Compressor จะถูกส่งเข้าไปในส่วนเผาไหม้ (Combustion Section) ซึ่งจะมีการผสมกับเชื้อเพลิงและเกิดการเผาไหม้
- **Turbine and Nozzle (3-4)** คือ ก๊าซที่ออกหลังจากการเผาไหม้จะมีอุณหภูมิสูง โดยเมื่อก๊าซร้อนผ่านเข้าไปใน Turbine อุณหภูมิและความดันของก๊าซร้อนจะลดลง เนื่องจากมีการถ่ายเทพลังงานให้กับ Turbine เพื่อเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกล ในขั้นตอนนี้เพลาของ Turbine ซึ่งต่ออยู่กับ Generator จะหมุนทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า
- **Heat reject to Atmosphere (4)** ก๊าซร้อนที่ถูกปล่อยออกจากเครื่องกังหันก๊าซนี้ จะมีค่าความดันใกล้เคียงกับความดันบรรยากาศ แต่ยังคงมีอุณหภูมิสูง

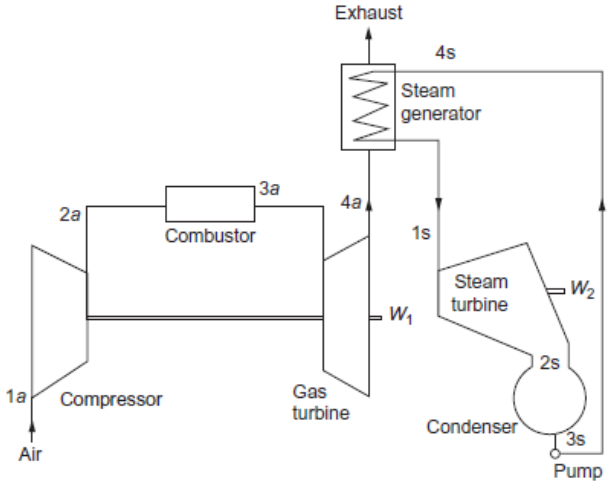
จากกระบวนการทั้งหมดในวัฏจักร Brayton ที่เกิดขึ้นในเครื่องกังหันก๊าซ พบว่าก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้ (q2) ก่อนที่จะเข้า Turbine นั้นมีอุณหภูมิสูงถึง 1,200 องศาเซลเซียส โดยเมื่อถ่ายเทพลังความร้อนให้กับ Turbine แล้ว (q1) ก๊าซไอเสียที่ยังมีอุณหภูมิประมาณ 550-600 องศาเซลเซียส จะถูกปล่อยทิ้งโดยเปล่าประโยชน์ในโรงไฟฟ้าที่มีการใช้เครื่องกังหันก๊าซเพียงอย่างเดียว (Simple Cycle Gas Turbine)

ดังนั้นเพื่อนำความร้อนที่ถูกปล่อยที่จากเครื่องกังหันก๊าซมาใช้ประโยชน์อีกครั้ง จึงได้มีการติดตั้งหม้อกำเนิดไอน้ำ Heat Recovery Steam Generator (HRSG) ดังแสดงในรูปที่ 1.5 ซึ่งมีหน้าที่ผลิตไอน้ำ โดยนำความร้อนที่เหลือจากการเผาไหม้ในเครื่องกังหันก๊าซมาให้ความร้อนกับน้ำ ก่อนที่จะเกิดเป็นไอน้ำ กรณีที่นำไอน้ำนี้ไปใช้ในกระบวนการผลิตจะเรียกระบบนี้ว่า Cogeneration แต่หากนำไปขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 1.6 ตามวัฏจักรของ Rankine จะเรียกว่า โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม Combined Cycle Power Plant (รูปที่ 1.7)

รูปที่ 1.5 หม้อกำเนิดไอน้ำ Heat Recovery Steam Generator



รูปที่ 1.6 หลักการทำงานของเครื่องกังหันไอน้ำตามวัฏจักร Rankine

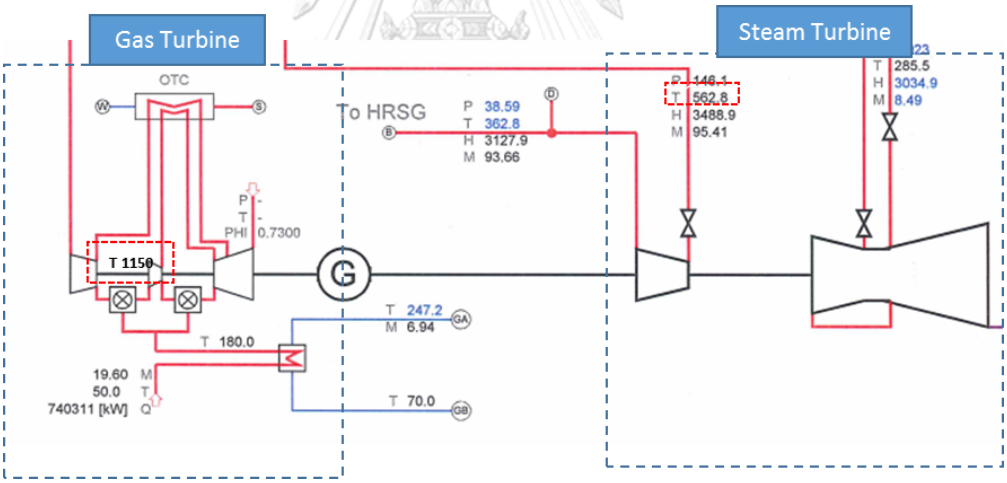


รูปที่ 1.7 Process Flow ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (2)

โดยทั่วไปแล้วกำลังผลิตของเครื่องกังหันไอน้ำจะเป็น 50% ของกำลังผลิตจากเครื่องกังหันก๊าซ เช่น เครื่องกังหันก๊าซมีกำลังผลิต 100 MW เครื่องกังหันไอน้ำจะมีกำลังผลิต 50 MW หมายถึง สามารถนำพลังงานจากก๊าซร้อนที่ถูกปล่อยทิ้งจากเครื่องกังหันก๊าซกลับมาผลิตไฟฟ้าได้ถึงครึ่งหนึ่ง เมื่อรวมการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำเข้าด้วยกัน พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมสามารถเพิ่มประสิทธิภาพได้กว่า 60 %

แต่หากพิจารณาหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแล้ว พบว่าเครื่องกังหันก๊าซซึ่งเป็นต้นกำลังของระบบทั้งหมด มีความสำคัญมาก กล่าวคือ หากเครื่องกังหันก๊าซหยุดเดินเครื่องกะทันหันย่อมทำให้เครื่องกังหันไอน้ำต้องหยุดเดินเครื่องไปพร้อมกัน เพราะความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำ มาจากก๊าซร้อนของเครื่องกังหันก๊าซ ทำให้หม้อกำเนิดไอน้ำไม่สามารถผลิตไอน้ำป้อนเครื่องกังหันไอน้ำได้ต่อไป

เมื่อพิจารณาจากการออกแบบเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำทั้งสองประเภท ที่มีความเร็วรอบที่เท่ากันคือ 3000 รอบ/นาที รูปที่ 1.8 แสดงถึงความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิระหว่างเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำ เครื่องกังหันก๊าซต้องรองรับอุณหูมิที่เกิดจากการ เผาไหม้ที่ประมาณ 1150 องศาเซลเซียสสูงกว่าเครื่องกังหันไอน้ำที่ต้องสัมผัสกับไอดง (superheated steam) ซึ่งมีอุณหภูมิอยู่ที่ประมาณ 560 องศาเซลเซียส ด้วยเหตุดังกล่าว ย่อมส่งผลให้เครื่องกังหันก๊าซมีโอกาสที่จะเกิดความเสียหายมากกว่าเครื่องกังหันไอน้ำ

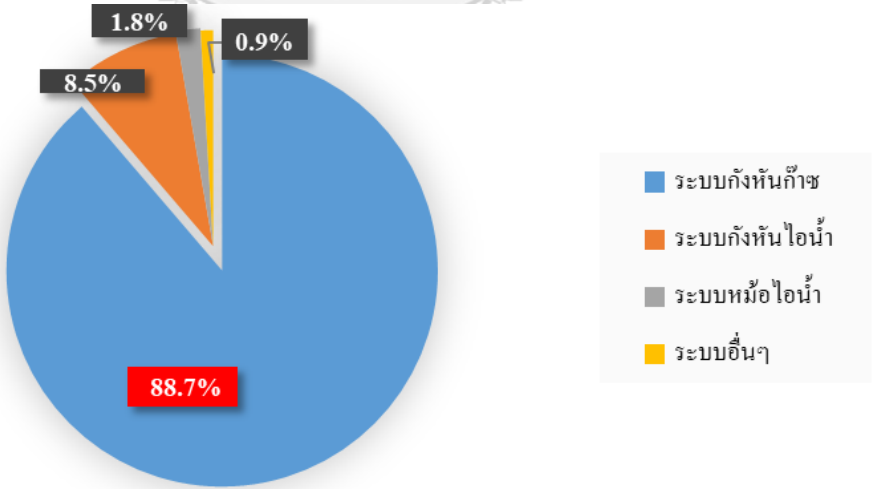


รูปที่ 1.8 ความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิระหว่างเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำ

โรงไฟฟ้าที่ทำการศึกษาประกอบด้วยหน่วยผลิต 2 หน่วย หน่วยละ 414 เมกะวัตต์ ซึ่งหน่วยผลิตแต่ละหน่วย ประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซจำนวน 1 เครื่อง กำลังผลิตเครื่องละ 275 เมกะวัตต์และเครื่องกังหันไอน้ำ 139 เมกะวัตต์ เมื่อรวมทั้งสองหน่วยผลิต คิดเป็น 828 เมกะวัตต์ โดยกำลังผลิตรวมจากเครื่องกังหันก๊าซแล้ว คิดเป็นสองในสามส่วน (ประมาณ 67%) ของกำลังผลิตรวมทั้งหมด มีการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive maintenance, PM) และการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข

(Corrective maintenance, CM) อย่างไรก็ตามพบว่าตั้งแต่เดือนมกราคม 2559 จนถึงเดือนมิถุนายน 2561 เป็นระยะเวลา 2.5 ปี นั้นได้เกิดเหตุการณ์ที่โรงไฟฟ้าไม่สามารถเดินเครื่องกะทันหันถึง 5,928.7 ชั่วโมงทำงาน (ดังตารางที่ 1.1) ซึ่งค่าเฉลี่ยของการหยุดกะทันหันคิดเป็น 2,371.48 ชั่วโมงต่อปีและมีค่าเฉลี่ยของการขัดข้องคิดเป็น 39.2 ครั้ง/ปี โดยระบบกังหันก๊าซเป็นสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน 5,259.9 ชั่วโมง หรือ 2,103.96 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็น 88.7% ของจำนวนชั่วโมงที่โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (ดังรูปที่ 1.9)

เมื่อทำการคำนวณหาค่าความพร้อมจ่าย (Availability, A) ของโรงไฟฟ้านี้มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 86.18 % ซึ่งมีแนวโน้มลดต่ำลงกว่าค่าเป้าหมายของโรงไฟฟ้าที่ตั้งไว้ที่ 96.18 % (ดังรูปที่ 1.10) ค่าเป้าหมายนี้กำหนดจากค่าความพร้อมจ่ายสูงสุดของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) และเมื่อคำนวณหาค่าเฉลี่ยของเวลาระหว่างเกิดการขัดข้อง (Mean Time Between Failure, MTBF) ของโรงไฟฟ้าหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 อยู่ที่ 370.9 และ 394.6 ชั่วโมง มีแนวโน้มลดต่ำลง (ดังรูปที่ 1.11) ในขณะที่ค่าเฉลี่ยของเวลาซ่อมจนใช้งานได้ (Mean Time To Repair, MTTR) มีค่า 51.7 และ 70.1 ชั่วโมงตามลำดับ ซึ่งมีแนวโน้มสูงขึ้นแสดงถึงความผิดปกติ (ดังรูปที่ 1.12) จากที่กล่าวมาข้างต้นว่าโรงไฟฟ้าแห่งนี้มีอัตราส่วน PM:CM ที่ 80:20 ดังแสดงในรูปที่ 1.13 แต่การมุ่งเน้นเพียง PM และ CM นั้นอาจเป็นกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่ไม่เข้มงวดเพียงพอ หากใช้กลยุทธ์แบบเดิมอาจส่งผลเสียหายมากขึ้น จำเป็นต้องทำการวิเคราะห์เครื่องจักรเพื่อเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่เหมาะสมต่อไป

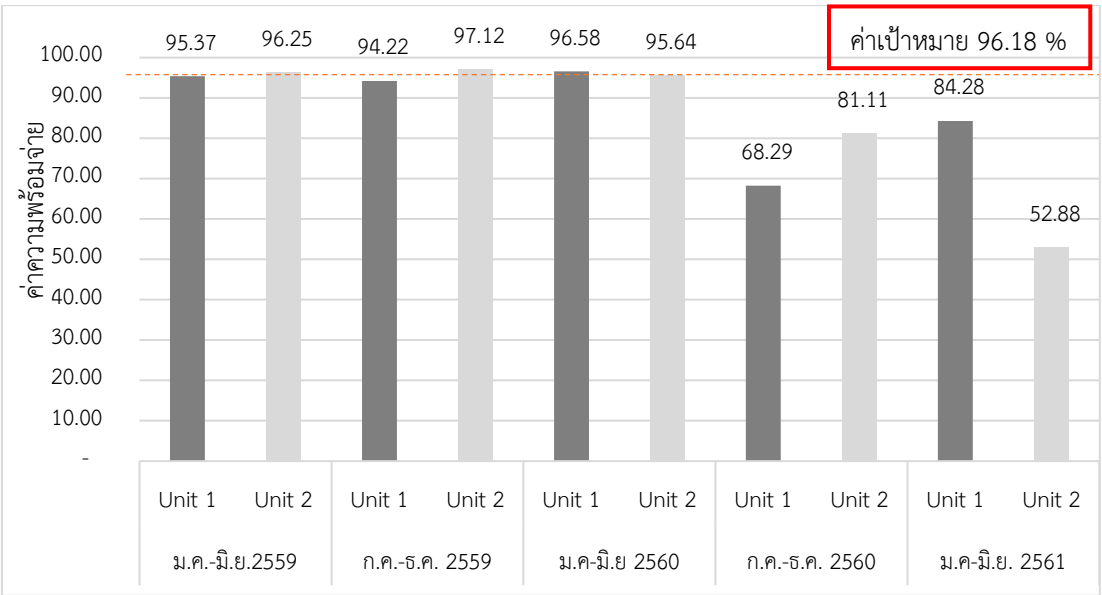


รูปที่ 1.9 สัดส่วนของระบบที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน

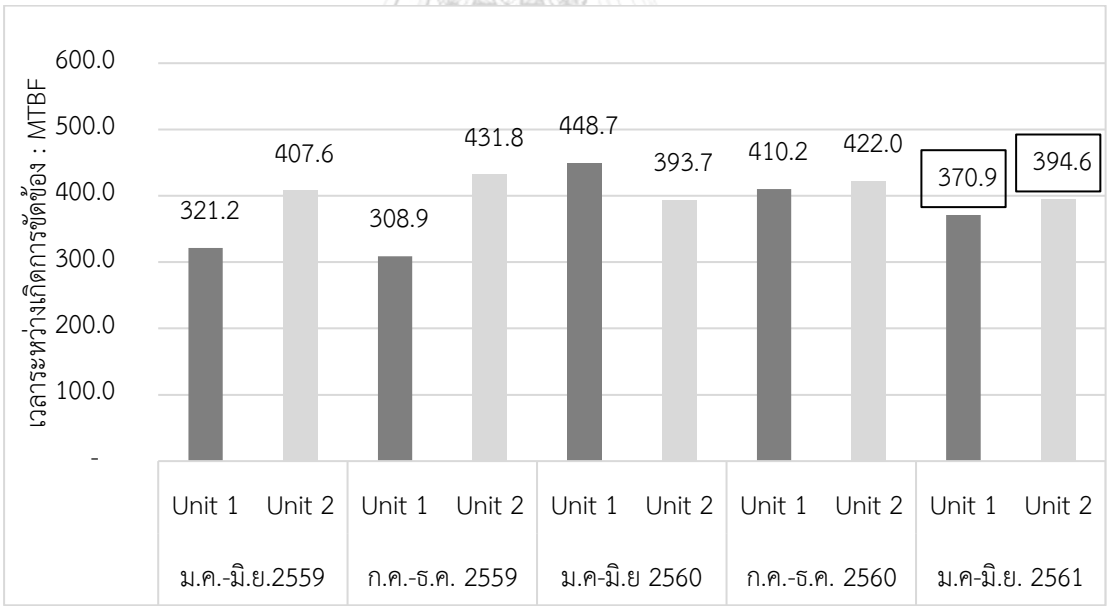
ตารางที่ 1.1 สถิติการหยุดเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในระยะเวลา 2.5 ปี (ก่อนการปรับปรุง)

ช่วงเวลาที่เก็บข้อมูล	ม.ค.-มิ.ย. 2559		ก.ค.-ธ.ค. 2559		ม.ค.-มิ.ย. 2560		ก.ค.-ธ.ค. 2560		ม.ค.-มิ.ย.2561		รวม
หน่วยผลิต	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1 และ 2
โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องทั้งหมด (ชั่วโมง)	320.1	162.8	670.8	671.3	356.3	188.4	1,392.9	976.2	679.2	2,035.6	7,453.7
โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (ครั้ง)	12.0	10.0	2.0	9.0	14.0	12.0	10.0	7.0	13.0	9.0	98.0
โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (ชั่วโมง)	195.5	162.8	228.4	110.2	140.3	188.4	1,392.9	795.5	679.2	2,035.6	5,928.7
ระบบกังหันก๊าซหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (ชั่วโมง)	94.6	20.1	0	62.6	79.4	179.8	1,381.1	795.4	652.6	1,994.5	5,259.9

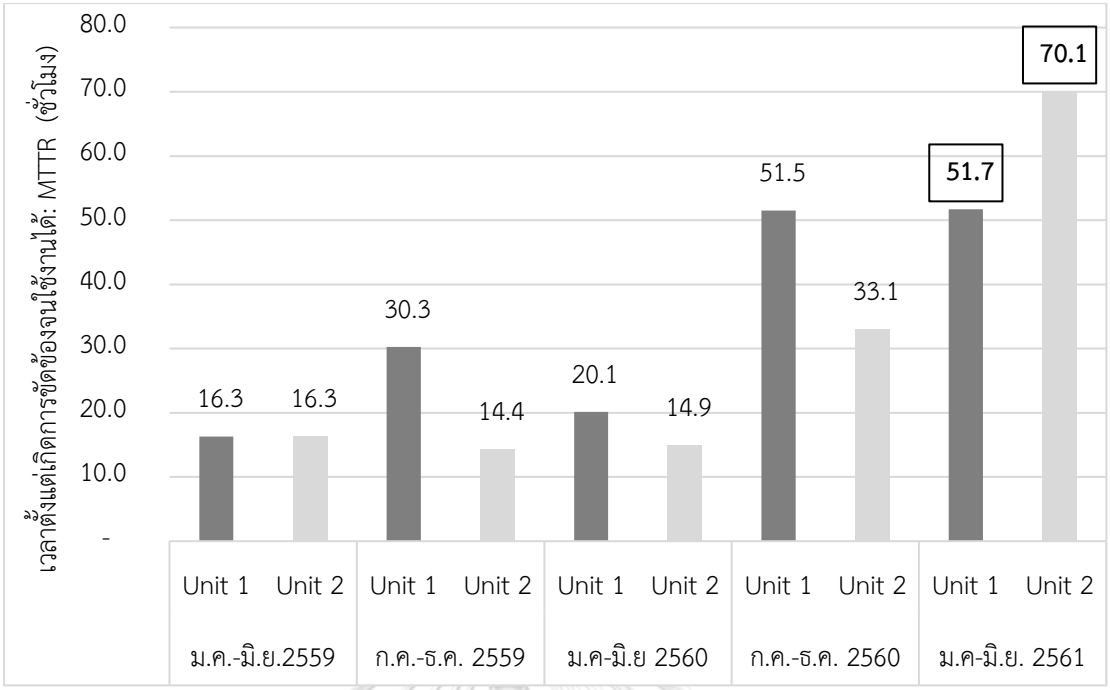
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



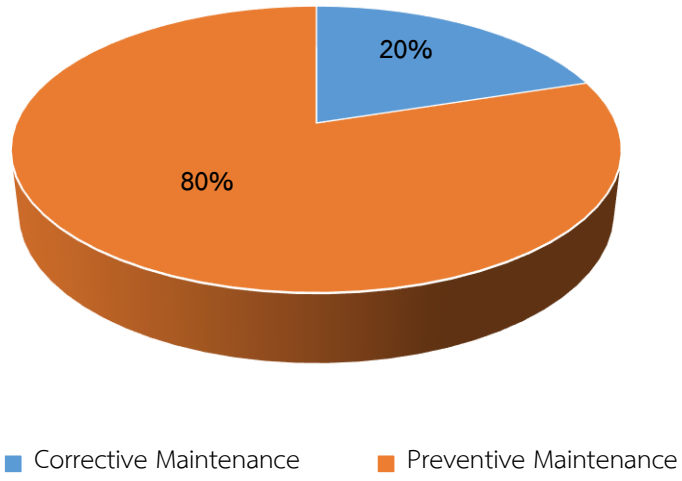
รูปที่ 1.10 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง)



รูปที่ 1.11 ค่า MTBF ของโรงไฟฟ้าระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง)



รูปที่ 1.12 ค่า MTTR ของโรงไฟฟ้า ระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง)



รูปที่ 1.13 สัดส่วนการบำรุงรักษาระหว่าง PM:CM

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

ปรับปรุงการบำรุงรักษาในระบบเครื่องกังหันก๊าซ เพื่อเพิ่มความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1) ปรับปรุงการบำรุงรักษาในระบบกังหันก๊าซในโรงไฟฟ้าเพียงระบบเดียว โดยไม่เกี่ยวข้องกับการดัดแปลง หรือออกแบบเครื่องจักร
2) การปรับปรุงไม่รวมถึงระบบป้อนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ รวมถึงเหตุการณ์หยุดเดินเครื่องกะทันหันจากปัญหาระบบป้อนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะไม่นำมาคำนวณค่าความพร้อมใช้งานของโรงไฟฟ้า

1.4 ตัวชี้วัดของงานวิจัย

1) จำนวนครั้งที่ระบบเครื่องกังหันก๊าซเกิดการขัดข้องกะทันหัน
2) ค่า MTBF ของระบบเครื่องกังหันก๊าซ
3) ค่า MTTR ของระบบเครื่องกังหันก๊าซ
4) ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (A)

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย

1) ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้าสูงขึ้น
2) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเครื่องกังหันก๊าซลดลง
3) ผู้ปฏิบัติงานมีความรู้ความเข้าในเครื่องกังหันก๊าซที่รับผิดชอบมากขึ้น
4) ขยายผลความรู้ที่ได้ไปใช้ยังโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมอื่น ๆ

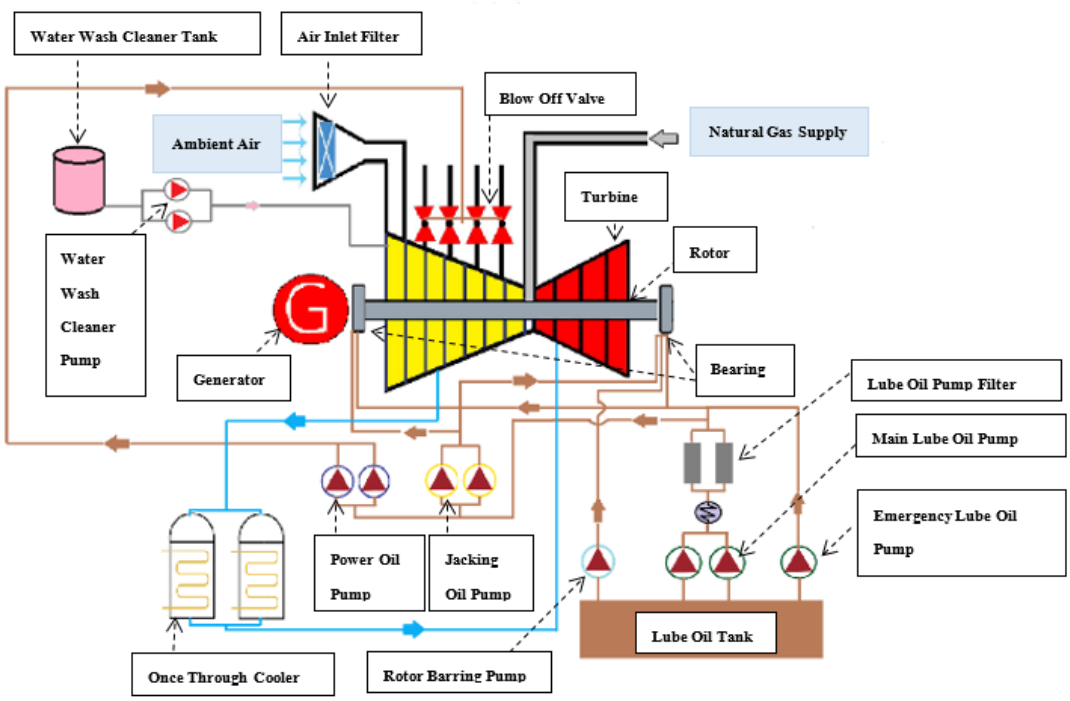
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ระบบเครื่องกังหันก๊าซ

ระบบกังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.1 ซึ่งมีหน้าที่ดังนี้ (3)



รูปที่ 2.1 อุปกรณ์ย่อยในระบบกังหันก๊าซซึ่งติดตั้งใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

2.1.1 ระบบกรองอากาศขาเข้า (Air Intake System) มีหน้าที่ในการป้อนอากาศที่สะอาดและมีปริมาณที่เพียงพอต่อการเผาไหม้ในเครื่องกังหันก๊าซ โดยปกติแล้ว ระบบป้อนอากาศขาเข้าจะติดตั้งในระดับความสูงเหนือพื้นดิน เพื่อหลีกเลี่ยงสิ่งสกปรก เช่น ฝุ่นละอองที่อยู่บนพื้น ซึ่งอาจส่งผลให้แผ่นกรองอากาศ (Air Inlet Filter) อุดตันเร็วและมีค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนแผ่นกรองอากาศที่มากขึ้น โดยทั่วไปแล้วระบบป้อนอากาศขาเข้า จะมีการติดตั้งแผ่นกรองอากาศมากกว่า 1 Stage

กล่าวคือ อาจติดตั้ง 2 Stage สำหรับพื้นที่ที่มีฝุ่นละอองน้อย 3 stage สำหรับพื้นที่ที่มีฝุ่นละอองมากขึ้น โดยระบบแผ่นกรองอากาศขาเข้าจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลัก ๆ ดังต่อไปนี้

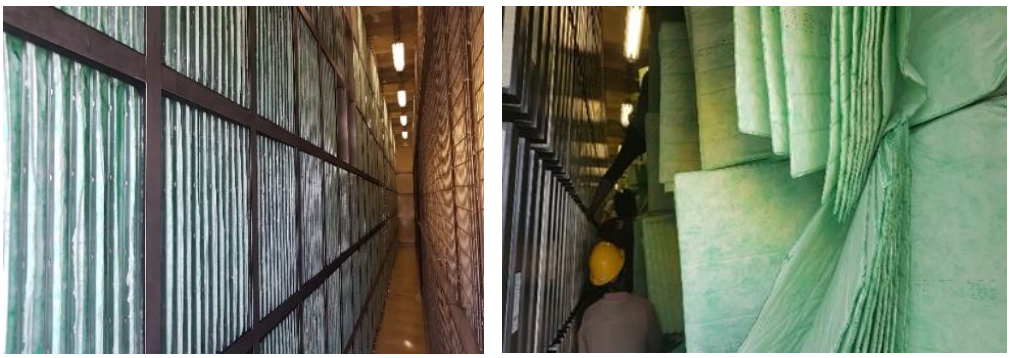
1) อาคารอากาศขาเข้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ดักละอองน้ำ (Weather Hood) (รูปที่ 2.2)
2) แผ่นกรองอากาศ หรือ Air Inlet Filter (รูปที่ 2.3)
3) อุปกรณ์ลดเสียง หรือ Silencer
4) ท่อร่วมอากาศขาเข้า หรือ Air Intake Manifold

นอกจากอุปกรณ์ที่กล่าวมาข้างต้น บางโรงไฟฟ้าอาจจะพิจารณาติดตั้งสเปรย์พ่นละอองน้ำ (Fogging Spray) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดอุณหภูมิอากาศขาเข้าและเพิ่มกำลังผลิตในช่วงฤดูร้อน แต่การออกแบบต้องระมัดระวังความชื้นที่อาจสูงเกินพอดี จนส่งผลกระทบต่อการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซได้ โดยในประเทศที่มีอากาศหนาว อาจจะมีการติดตั้งระบบป้องกันการเป็นน้ำแข็ง (Anti-Icing System) แต่ระบบนี้มักจะถูกตัดออกจากเครื่องกังหันก๊าซที่จะนำมาใช้ในประเทศไทย

หลักการทำงานของระบบกรองอากาศขาเข้าเริ่มจากอากาศจากภายนอก จะถูกดูดผ่านอุปกรณ์ดักละอองน้ำ (Weather Hood) ดังแสดงในรูปที่ 2.2 ซึ่งจะคอยป้องกันไม่ให้น้ำฝน รวมถึงสิ่งแปลกปลอม เช่น นก บินเข้าสู่ระบบดูดอากาศขาเข้าได้ จากนั้นอากาศจะไหลผ่านแผ่นกรองอากาศ ซึ่งมีหน้าที่ทำให้อากาศสะอาดโดยทำการกรองสิ่งสกปรก ฝุ่นละออง ก่อนเข้าเครื่องกังหันก๊าซ แต่การที่อากาศไหลผ่านช่องที่มีขนาดเล็กย่อมทำให้เกิดเสียงดังมากขึ้น จึงต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์ลดเสียง (Silencer) ซึ่งมีส่วนช่วยไม่ให้เกิดเสียงดังบริเวณรอบข้าง อากาศที่ผ่านการกรองแล้ว จะไหลผ่านไปยังท่อร่วมอากาศขาเข้า ซึ่งถูกต่อเข้ากับ Compressor Inlet

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.2 อาคารอากาศขาเข้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ดักละอองน้ำ



รูปที่ 2.3 แผ่นกรองอากาศ (Air Inlet Filter)

2.1.2 ระบบน้ำมันหล่อลื่น (Lube Oil System) มีหน้าที่ในการรักษาแรงดันและอุณหภูมิของน้ำมันหล่อลื่นให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม การทำงานเริ่มจากปั๊มน้ำมันหล่อลื่นหลัก (Main Lube Oil Pump) จะทำหน้าที่ปั๊มน้ำมันหล่อลื่นจากแท๊งก์บรรจุน้ำมัน ผ่านเครื่องระบายความร้อนแบบแผ่น (Lube Oil Cooler) ดังแสดงในรูปที่ 2.4 เพื่อลดอุณหภูมิของน้ำมันหล่อลื่นโดยแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำหล่อเย็น จากนั้นน้ำมันหล่อลื่นที่มีอุณหูมิที่เหมาะสม จะผ่านการกรองสิ่งสกปรกโดยผ่านกรองน้ำมัน (Lube Oil Filter) ไปยังชิ้นส่วนที่มีการสัมผัสของส่วนที่เคลื่อนไหว เช่น แบริ่งและเพลา ในอัตราการไหลที่เพียงพอเพื่อป้องกันการสึกหรอ

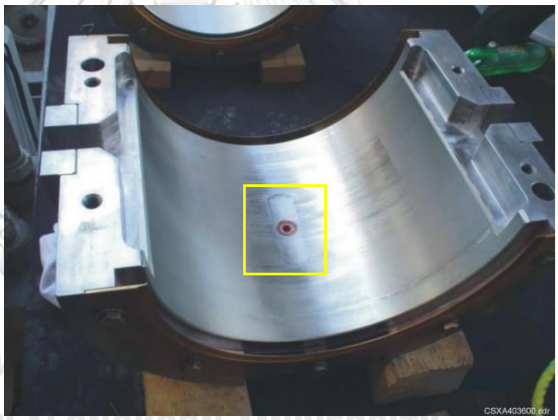
ในกรณีฉุกเฉิน เช่น ปั๊มหลักไม่สามารถใช้งานได้ หรือ เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ระบบจะสั่งให้ปั๊มน้ำมันหล่อลื่นฉุกเฉิน (Emergency Lube Oil Pump) ซึ่งขับเคลื่อนโดยมอเตอร์ไฟฟ้ากระแสตรงทำหน้าที่แทนอัตโนมัติ นอกเหนือจากนั้น ระบบน้ำมันหล่อลื่นยังมีหน้าที่เพิ่มแรงดันเริ่มต้น (Pre-Pressurized) ของ Power Oil และ Jacking Oil Pump กล่าวคือ หากระบบน้ำมันหล่อลื่นมีปัญหาทั้ง Power Oil และ Jacking Oil Pump จะไม่สามารถใช้งานได้เช่นกัน

รูปที่ 2.4 เครื่องระบายความร้อนแบบแผ่น (Lube Oil Cooler)

2.1.3 Jacking Oil Pump มีหน้าที่สร้างแรงดันน้ำมันหล่อลื่นในแบริ่ง (Bearing) ซึ่งจะทำให้โรเตอร์ (Rotor) ยกตัวให้เกิดระยะห่างระหว่างพื้นผิวระหว่างแบริ่ง เพื่อลดแรงเสียดทานขณะหมุน โดยตำแหน่งที่ Jacking Oil จ่ายเข้า Bearing แสดงในรูปที่ 2.5 ซึ่ง Jacking Oil Pump จะใช้งานในช่วงดังต่อไปนี้

1) ช่วงระหว่าง Start-Up เครื่องกังหันก๊าซ
2) ช่วงระหว่าง Shut Down เครื่องกังหันก๊าซ
3) ช่วงระหว่างที่เครื่องกังหันก๊าซหมุนด้วย Rotor Barring Pump
4) ระหว่างทำความสะอาด Compressor ขณะหยุดเดินเครื่อง (Offline Water Wash)
5) ช่วงระหว่างเครื่องกังหันก๊าซหมุนเพื่อระบายความร้อนก่อนหยุดเครื่อง

ทั้งนี้ เมื่อเครื่องกังหันก๊าซหมุนที่ความเร็วมากกว่า 2700 รอบต่อนาที Jacking Oil Pump จะหยุดทำงานโดยอัตโนมัติ เนื่องจากน้ำมันหล่อลื่นจะมีแรงยกตัวเพียงพอ



รูปที่ 2.5 ตำแหน่งที่ Jacking Oil Pump จ่ายน้ำมันหล่อลื่นเข้า Bearing

2.1.4 Power Oil System เป็นระบบที่ประกอบด้วยปั๊มที่ขับเคลื่อนโดยมอเตอร์กระแสสลับ 2 ตัว ทำหน้าที่สร้างแรงดันให้กับน้ำมันหล่อลื่น จากนั้นน้ำมันจะผ่านเข้าสู่กรองเพื่อทำความสะอาดอีกครั้งเพื่อป้องกันสิ่งสกปรกอุดตันในระบบไฮดรอลิก โดยเฉพาะ Servo Valve ซึ่งใช้ในการควบคุมก่อนที่จะนำไปใช้ในการขับเคลื่อนอุปกรณ์ต่าง ๆ ของเครื่องกังหันก๊าซ ดังต่อไปนี้

1) บานควบคุมการไหลแบบปรับได้ (Variable Inlet Guide Vanes: VIGV)
2) Blow Off Valve
3) วาล์วระบายแรงดันเชื้อเพลิง (Relief valves)

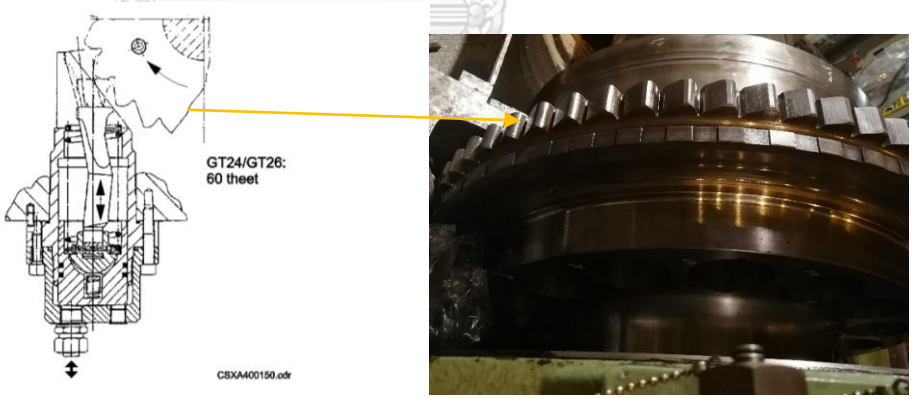
4) วาล์วสเปรย์น้ำควบคุมปริมาณ (NO_x)

กรณีที่ปั๊มหลักมีปัญหาระบบจะสตาร์ทปรับสำรองขึ้นโดยทันที เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับเครื่องกังหันก๊าซ

2.1.5 Rotor Barring System ทำหน้าที่ในการหมุนโรเตอร์ด้วยความเร็วต่ำก่อน Start Up และหลังจาก Shut Down เครื่องกังหันก๊าซ เพื่อให้โรเตอร์เย็นตัวอย่างสม่ำเสมอ ป้องกันการโก่งงอหลังจากเครื่องกังหันก๊าซหยุดเดินเครื่อง ความร้อนจะสะสมด้านบนของโรเตอร์ ทำให้อุณหภูมิสูงกว่าด้านล่าง ปรากฏการณ์เช่นนี้ ส่งผลให้เกิดการเสียดสีระหว่างปลายใบ Blade และ Casing ได้ จึงต้องมีการหมุนโรเตอร์ด้วยความเร็วต่ำ อย่างต่อเนื่องอย่างน้อย 6 ชั่วโมงก่อน Start Up และหลัง Shut Down ก่อนที่จะหยุดระบบได้

หลักการทำงานของระบบ Rotor Barring เริ่มจากปั๊มแบบเกียร์ซึ่งขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์กระแสสลับ ซึ่งที่มีหน้าที่สร้างแรงดันในระบบและส่งต่อแรงดันไปยังกระบอกสูบ (Hydraulic Cylinder) เมื่อกระบอกสูบได้รับแรงดันจะยืดออก และผลักฟันเฟืองท้ายโรเตอร์ ดังแสดงในรูปที่ 2.6 การขยับขึ้นลงของกระบอกสูบซ้ำไปซ้ำมา เป็นทำโรเตอร์หมุนอย่างต่อเนื่อง

Rotor Barring ปั๊มจะหยุดทำงานอัตโนมัติเมื่อเครื่องกังหันก๊าซจะ Start Up และในกรณีที่เกิดปั๊มเกิดปัญหาไม่สามารถทำงานได้ จะต้องใช้ปั๊มมือให้การสร้างแรงดันทดแทนปั๊มหลักเพื่อไม่ให้โรเตอร์เกิดการโก่งงอ



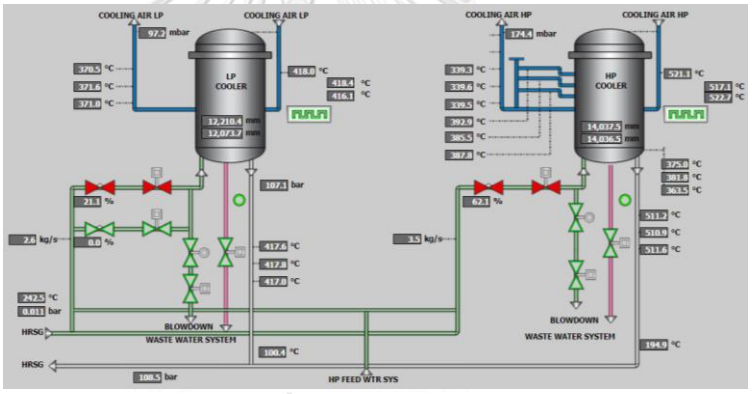
รูปที่ 2.6 กระบอกสูบและฟันเฟืองท้ายโรเตอร์

2.1.6 Blow Off Valve เป็นวาล์วที่ใช้งานระหว่างการ Start Up และ Shut Down เครื่องกังหันก๊าซ เพื่อที่จะระบายอากาศส่วนที่เกินสู่บรรยากาศ จุดประสงค์เพื่อที่จะชดเชยแรงดันระหว่างส่วนเกินระหว่างเทอร์ไบน์และคอมเพลสเซอร์ขณะที่เพลาหมุนในรอบต่ำ ๆ ไม่ให้เกิดแรงดันไหลย้อนกลับ (Compressor Surge) ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายกับเครื่องกังหันก๊าซได้ การควบคุม

ตำแหน่งของ Blow Off Valve จะอาศัยแรงดันจากระบบไฮดรอลิก ผ่านระบบควบคุมการทำงานอัตโนมัติ

2.1.7 Once Through Cooler (OTC) เป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน ประเภท Shell & Tube มีหน้าที่ลดอุณหภูมิของอากาศจากคอมเพรสเซอร์ก่อนที่จะนำไปหล่อเย็นเครื่องกังหันก๊าซฝั่ง Turbine โดยใช้น้ำจากหม้อไอน้ำมาแลกเปลี่ยนความร้อน

การทำงานจะเริ่มจาก อากาศร้อนจากคอมเพลสเซอร์จะเข้าสู่ OTC จากด้านล่าง ก่อนจะเข้าสู่ช่องเปิด ภายใน (Shell) น้ำที่ใช้ระบายความร้อนจะถูกป้อนจากหม้อกำเนิดไอน้ำ (HRSG) โดยที่น้ำจะเคลื่อนตัวภายใน Tube ซึ่งขดอยู่เป็นเกลียวภายใน OTC ระหว่างที่เคลื่อนตัวใน Tube น้ำจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นเรื่อย ๆ จนเกิดการระเหยการเป็นไอและจะเปลี่ยนสถานะเป็น Super Heat Steam และกลับเข้า HRSG ในลำดับต่อไป ส่วนอากาศที่ถ่ายเทความร้อนให้น้ำแล้ว จะมีอุณหภูมิลดลงจนอยู่ในระดับที่เหมาะสมที่จะนำไประบายความร้อนในส่วน Turbine



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.7 ระบบโดยรวมของ Once Thru Cooler

ในรูปที่ 2.7 แสดงถึงระบบโดยภาพรวมของ OTC ซึ่งประกอบด้วย Low Pressure และ High Pressure Once Thru Cooler ซึ่งมีการทำงานต่างกันดังนี้

1) Low Pressure OTC นำอากาศที่ผ่านการอัดจาก Compressor แถวที่ 1 ถึง 17 มาลดอุณหภูมิ ก่อนนำไประบายความร้อนที่ Low Pressure Turbine

2) High Pressure OTC นำอากาศที่ผ่านการอัดจาก Compressor แถวที่ 18 ถึง 22 มา ลดอุณหภูมิ ก่อนนำไประบายความร้อนที่ High Pressure Turbine

2.1.8 ระบบ Water Wash Cleaner แม้ว่าอากาศจะผ่านแผ่นกรองอากาศ หรือ Air Inlet Filter แล้ว แต่อาจยังมีสิ่งสกปรกที่มีขนาดเล็กมากหลุดรอดผ่านมาได้ โดยปัจจัยที่อาจส่งผลกระทบกับความสกปรกของ Compressor ประกอบไปด้วย

1) ชนิดของฝุ่นละออง
2) ความชื้นของอากาศ
3) อุณหภูมิของอากาศ
4) วัสดุที่ใช้ทำ Compressor Blade

สิ่งสกปรกที่ติดบริเวณ Compressor ทำให้ผิวของ Blade ไม่เรียบ มีผลให้ Compressor ทำอัตราการไหลได้น้อยและมีประสิทธิภาพในการอัดอากาศลดลง ท้ายสุดอาจทำให้กำลังการผลิตลดลงจากปกติ กรณีที่สิ่งสกปรกเกาะ Compressor แน่น อาจส่งผลร้ายแรงถึงขั้นทำให้เกิดค่าความเผื่อสำหรับ Compressor Surge ลดลงได้

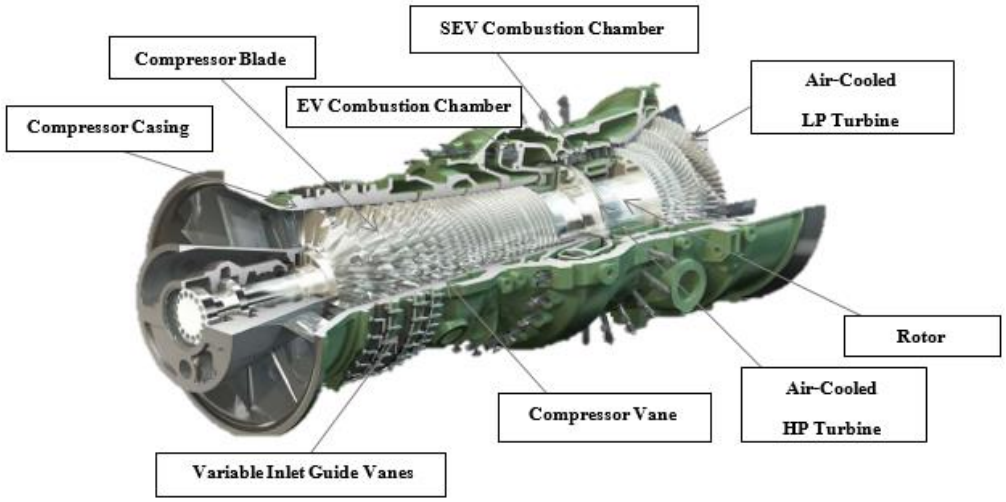
ด้วยเหตุข้างต้น จึงต้องมีระบบการทำความสะอาด Compressor หรือ Compressor Water Wash System ซึ่งเป็นวิธีที่การทำความสะอาดที่มีประสิทธิภาพสูง แต่ต้องดำเนินการขณะเครื่องกังหันก๊าซหยุดเดินเครื่องและต้องมีอุณหภูมิไม่สูงมากนัก ส่วนประกอบของระบบนี้ประกอบไปด้วยแท็งก์ซึ่งมีหน้าที่จัดเก็บน้ำยาและปั๊มสำหรับเพิ่มแรงดันให้การทำความสะอาดมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น โดยขั้นตอนการทำงานมีดังต่อไปนี้

1) สเปรย์น้ำยาทำความสะอาด และ ทิ้งไว้ให้สิ่งสกปรกละลาย
2) ล้าง Compressor ด้วยน้ำที่เอาแร่ธาตุออก (Deminalised Water)
3) สั่งหมุนเครื่องกังหันก๊าซที่ความเร็วรอบประมาณ 450 รอบ/นาที เพื่อชำระน้ำส่วนเกินออก
4) เพิ่มความเร็วรอบของเครื่องกังหันก๊าซ เป็น 900 รอบ/นาที ประมาณ 5 นาที คล้ายการเป่าลม เพื่อให้มันใจว่า Compressor ปราศจากหยดน้ำ
5) จุดระเบิดให้เกิดเปลวไฟและเดินเครื่องกังหันก๊าซที่ความเร็ว 3000 รอบ/นาที เพื่อให้เครื่องกังหันก๊าซปราศจากความชื้น

ทั้งนี้เมื่อทำความสะอาดครบกระบวนการแล้ว สามารถเพิ่มเดินเครื่องกังหันก๊าซต่อเนื่องได้ โดยไม่จำเป็นต้องหยุดเครื่องอีกครั้ง

2.1.9 เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นเครื่องยนต์ที่สร้างขึ้นเพื่อเปลี่ยนพลังงานเคมีจากเชื้อเพลิงเป็นพลังงานจลน์ การทำงานของระบบกังหันก๊าซเริ่มจากอากาศที่อยู่ภายนอกจะถูกดูดผ่านตัวกรองอากาศ อากาศเหล่านั้นจะไหลผ่าน ใบพัดคอมเพรสเซอร์ (Blade) และบานควบคุมทิศการไหล (Vane) เพื่อเพิ่มความดันและอัตราการไหล โดยมี Variable inlet guide vane ที่ติดตั้งใน

ช่วงแรกของคอมเพรสเซอร์ควบคุมปริมาณอากาศที่ไหลเข้าให้สอดคล้องกับกำลังผลิตจากเครื่องกังหันก๊าซ อากาศที่มีแรงดันและอัตราการไหลสูงจะถูกส่งไปผสมกับเชื้อเพลิงและลุกไหม้ที่ห้องเผาไหม้ (EV & SEV Combustion) โดยก๊าซร้อนที่มีพลังงานสูงจะไหลผ่าน HP & LP Turbine และเปลี่ยนรูปเป็นพลังจลน์ทำให้ Rotor ซึ่งต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) หมุนและเกิดกระแสไฟฟ้าส่งเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟ โดยในรูปที่ 2.8 แสดงให้ส่วนประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ ซึ่งแต่ละชิ้นส่วนมีหน้าที่ดังต่อไปนี้



รูปที่ 2.8 ส่วนประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ

1) Compressor คือ อุปกรณ์ที่มีหน้าที่เพิ่มแรงดันของอากาศผ่านการกรองจาก Air Inlet Filter แล้ว การเพิ่มแรงดันอาศัย Blade ที่หมุนและ Vane ที่อยู่กับที่ โดย Compressor ที่ใช้ในเครื่องกังหันก๊าซส่วนใหญ่เป็นแบบอากาศไหลตามแนวแกน (Axial Flow) โดยที่จำนวนแถว (State) ของ Compressor ขึ้นอยู่กับการออกแบบตามแรงดันที่ต้องการใช้งาน

2) Rotor มีหน้าที่ส่งผ่านกำลังทางกลจากแรงบิด (Toque) และความเร็ว (Speed) ต่อไปยังเครื่องผลิตไฟฟ้า (Generator)

3) Compressor Blade เป็นส่วนใบพัดมีการหมุน ติดตั้งอยู่บน Rotor ด้วยวิธีการสวมผ่านร่อง Slot ที่ถูกเซาะไว้

4) Compressor Vane เป็นส่วนใบพัดที่อยู่กับที่ โดยจะติดตั้งอยู่บน Compressor Casing หรือ Vane Carriers สำหรับ Compressor Blade และ Vane ทั้งหมดของเครื่อง

กังหันก๊าซ จะผลิตจากวัสดุที่สามารถทนการกัดกร่อน (Erosion) ได้ เช่นวัสดุจำพวก Chrome Steel Alloy จึงไม่มีความจำเป็นที่จะต้องมีการเคลือบผิวด้วยวัสดุใด ๆ

5) Variable Guide Vane (VGV) หรือ บังคับทิศทางการไหลแบบปรับได้ มีหน้าที่สำหรับควบคุมปริมาณอากาศที่ไหลผ่าน Compressor โดย VGV จะมีทั้งหมด 3 แถว ติดตั้งอยู่บริเวณ Inlet Casing จะมีการประกอบที่แตกต่างจาก Vane แถวอื่น ๆ เนื่องจากเป็น Vane ที่สามารถขยับปรับองศาให้เหมาะสมกับปริมาณความต้องการอากาศได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.9 โดยการเปิด-ปิด มีคำสั่งการทำงานมาจากชุดควบคุมอัตโนมัติ ระหว่างการเดินเครื่องกังหันก๊าซแบบไม่เต็มกำลัง VGV จะปรับมุมใบในด้านปิดให้อากาศเข้าน้อย ทั้งนี้การเปิด - ปิดองศาของ VGV จะช่วยเรื่องการควบคุมมลพิษจากการเผาไหม้ด้วย

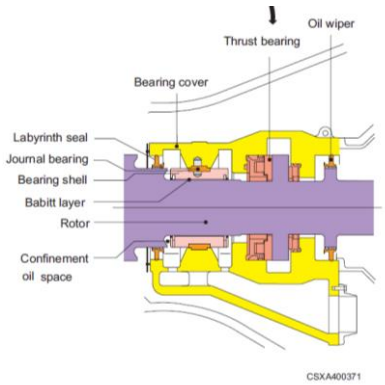
รูปที่ 2.9 ตำแหน่ง Casing ที่ติดตั้ง Variable Guide Vane

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6) Compressor Bearing เครื่องกังหันก๊าซฝั่ง Compressor จะมี Bearing ทำหน้าที่เป็นทั้ง Journal Bearing ซึ่งรับแรงในแนวตั้งและ Thrust Bearing ซึ่งรับแรงในแนวแกน (รูปที่ 2.10) ซึ่งจะติดตั้งไว้ในด้าน Air Inlet Casing หน้าที่ของ Bearing คือทำให้ Rotor อยู่ในแนวระนาบที่เหมาะสม โดย Bearing จะถูกแบ่งเป็นครึ่งบนและครึ่งล่าง ซึ่งทำให้สามารถบำรุงรักษาได้โดยไม่ต้องถอดประกอบ Compressor

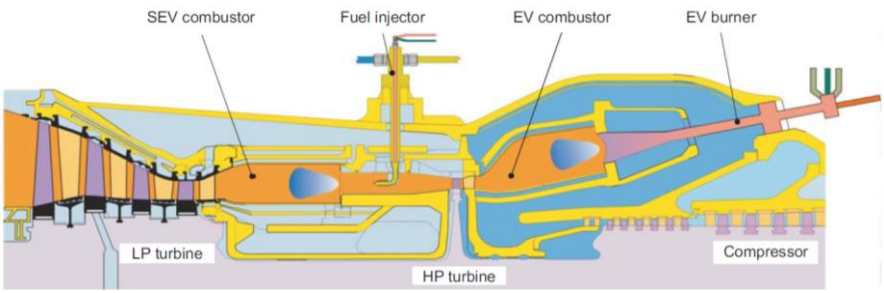
ทั้งนี้ ใน Bearing จะมีน้ำมันหล่อไหลผ่านตลอดเวลา จุดประสงค์เพื่อหล่อลื่นและระบายความร้อนใน Bearing โดยขณะเดินเครื่องจะมีการติดตามอุณหภูมิและค่าการสั่นสะเทือนของ Bearing อย่างใกล้ชิด

7) Compressor Casing ผลิตจากเหล็กหล่อ โดยสามารถแบ่งเป็น 2 ชิ้น คือ Upper และ Lower Casing ซึ่งจะยึดติดเข้าหาด้วยกันผ่าน Bolt



รูปที่ 2.10 Bearing ของเครื่องกังหันก๊าซฝั่ง Compressor (4)

8) Combustor หรือ ห้องเผาไหม้ ประกอบไปด้วยห้องเผาไหม้ 2 ชุด คือ Environment Combustor (EV) และ Sequential Environment Combustor (SEV) ดังแสดงในรูปที่ 2.11 ซึ่งจะถูกติดตั้งบริเวณ Turbine Casing การระบายความร้อนของห้องเผาไหม้นั้น จะอาศัยอากาศที่ผ่านการอัดจาก Compressor แล้ว มาระบายความร้อน เนื่องจากมีอุณหภูมิที่เหมาะสม กล่าวคือ มีอุณหภูมิไม่ต่ำจนเกินไป ทำให้ลดโอกาสที่จะเกิดการแตกร้าวจากความแตกต่างของอุณหภูมิ



รูปที่ 2.11 EV และ SEV Combustor (4)

9) EV Combustor จะถูกติดตั้งอยู่ระหว่าง Compressor และ High Pressure Turbine มีจำนวน 24 หัว หน้าที่ของ EV Combustor คือเผาไหม้เชื้อเพลิงซึ่งถูกป้อนเข้าห้องเผาไหม้ผ่านทาง Lance ซึ่งมีหัวฉีดติดตั้งตรงปลาย (รูปที่ 2.12) จากนั้นจะผสมกับอากาศที่ผ่านการอัดจาก Compressor และจุดระเบิดให้เกิดการเผาไหม้ เมื่อเกิดก๊าซร้อนจะถูกส่งต่อไปยัง High Pressure Turbine และถ่ายเทพลังงานให้ Turbine จนเกิดการหมุน

10) SEV Combustor ก๊าซร้อนที่ผ่านการเผาไหม้และออกจาก HP Turbine แล้ว จะผ่านเข้าสู่ห้องเผาไหม้ SEV เพื่อนำก๊าซร้อนเหล่านั้นมาเพิ่มความร้อนอีกครั้ง โดยการฉีดเชื้อเพลิงเข้าไปยังห้อง SEV Combustor ผ่าน Lance ที่เชื่อมต่อกับท่อร่วมเชื้อเพลิงจากนอก Gas Turbine พลังงานความร้อนจากการเผาไหม้ขั้นที่สองนี้ จะถูกส่งต่อไปยัง LP Turbine และเปลี่ยนพลังงานความร้อน ให้เป็นพลังงานจลน์ ในการขับเคลื่อนเพลาของเครื่องกังหันก๊าซ โดย SEV Combustor จะติดตั้งในตำแหน่งหลัง HP Turbine และระบายความร้อนโดยนำอากาศที่ผ่านการอัดจาก Compressor เช่นเดียวกับ EV Combustor

รูปที่ 2.12 Lance หรือ หัวฉีดของเครื่องกังหันก๊าซ

11) SEV Burner ติดตั้งตามเส้นรอบวงของเครื่องกังหันก๊าซ มีจำนวน 24 หัว ซึ่งเชื้อเพลิงจะถูกส่งผ่าน Lance เข้าไปผสมกับก๊าซร้อนจาก HP Turbine จนการลุกไหม้อีกครั้ง การเผาไหม้ใน SEV Burners นั้น ไม่จำเป็นต้องใช้ตัวจุดระเบิด หรือ Ignition Torch เนื่องมาจากก๊าซร้อนที่ออกมาจาก HP Turbine มีอุณหภูมิสูงเพียงพอที่จะเกิดการลุกไหม้ได้เอง

12) Ignition Torch หรือหัวจุดระเบิด เครื่องกังหันก๊าซจะประกอบไปด้วยหัวจุดระเบิดจำนวน 2 หัว สำหรับทำให้เชื้อเพลิงเกิดการลุกไหม้ โดยทั่วไปอาจใช้ก๊าซ Propane หรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการจุดระเบิดได้เช่นกัน โดยเมื่อเชื้อเพลิงเกิดการลุกไหม้แล้ว หัวจุดระเบิดจะมีกลไกอัตโนมัติในการเคลื่อนตัวออกจากห้องเผาไหม้ เพื่อลดการสัมผัสความร้อนและยืดอายุใช้งานให้นานขึ้น

13) Frame Monitor หรืออุปกรณ์ตรวจสอบสถานะเปลวไฟ ระหว่างการจุดระเบิดและเผาไหม้ ห้องเผาไหม้จะถูกตรวจสอบโดย Flame Monitor ตลอดเวลา โดยหากพบว่าเปลวไฟติดครบก็จะสั่งให้สามารถเดินเครื่องต่อไปได้ ในทางกลับกันหาก Flame Monitor

ตรวจพบว่าเปลวไฟดับ จะสั่งหยุดเครื่องทันที ทั้งนี้เผื่อไม่ให้เกิดเชื้อเพลิงสะสมจากการจุดระเบิดไม่ติด ซึ่งอาจทำให้เกิดการระเบิดรุนแรงขึ้นได้

14) Turbine คือส่วนของเครื่องกังหันก๊าซที่มีหน้าที่ในการเปลี่ยนแปลงพลังงานความร้อนจากการเผาไหม้ เป็นพลังงานทางกลและส่งต่อไปยังเพลาของเครื่องผลิตไฟฟ้า สำหรับเครื่องกังหันก๊าซในงานวิจัยชิ้นนี้ ประกอบด้วย

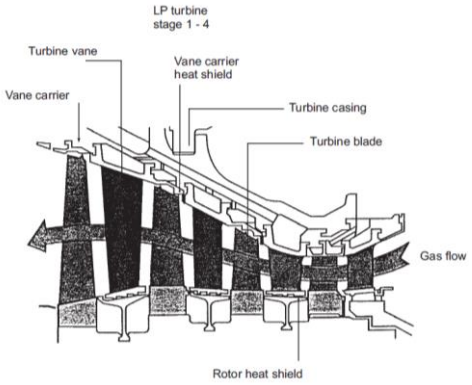
- HP Turbine 1 แถว ติดตั้งตำแหน่งหลัง EV Combustor
- LP Turbine 4 แถว ติดตั้งตำแหน่งหลัง SEV Combustor

โดยทั้ง LP และ HP Turbine จะระบายความร้อนด้วยอากาศหลังจากผ่านการอัดจาก Compressor

15) Turbine Casing หรือตัวถังของเทอร์ไบน์ ส่วนใหญ่จะผลิตมาจากเหล็กหล่อ มีหน้าที่ครอบคลุมชิ้นส่วนภายในของ Turbine และทำให้ Vane Carrier อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมโดย Turbine Casing จะเป็นออกเป็น Upper และ Lower Casing โดยทั้ง 2 ส่วน จะถูกยึดติดกันด้วย Casing Bolt

บริเวณผิวของ Casing จะถูกติดตั้งฉนวนกันความร้อน (Insulation) ซึ่งทำหน้าที่ป้องกันความร้อนในห้องเครื่องกังหันก๊าซไม่ให้สูงเกินไปและยังทำให้ความร้อนที่ผิว Casing สม่ำเสมอ ป้องกันการเกิดการบิดเบี้ยว อีกทั้งฉนวนกันความร้อนยังมีส่วนช่วยลดเสียงจากเครื่องกังหันก๊าซอีกด้วย

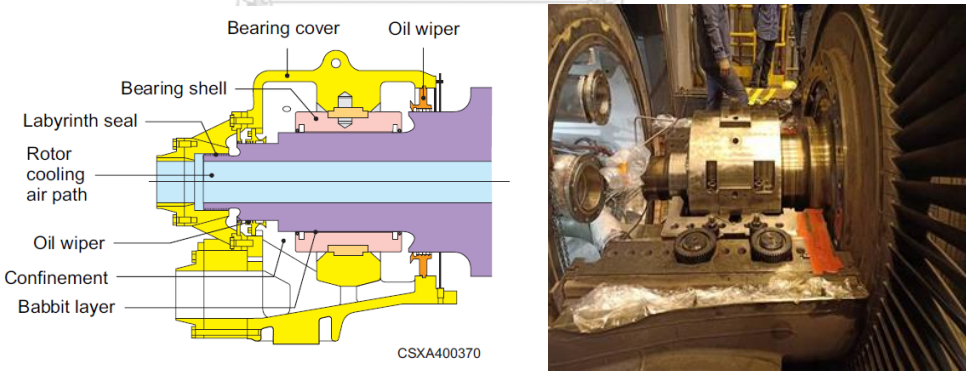
16) Turbine Blade และ Turbine Vane จะรับก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ที่มีอุณหภูมิและแรงดันสูง โดยจะเคลื่อนที่ผ่าน Turbine Vane ซึ่งเป็นส่วนที่อยู่กับที่เป็นลำดับแรก จากนั้นจะผ่าน Turbine Blade ซึ่งเป็นส่วนที่เคลื่อนที่ (หมุน) ได้โดยทั้ง Blade และ Vane จะถูกบังคับให้อยู่ในตำแหน่งเดิมด้วย Axial Lock และ Locking Plate LP Turbine แต่ละ State จะถูกกั้นด้วย Heat Shield และมีการระบายความร้อนด้วยอากาศจาก Compressor โดยส่วนประกอบต่าง ๆ ในรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 การติดตั้ง Turbine Blade และ Vane (3)

17) Turbine Bearing สำหรับ Bearing ฝั่ง Turbine เป็นชนิด Journal Bearing ซึ่งรับแรงเฉพาะในแนวตั้งเท่านั้น โดยจะถูกติดตั้งอยู่ในส่วน Exhaust Casing แสดงไว้ในรูปที่ 2.14 ทำหน้าที่ประคองให้ Rotor อยู่ในตำแหน่งในแนวรัศมีที่เหมาะสม

การติดตามค่าขณะเดินเครื่องจะเหมือนกับ Bearing ฝั่ง Compressor คือมีการติดตามค่าการสั่นสะเทือนและอุณหภูมิของ Bearing การระบายความร้อนในส่วนนี้ นอกจะอาศัยการไหลผ่านน้ำมันหล่อลื่นเป็นหลักแล้ว ยังมีอากาศไหลผ่านช่วยระบายความร้อนผ่านช่อง Rotor Cooling Air Path อีกช่องทางหนึ่ง



รูปที่ 2.14 Turbine Bearing Journal Bearing ที่ติดตั้งด้าน Turbine (4)

18) Diffuser มีหน้าที่ในการบังคับทิศทางก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ลำดับสุดท้ายจาก Turbine Exhaust Casing ส่งผ่านไปยังหม้อกำเนิดไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator)

ทั้งนี้เพื่อชดเชยการขยายตัวจากความร้อนที่แตกต่างกัน Diffuser จึงจะถูกเชื่อมต่อกับ HRSG ด้วย Expansion Joint ซึ่งมีหน้าที่ป้องกันความร้อนและยังช่วยลดเสียงดังจากการไหลของก๊าซร้อนอีกด้วย

2.2 ประเภทความล้มเหลวของระบบเครื่องกังหันก๊าซ

ความล้มเหลวของเครื่องจักรและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า เป็นสาเหตุให้ที่ทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าและลดทอนความน่าลงทุนของประเทศ โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม หากระบบเครื่องกังหันก๊าซเกิดเหตุขัดข้อง ทำให้ทั้งโรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน กรณีในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง อาจส่งผลทำให้ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้

1) การกระแทกจากสิ่งแปลกปลอมภาพนอก (Foreign Object Damage : FOD)

Compressor Blade ส่วนใหญ่จะผลิตจากวัสดุซึ่งเป็นอลูมิเนี่ยมอัลลอยเพื่อให้มีน้ำหนักเบาและไททาเนี่ยมอัลลอยในส่วนที่เป็น High-pressure ซึ่งเป็นส่วนที่ต้องรองรับอุณหภูมิสูง ในเครื่องกังหันก๊าซบางรุ่นที่ต้องการให้เครื่องมีประสิทธิภาพสูงขึ้น ผู้ผลิตอาจเลือกใช้ไททาเนี่ยมอัลลอยทั้งหมดเพื่อให้สามารถรองรับโดยการเพิ่มอัตราส่วนการอัด (Compressor Ratio) ซึ่งส่งผลให้ Blade ต้องรองรับอุณหภูมิที่สูงขึ้น รวมถึงต้องการต้องทนทานต่อการเสียดสี เนื่องจากต้องการลดระยะห่าง (Clearance) ระหว่าง Blade และ Casing ให้น้อยที่สุด

ในเครื่องกังหันก๊าซที่ต้องการความทนทานสูง อาจเลือกใช้ High-Strength stainless alloys ในแถวแรก ๆ เพื่อให้ทนทานต่อการกระแทกจากสิ่งแปลกปลอมภาพนอก (Foreign Object Damage : FOD) ซึ่งอาจหลุดรอดมากจากแผ่นกรองอากาศหรือจากการแตกหักของชิ้นส่วนภายในได้ ซึ่งในรูปที่ 2.15 ได้แสดงตัวอย่างของ Blade ที่ถูกกระแทกโดย FOD

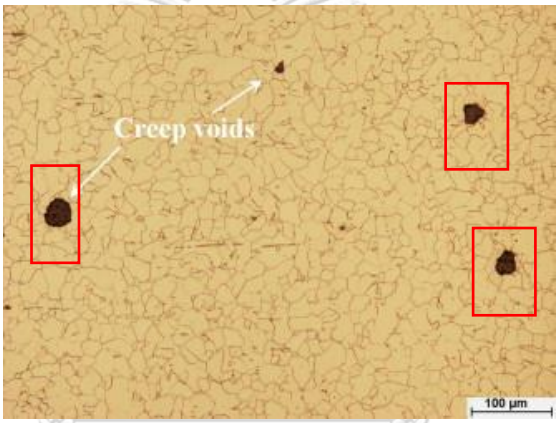
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 2.15 Compressor Blade ที่ถูกกระแทกจากสิ่งแปลกปลอมภายนอก(5)

2) ความเสียหายจากการคืบ (Creep failures)

ส่วนประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ ส่วนที่สัมผัสความร้อนสูงโดยเฉพาะ Turbine Blade และ High Pressure Compressor Blade รวมถึง Casing มีโอกาสเกิดความเสียหายในรูปแบบการคืบ เนื่องจากความเสียหายรูปแบบนี้ มักเกิดกับวัสดุที่ได้รับความเค้นประกอบกับความร้อน ซึ่งการออกแบบชิ้นส่วนเหล่านี้วัสดุที่เลือกใช้มักจะมีอัตราการคืบ (Creep Rate) ต่ำมาก เช่น High Strength Aluminum Alloy, Ni-based Alloy และ Titanium

กลไกการแตกหักเนื่องจากการคืบ (Creep Rupture Mechanism) เริ่มต้นจากโครงสร้างของเกรนจะเกิดรูพรุนตามขอบเกรน (Creep Voids) ดังแสดงในรูปที่ 2.16 จากนั้น Void จะขยายเพิ่มขึ้นเมื่อรับแรงและอุณหภูมิต่อเนื่อง Void ขยายถึงกัน ส่งผลให้เกิดการแตกหักแบบเปราะในที่สุด

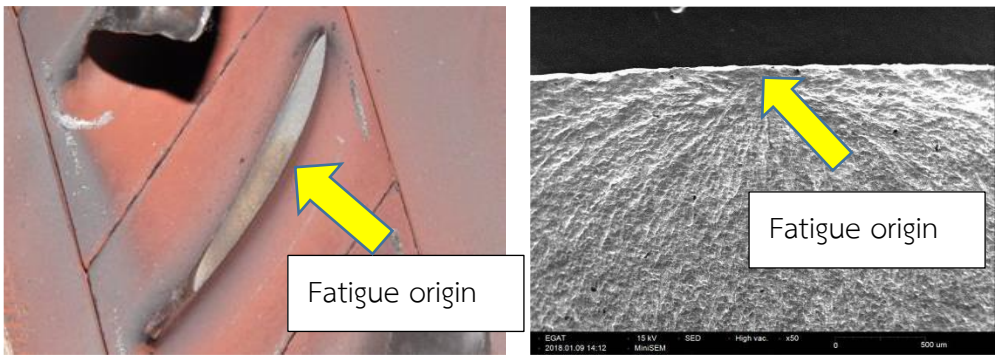


รูปที่ 2.16 Creep void จุดเริ่มต้นของกลไกการแตกหัก (6)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3) ความเสียหายจากการล้า (Fatigue failures)

การล้า (Fatigue) หมายถึง การที่ชิ้นงานได้รับโหลด หรือ แรงกระทำซ้ำ ๆ (Cyclic Load) จนเกิดจุดเริ่มต้นของการล้าและนำไปสู่การแตกร้าวที่มีการขยายตัวเพิ่มมากขึ้น (7) ท้ายสุดเมื่อชิ้นงานเหลือพื้นที่รับแรงลดลงจะเกิดการแตกหักทันทีทันใด (Overload) ตัวอย่าง Compressor Blade ที่เกิดแตกหักจากการล้าแสดงในรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 ความเสียหายของ Compressor Blade ที่เกิดจากการล้า

จากรูปแบบความเสียหายทั้งหมดที่กล่าวมา ไม่ว่าการแตกหักของใบ Blade หรือ Vane จะมาจากสาเหตุใด แต่เมื่อเกิดการแตกหักแล้วมักจะเกิดความรุนแรงเสมอ เนื่องจากความเร็วรอบของเครื่องกังหันก๊าซขณะเดินเครื่องที่ 3,000 รอบ/นาที หากชิ้นส่วนเกิดแตกหักไปกระแทกกับส่วนที่กำลังหมุน ย่อมขยายและสร้างชิ้นส่วนที่แตกหักใหม่ ๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.18

ภาพขยายรอยบิ่นและแตกหักของ Compressor ด้วยวิธี Bore Scope

Chulalongkorn University

รูปที่ 2.18 ความเสียหายรุนแรงจากการแตกหักของ Compressor

2.3 กลยุทธ์ของการบำรุงรักษา

กลยุทธ์ของการบำรุงรักษา หมายถึง การกำหนดแนวทางการบำรุงรักษาเครื่องจักรซึ่งมักอิงตามประเภทของการบำรุงรักษา เช่น การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์

2.3.1 การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance, CM) เป็นการบำรุงรักษาหลังเกิดการขัดข้องและทำการปรับแก้เพื่อให้เครื่องจักรกลับมาใช้งานได้ปกติ ซึ่งอาจใช้ในความหมายที่ใกล้เคียงกับการซ่อมบำรุงเมื่อเครื่องจักรเกิดการขัดข้อง (Breakdown Maintenance, BM) โดย BM

มักใช้เมื่อกับเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ที่ไม่ซับซ้อนและไม่กระทบต่อกระบวนการผลิต ในขณะที่ CM มักเพิ่มเติมในเรื่องการแก้ไขเพื่อให้ทำการซ่อมบำรุงได้ง่ายขึ้นด้วย

2.3.2 การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance, PM) หมายถึง การบำรุงรักษาตามกำหนดรอบระยะเวลาเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นบางครั้งจึงนิยมใช้คำว่าการบำรุงรักษาตามกำหนดระยะเวลา (Time-Based Maintenannce, TBM) การบำรุงรักษาแบบนี้ไม่คำนึงถึงสภาพของอุปกรณ์ในขณะนั้นว่าอยู่ในสภาพดีหรือไม่ โดยแบ่งประเภทย่อย ได้ดังนี้

1. การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาฟื้นฟู (Scheduled Restoration) เช่น กำหนดให้ปั๊มหยุดซ่อมใหญ่ (Overhaul) ทุก 4 ปี

2. การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง (Scheduled Discard) มักจะเป็นอุปกรณ์ที่ไม่สามารถฟื้นฟูสภาพได้ หรือเป็นอุปกรณ์ที่ใช้เวลาหรือค่าใช้จ่ายในการฟื้นฟูสภาพสูง ไม่คุ้มค่าที่จะดำเนินการ เช่น กำหนดให้เปลี่ยน Solenoid valve ใหม่ทุก 4 ปี

2.3.3 การบำรุงรักษาอิงตามเงื่อนไข (Condition-Based Maintenance, CBM) เป็นการบำรุงรักษามุ่งเน้นที่จะทำการป้องกันหรือลดผลพวงความเสียหายที่จะเกิดขึ้น โดยก่อนอุปกรณ์จะเกิดความเสียหายนั้นสามารถตรวจสอบได้จากสภาพหรือสัญญาณบางอย่าง เช่น การสั่นสะเทือน อุณหภูมิ รอยแตก แรงดัน หรือแม้กระทั่งการวิเคราะห์อนุภาคในน้ำมันหล่อลื่นก็สามารถบ่งชี้ถึงการสึกหรอในชิ้นส่วนต่าง ๆ ได้ ซึ่งมีความหมายใกล้เคียงกับ **การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (Predictive maintenance, PdM**) ต่างกันที่ PdM มีการนำการตรวจวัดสภาพสัญญาณดังกล่าว มาใช้เพื่อการวางแผนการหยุดเครื่องจักรเพื่อซ่อมบำรุงได้ก่อนที่เครื่องจักรนั้นจะแสดงอาการเสียหาย เช่น การวัดค่าความสั่นสะเทือนของปั๊ม (เป็น CBM) และวิเคราะห์ค่าความสั่นสะเทือนเพื่อกำหนดเวลาในการหยุดซ่อมปั๊ม (เป็น PdM)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.3.3 การบำรุงรักษาเชิงรุก (Proactive Maintenance, PaM) เป็นการกำหนดกิจกรรมบำรุงรักษาเพื่อให้สามารถตรวจจับและป้องกันความเสียหายของเครื่องจักร โดยมุ่งเน้นไปที่การค้นหารากของสาเหตุเป็นไปได้ทั้งหมด(8) โดยอาศัยเครื่องมือต่าง ๆ เช่น FMEA, Why-Why analysis หรือผังก้างปลา เพื่อจัดการก่อนที่จะเกิดปัญหาขึ้น ซึ่งการบำรุงรักษาที่ถูกกำหนดขึ้นจะประกอบไปด้วยการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) และการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (PdM)

ทั้งนี้ ได้เปรียบเทียบหลักการ ค่าใช้จ่าย ข้อดีและข้อเสีย ของกลยุทธ์บำรุงรักษาแต่ละประเภทดังแสดงใน ตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 เปรียบเทียบกลยุทธ์ของการบำรุงรักษาแต่ละประเภท

ประเภทกลยุทธ์บำรุงรักษา	หลักการ	ค่าใช้จ่าย	ข้อดี	ข้อเสีย
การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (CM)	ซ่อมเมื่อเสีย	ต่ำ	เหมาะสำหรับอุปกรณ์ที่ความสำคัญต่ำ	อาจก่อให้เกิดความเสียหายที่ไม่ได้ประเมินไว้
การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM)	บำรุงรักษาตามระยะเวลา/ความถี่ที่กำหนด	ปานกลาง	ไม่จำเป็นต้องมีประสบการณ์มากนัก	หากไม่ระมัดระวังย่อมทำให้เกิดการบำรุงรักษาที่เกินความจำเป็น
การบำรุงรักษาตามสภาพ (CBM)	ติดตามสภาพอุปกรณ์ซ่อมเมื่อพบสัญญาณความผิดปกติ	สูง	ลดต้นทุนการสำรองชิ้นส่วนอะไหล่ที่เกินความจำเป็น ช่วยยืดระยะเวลาการใช้งานเครื่องจักรออกไปได้	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการครั้งแรกสูง
การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (PdM)	CBM+นำข้อมูลมาวิเคราะห์เพื่อวางแผนซ่อมเมื่อพบสัญญาณความผิดปกติ	สูง	ตรวจพบความเสียหายได้ทันเวลาและมีข้อมูลเชิงลึกเพิ่มเติมเกี่ยวกับสาเหตุของการเสียหาย	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการครั้งแรกสูง
การบำรุงรักษาเชิงรุก (PaM)	เป็นแนวทางการกำหนดกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาตามรูปแบบความเสียหายจากนั้นเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาที่เหมาะสมซึ่งประกอบไปด้วย PM และ PdM	สูงที่สุด	หากดำเนินการอย่างถูกต้องถือเป็นกลยุทธ์บำรุงรักษาที่มีประสิทธิภาพสูงสุด	ต้องใช้ทักษะความรู้และระยะเวลา ในการดำเนินการครั้งแรกสูง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.4 การบำรุงรักษาเครื่องกังหันก๊าซ

ระยะเวลาที่สูญเสียไปในการบำรุงรักษาคือปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบกับค่าความพร้อมใช้งาน (Avaiability) ของเครื่องกังหันก๊าซในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ทั้งการบำรุงรักษาที่ได้วางแผนไว้หรือไม่ได้วางแผนไว้ ล้วนส่งผลให้เวลาที่เดินเครื่องลดลง โดยชนิดของการบำรุงรักษาที่ได้วางแผนไว้ของเครื่องกังหันก๊าซ สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทหลัก ๆ ได้แก่ (9)

1. งานบำรุงรักษาประเภท A หรือ Combustion Inspection
2. งานบำรุงรักษาประเภท B หรือ Minor Inspection
3. งานบำรุงรักษาประเภท C หรือ Major Overhaul

งานบำรุงรักษาในงานแต่ละประเภท ถูกกำหนดโดยขึ้นอยู่กับชั่วโมงเดินเครื่องเทียบเท่า (Equipvalent Operate Hours: EOH) เช่น งานบำรุงรักษาประเภท A กำหนดให้ทำที่ 9,000 EOH งานบำรุงรักษาประเภท B กำหนดให้ทำที่ 18,000 EOH งานบำรุงรักษาประเภท C กำหนดให้ทำที่ 36,000 EOH

2.4.1 งานบำรุงรักษาประเภท A

บางครั้งเราอาจเรียกงานบำรุงรักษาประเภทนี้ว่า Combustion Inspection โดยเป็นการกำหนดวาระในการบำรุงรักษาเพื่อตรวจสอบเครื่องกังหันก๊าซ โดยการตรวจสอบมุ่งเน้นไปที่ชิ้นส่วนที่สัมผัสความร้อนจากการเผาไหม้ (Hot Gas Parts) ว่ามีสภาพเป็นเช่นไร เนื่องจากชิ้นส่วนดังกล่าวได้รับความร้อนสูงและมีโอกาสที่จะเกิดความเสียหายมากที่สุด โดยการตรวจสอบนั้นจะใช้วิธีการส่องกล้อง Bore Scope ผ่านช่องที่ออกแบบไว้เพื่อให้สามาถสอดกล้องที่มีขนาดเล็กเข้าไปภายในเครื่องกังหันก๊าซได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.19 การตรวจสอบสภาพเครื่องกังหันก๊าซในงานบำรุงรักษาประเภท A นั้น จะไม่มีการถอด-ประกอบชิ้นส่วนหลัก ๆ ของเครื่องกังหันก๊าซ โดยการตรวจสอบประเภทนี้ มีวัตถุประสงค์ดังต่อไปนี้

1. ตรวจประเมินและบันทึกสภาพโดยรวมของชิ้นส่วนที่สัมผัสกับก๊าซร้อน, Compressor รวมถึงอุปกรณ์ในระบบเครื่องกังหันก๊าซ
2. สอบเทียบอุปกรณ์และเครื่องมือวัดค่าต่าง ๆ ให้มีความเที่ยงตรง
3. ประเมินปริมาณงานบำรุงรักษา ที่จำเป็นต้องดำเนินการในงานบำรุงรักษา ในครั้งต่อ ๆ ไป

ทั้งนี้ในงานบำรุงรักษาประเภท A จะยังไม่ถึงวงรอบในการเปลี่ยนชิ้นส่วนใด ๆ ไม่ว่าจะเป็น Combustion Linear, Nozzle, Turbine Blade หรือ Vane

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 2.19 ช่องสำหรับ Bore Scope เพื่อตรวจสภาพเครื่องกังหันก๊าซ

2.4.2 งานบำรุงรักษาประเภท B

งานบำรุงรักษาประเภทนี้ ผู้ผลิตเครื่องกังหันก๊าซบางส่วน อาจเรียกว่า งาน Minor Inspection ซึ่งขอบเขตในการบำรุงรักษาประเภทนี้ใกล้เคียงกับงานบำรุงรักษาประเภท A ซึ่งมีการตรวจสอบชิ้นส่วนภายในของเครื่องกังหันก๊าซโดยการ Bore Scope และไม่มีการถอดประกอบชิ้นส่วนใด ๆ ของเครื่องกังหันก๊าซเช่นกัน

แต่ในงานบำรุงรักษาประเภท B จะมีการตรวจสอบอุปกรณ์ส่วนควบ (Auxilary Equipment) ระบบควบคุมและป้องกัน (Protection) ของเครื่องกังหันก๊าซ เพิ่มเติมจากงานบำรุงรักษาประเภท A

2.4.3 งานบำรุงรักษาประเภท C

งานบำรุงรักษาประเภทนี้ บางโรงไฟฟ้าอาจใช้คำว่างาน Major Overhaul เนื่องจากเป็นงานบำรุงรักษา ที่มีกิจกรรมบำรุงรักษามากที่สุดและใช้เวลามากที่สุด โดยอาจใช้เวลาบำรุงรักษามากกว่า 1 เดือน สำหรับขอบเขตในการบำรุงรักษาประเภทนี้จะรวมไปถึงการตรวจสอบชิ้นส่วนภายในทั้งหมดของเครื่องกังหันก๊าซ ไม่ว่าจะเป็นชิ้นส่วนที่มีการหมุน (Rotating Parts) ชิ้นส่วนที่อยู่กับที่ (Stationary Parts) งานตรวจสอบอุปกรณ์ควบคุมอุปกรณ์ด้านความพร้อมปลอดภัย รวมไปถึงอุปกรณ์ส่วนควบ (Auxilary Equipment) ของระบบเครื่องกังหันก๊าซ

ในงานบำรุงรักษาประเภท C จะมีการถอด Upper Casing และทำการยก Rotor ของเครื่องกังหันก๊าซ ออกมาภายนอก ดังแสดงในรูปที่ 2.20 โดยมีวัตถุประสงค์ในการตรวจสอบดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.20 การถอด Upper Casing และทำการยก Rotor ของเครื่องกังหันก๊าซ

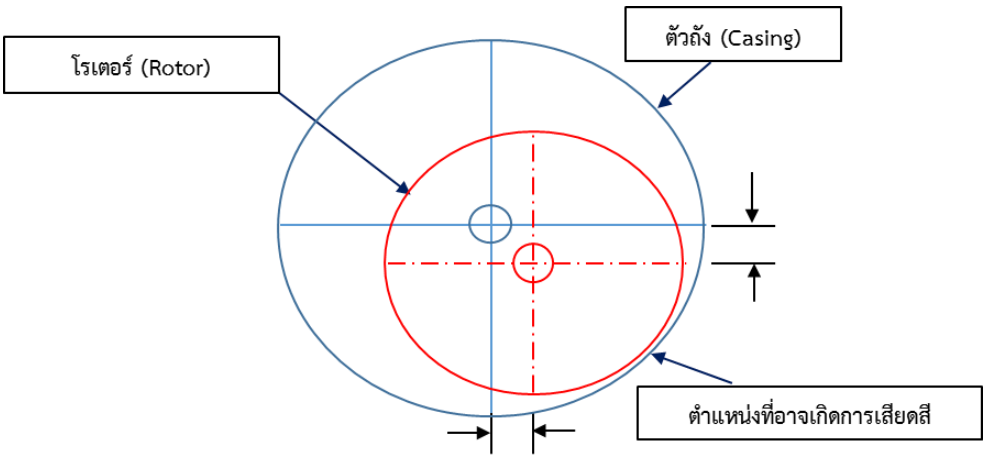
1. ประเมินสภาพโดยรวมของเครื่องกังหันก๊าซ โดยเฉพาะชิ้นส่วนที่สัมผัสกับก๊าซร้อน (Hot Gas Parts) รวมไปถึง Combuster, Turbine Vane, Turbine Blade และอุปกรณ์ส่วนควบของระบบเครื่องกังหันก๊าซ
2. ตรวจสอบสภาพและเปลี่ยนชิ้นส่วนที่ครบกำหนดในการใช้งาน
3. ตรวจสอบสภาพ Rotor โดยการแยกชิ้นส่วน หรือ Unstack Rotor
   แต่ทั้งนี้ผู้ผลิตเครื่องกังหันก๊าซบางส่วนอาจไม่กำหนดกิจกรรมในการตรวจสอบ Rotor ตลอดอายุการใช้งาน (Maintenance Free) ซึ่งสามารถลดขั้นตอนในการขนย้าย Rotor ไปยังโรงงานที่มีเครื่องจักรและความชำนาญเพื่อทำการ Unstack Rotor
4. ตรวจสอบชิ้นส่วน Compressor ด้วยวิธีตรวจพินิจ (Visual Inspection)
5. สอบเทียบ (Re-Calibrate) อุปกรณ์เครื่องมือวัด
6. ปรับปรุงชิ้นส่วนที่พบจุดบกพร่อง
7. จัดทำรายงานประเมินและจัดทำคำแนะนำในการเดินเครื่องและการบำรุงรักษา

2.5 เทคนิคการบำรุงรักษาตามสภาพสำหรับเครื่องกังหันก๊าซ

1) การวัดค่า Rotor Radial Position (RRP)

การวัดค่า Rotor Radial Position เป็นการวัดค่าตำแหน่งของ Rotor อ้างอิงกับ Casing จุดประสงค์เพื่อให้ Rotor อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสม กรณีที่ Rotor ไม่ได้อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมหรือชิด Casing ด้านใดด้านหนึ่งมากเกินไป ดังแสดงในรูปที่ 2.21 อาจส่งผลให้เกิดการเสียดสี (Rubbing) สร้างความเสียหายให้กับ Compressor Blade และ Vane ได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 2.21 การวัดค่า RRP และตำแหน่งที่อาจเกิดการเสียดสีระหว่างใบพัดกับตัวถัง

2) การ Bore Scope หรือ ตรวจสอบโดยการส่องกล้อง

การด้วยสอบสภาพโดยวิธี Bore Scope แสดงในรูปที่ 2.22 เป็นการตรวจสอบสภาพภายในเครื่องกังหันก๊าซ โดยอาศัยกล้องขนาดเล็ก สอดผ่านช่องขนาดเล็ก จุดประสงค์เพื่อทำการตรวจสอบสภาพภายในโดยไม่จำเป็นต้องทำการถอดประกอบเครื่องกังหันก๊าซ ทั้งนี้ผู้ที่มีหน้าที่ตรวจสอบจำต้องมีความเชี่ยวชาญ ทั้งด้านการใช้อุปกรณ์และด้านส่วนประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ เพื่อผลการตรวจสอบที่น่าเชื่อถือและป้องกันความเสียหายที่อาจจะเกิดกับเครื่องมือ

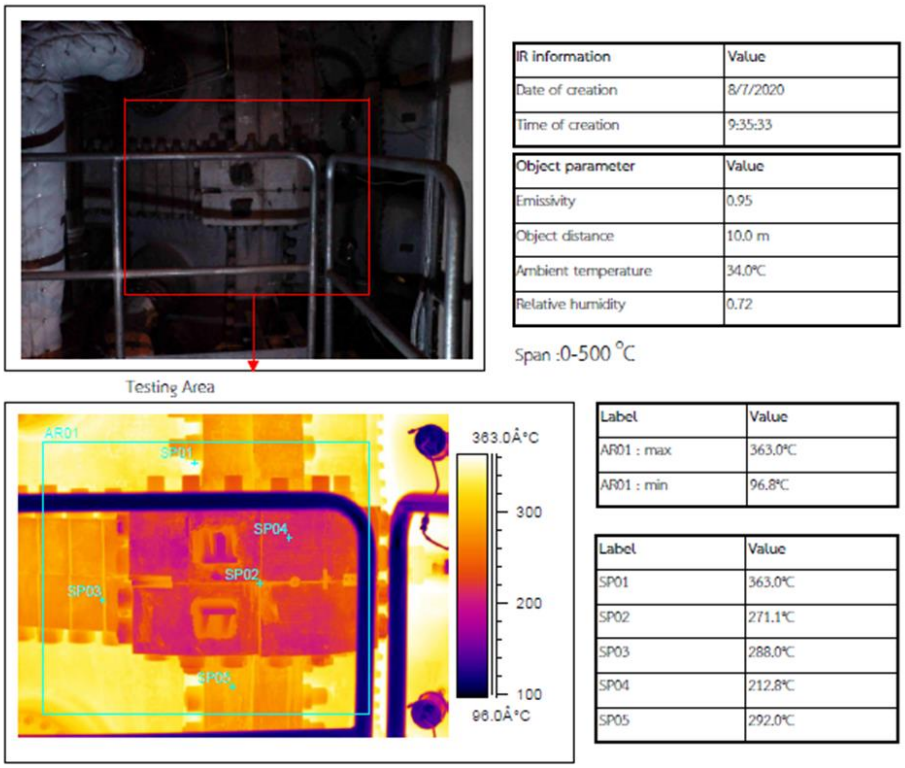
รูปที่ 2.22 การใช้ Bore Scope ตรวจสอบความสภาพเครื่องกังหันก๊าซ

3) การวัดอุณหภูมิ

เมื่อเกิดความผิดปกติของเครื่องกังหันก๊าซ อีกหนึ่งปัจจัยที่สามารถบ่งชี้ได้คืออุณหภูมิ เช่น กรณีที่เกิด Bearing เกิดแรงเสียดทานมากขึ้น หรือ เกิดการเสียดสีระหว่างหน้าสัมผัสของพื้นผิว ล้วนเป็นสาเหตุให้เกิดความร้อนสูงกว่าปกติ สำหรับเครื่องกังก๊าซ เป็นเครื่องจักรที่ให้กำลังโดยการเผาไหม้ภายใต้แรงดันและอุณหภูมิที่สูง ความล้มเหลวที่พบได้บ่อยคือไอร้อนจากห้องเผาไหม้รั่ว (Hot Air Leak) โดยปกติแล้วสามารถตรวจสอบได้เบื้องต้นโดยการวัดอุณหูมิจุดต้องสงสัย

ทั้งนี้เนื่องจากเครื่องกังหันก๊าซเป็นเครื่องจักรที่มีขนาดใหญ่ เทคนิคการตรวจสอบสภาพด้วยรังสีอินฟราเรด โดยอาศัยหลักการแผ่ความร้อนออกมาในรูปของรังสีแม่เหล็กไฟฟ้า จะเป็นตัวแสดงรูปแบบความร้อน ที่ให้ข้อมูลที่มีความสำคัญเกี่ยวกับสภาพในการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซ

เมื่อรูปแบบความร้อนถูกบันทึกเป็นภาพให้วิศวกรผู้ชำนาญการที่มีความรู้เกี่ยวกับเครื่องกังหันก๊าซนำภาพถ่ายเหล่านั้นมาวิเคราะห์ จะทำให้สามารถระบุถึงจุดที่มีปัญหาและช่วยในการสันนิษฐานถึงปัญหาหลัก ๆ ที่เกี่ยวกับสมรรถนะของเครื่องกังหันก๊าซ โดยตัวอย่างการตรวจสอบบริเวณรอยต่อของ Casing เพื่อตรวจไอร้อนจากห้องเผาไหม้รั่ว ได้แสดงในรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 ภาพถ่ายความร้อนบริเวณรอยต่อของ Casing เครื่องกังหันก๊าซ

4) การตรวจสภาพน้ำมันหล่อลื่น

น้ำมันหล่อลื่นได้รับการออกแบบมาเพื่อการใช้งานในรูปแบบต่าง ๆ สำหรับน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้ในระบบเครื่องกังหันก๊าซโดยมีการทำหน้าที่ที่แตกต่างกันไป โดยหลัก ๆ แล้วแบ่งเป็น 2 ประเภทคือ

1. การลดแรงเสียดทาน การสึกหรอและระบายความร้อนของชิ้นส่วนที่ต้องสัมผัสกัน เช่น แบริ่งหรือเฟืองต่าง ๆ
2. การส่งกำลังเพื่อขับเคลื่อนชิ้นส่วน เช่น ขับเคลื่อนลูกสูบในระบบ Rotor Barring ในการหมุนเพลาเครื่องกังหันก๊าซขณะหยุดเดินเครื่อง หรือ ขับเคลื่อนกลไกของ Blow Off Valve, VIGV

การตรวจสภาพน้ำมันหล่อลื่น แบ่งได้เป็น 3 ส่วน คือ

1. การวิเคราะห์คุณสมบัติของน้ำมันหล่อลื่น เป็นการวิเคราะห์ที่มุ่งเน้นคุณสมบัติทางเคมีและทางกายภาพ เช่น ความหนืด ความเป็นกรด-ด่าง จุดวาบไฟและความถ่วงจำเพาะ เนื่องจากเมื่อน้ำมันหล่อลื่นถูกใช้งานไปคุณสมบัติเหล่านี้ จะมีการเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการวิเคราะห์ในลักษณะนี้จะเป็นการเปรียบเทียบน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้งานแล้วกับน้ำมันหล่อลื่นใหม่ที่ยังไม่ยังไม่ถูกใช้งาน
2. การวิเคราะห์สิ่งสกปรกปนเปื้อนที่มาจากสิ่งแวดล้อมหรือถูกสร้างขึ้นภายในระบบหล่อลื่น เป็นการวิเคราะห์เพื่อตรวจหา น้ำ ฝุ่น คราบเขม่า สิ่งสกปรก ซึ่งมีผลในการเร่งปฏิกิริยาการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติทางเคมีและทางกายภาพ สำหรับระบบเครื่องกังหันก๊าซบางประเภทที่ใช้ระบบหล่อลื่นร่วมกัน ระหว่างเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำ มีโอกาสสูงที่จะมีน้ำปนเปื้อน ทำให้น้ำมันหล่อลื่นขาดคุณสมบัติที่เหมาะสมในการใช้งานอีกทั้งอาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เครื่องกังหันก๊าซมีการสึกหรอเพิ่มขึ้น
3. การวิเคราะห์อนุภาคโลหะที่สึกหรอ เป็นการวิเคราะห์หาความเข้มข้นและลักษณะอนุภาคโลหะของระบบเครื่องกังหันก๊าซที่สึกหรอ และปนเปื้อนมาในน้ำมันหล่อลื่น ซึ่งสามารถบ่งชี้ถึงชิ้นส่วนที่สึกหรอของระบบเครื่องกังหันก๊าซได้ เนื่องจากชิ้นแต่ละชนิดผลิตจากวัสดุที่แตกต่างกัน ทำให้สามารถวางแผนในการบำรุงรักษาเครื่องกังหันก๊าซได้เหมาะสมมากขึ้น

การตรวจสอบสภาพน้ำมันหล่อลื่น นอกจากจะเป็นการเพิ่มความพร้อมใช้งานของเครื่องกังหันก๊าซแล้ว ยังเป็นการยืดอายุของน้ำมันหล่อลื่น เนื่องจากหากพบความผิดปกติของคุณภาพน้ำมันเบื้องต้นสามารถแก้ไขได้โดยการเติมสารปรุงแต่งคุณสมบัติ (Additive) หรือ หากพบสิ่งสกปรกปนเปื้อน สามารถทำการขจัดสิ่งปนเปื้อนเหล่านั้น โดยการติดตั้งเครื่อง Lube Oil Purify สามารถลดค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนน้ำมันหล่อลื่นทั้งระบบซึ่งมีค่าใช้จ่ายสูง

5) การตรวจสอบด้วยคลื่นอัลตราโซนิค

การตรวจสอบด้วยคลื่นอัลตร้าโซนิค นิยมใช้สำหรับการตรวจสอบการรั่วไหลผ่านหน้าวาล์ว (Valve Passing) ต่างจากวาล์วรั่วสู่ภายนอกที่สามารถตรวจสอบด้วยการตรวจสอบด้วยตาเปล่า (Visual Inspection) ดังแสดงในรูปที่ 2.24 สำหรับการตรวจสอบวาล์วรั่วในระบบโดยใช้คลื่นอัลตราโซนิคนั้น อาศัยหลักการของคลื่นเสียง โดยหากวาล์วอยู่ในสภาพปกติ เมื่อวาล์วปิดสนิทการวัดเสียงความถี่สูง (Ultrasound) ด้าน Down Steam ย่อมไม่ได้เกิดเสียงขึ้น ตรงกันข้ามหากวาล์วผิดปกติกล่าวคือเกิดการรั่วไหลผ่านหน้า Valve จะเกิดคลื่นเสียงความถี่สูง ซึ่งผู้ตรวจสอบสามารถตรวจสอบได้

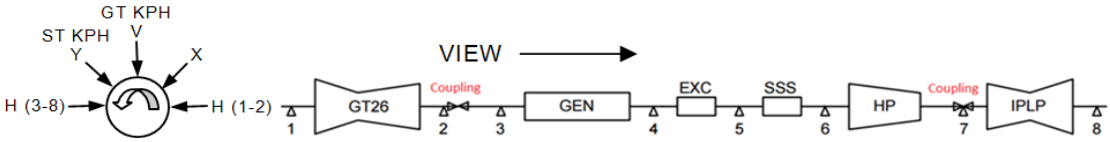
รูปที่ 2.24 วาล์วรั่ว (leak) สู่ภายนอก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6) การวิเคราะห์การสั่นสะเทือน

การวิเคราะห์การสั่นสะเทือนของการหมุนของเครื่องจักร เป็นการตรวจสอบซึ่งสามารถบ่งชี้ได้ถึงสภาพปัญหาของเครื่องจักรได้ เช่น การเสียสมดุล (Rotating Unbalance) การเยื้องศูนย์ของเพลา การหลวมคลอนของชิ้นส่วนหมุนหรือการหลวมคลอนของโครงสร้าง ความผิดปกติที่แบริ่งและที่เกียร์ ปัญหาเรื่องการหล่อลื่น ความถี่สั่นพ้อง ความผิดปกติของสายพาน

การวิเคราะห์การสั่นสะเทือนสามารถที่จะบอกสาเหตุความผิดปกติและบอกระดับความรุนแรงของเครื่องจักรหมุนได้ โดยจุดสำคัญของเครื่องกังหันก๊าซ จำเป็นต้องวัดและวิเคราะห์การสั่นสะเทือนแสดงให้เป็นดังรูปที่ 2.25 โดยสัญญาณที่มีความจำเป็นในการวิเคราะห์ ประกอบไปด้วย Spectum และ Obit



รูปที่ 2.25 จุดสำคัญของเครื่องกังหันก๊าซที่จำเป็นต้องวัดและวิเคราะห์การสั่นสะเทือน

7) การตรวจสอบโดยไม่ทำลาย (Non Destructive Testing, NDT)

การตรวจสอบโดยไม่ทำลาย หมายถึง กรรมวิธีที่ใช้ค้นหารอยบกพร่องหรือความผิดปกติใด ๆ ที่มีอยู่ในชิ้นงาน ทั้งที่เป็นอันตรายต่อการใช้งานหรือไม่เป็นอันตรายต่อการใช้งาน โดยที่ไม่ทำให้เกิดความเสียหายขึ้นกับชิ้นงานนั้น เทคนิค NDT ที่นิยมใช้ในการทดสอบในระบบเครื่องกังหันก๊าซประกอบไปด้วย

1.การตรวจสอบโดยใช้สายตา (Visual Inspection, VI) เป็นการตรวจสอบโดยไม่ทำลายที่สะดวก รวดเร็ว และประหยัดที่สุด ดังนั้นหากสามารถตัดสินผลของการตรวจสอบโดยใช้การตรวจสอบโดยใช้สายตาได้แล้ว ก็ไม่จำเป็นที่จะต้องใช้การตรวจสอบโดยวิธีอื่นอีก แต่อย่างไรก็ตาม ความไม่ต่อเนื่องของชิ้นงาน อาจเกิดในตำแหน่งหรือขนาดที่ไม่สามารถมองเห็นได้ด้วยตาเปล่า จึงได้มีการพัฒนาวิธีการตรวจสอบโดยไม่ทำลายวิธีต่าง ๆ ขึ้นมาเพื่อช่วยให้สามารถตรวจสอบความผิดปกติได้

2. การตรวจสอบด้วยสารแทรกซึม (Penetrant testing, PT) เพื่อหาความบกพร่องในเนื้อวัสดุ ด้วยคุณสมบัติพิเศษของสารแทรกซึม คือสามารถซึมเข้าไปในช่องว่างแคบ ๆ ที่เป็นรอยร้าวขนาดเล็กได้ จึงสามารถใช้ได้ผลกับชิ้นงานทั้งโลหะและอโลหะ หลักการทำงานเริ่มจากทำความสะอาดชิ้นงานด้วยน้ำยาทำความสะอาดชิ้นงาน (Cleaner) จากนั้นให้ใช้พ่นหรือทาสารแทรกซึม (Penetrant) ทิ้งไว้ในระยะเวลาทำที่กำหนดในคู่มือ ซึ่งในขั้นตอนนี้ หากมีรอยแตกร้าวสารแทรกซึมที่มีสีแดงจะแทรกซึมเข้าสู่รอยร้าว ควรทำความสะอาดน้ำยาส่วนเกินออก จากนั้นให้ทำการพ่นน้ำยา (Developer) ซึ่งมีสีขาวลงบนชิ้นงานเพื่อดึงสารแทรกซึมที่ยังคงค้างในรอยแตกร้าว หากพบรอยสีแดงเกิดขึ้น แสดงว่าชิ้นดังกล่าวมีข้อบกพร่องเกิด โดยในรูปที่ 2.26 แสดงตัวอย่างการใช้การตรวจสอบด้วยสารแทรกซึม ตำแหน่ง Compressor Blade ของเครื่องกังหันก๊าซซึ่งมีข้อดีตรงที่สามารถทำได้ครั้งละจำนวนมาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

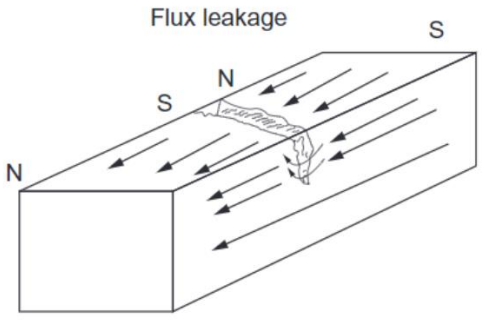
รูปที่ 2.26 การตรวจสอบด้วยสารแทรกซึมตำแหน่ง Compressor Blade

3. **การตรวจสอบโดยอนุภาคแม่เหล็ก (Magnetic Particle Testing, MT)** ใช้กับวัสดุเฟอร์โรแมกเนติกหรือวัสดุที่แม่เหล็กดูดได้เช่น เหล็ก นิกเกิลและโคบอลท์ โดนขั้นตอนการทำทดสอบมีดังต่อไปนี้

1) ทำความสะอาดพื้นผิวชิ้นงานและบริเวณรอบ ๆ เพื่อให้มั่นใจว่าปราศจากเศษผงหรือ คราบไขมันต่าง ๆ
2) ติดตั้งเครื่องมือทดสอบ เพื่อสร้างสนามแม่แหล็ก หรือ Magnetic Field Lines
3) พ่นผงทดสอบอนุภาพแม่เหล็กหรือ Magnetic Paricles

หากชิ้นงานมีความไม่สมบูรณ์หรือเกิดรอยแตกร้าว สนามแม่เหล็กจะเกิดการเรียงตัวแบบไม่สมบูรณ์และเกิดการดึงดูดผงทดสอบอนุภาคแม่เหล็กหนาแน่นบริเวณที่เกิดร้อยร้าวและมองเห็นได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.27 แต่ทั้งนี้ข้อจำกัดของการทดสอบแบบ MT คือชิ้นงานที่เป็น Stainless Steel ซึ่งเป็นวัสดุที่ใช้ผลิต Blade และ Vane ในบางแถวไม่สามารถทดสอบกับวิธีนี้ได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 2.27 การดึงดูดผงทดสอบอนุภาคแม่เหล็กบริเวณที่เกิดร้อยร้าว (10)

4. **การทดสอบโดยวิธีกระแสไหลวน (Eddy Current Testing, ET)** อาศัยหลักการเหนี่ยวนำแม่เหล็กไฟฟ้า ทำให้เกิดกระแสไหลวนบนชิ้นส่วนที่ต้องการทดสอบ โดยเมื่อหัวทดสอบเคลื่อนที่ผ่านความผิดปกติหรือความไม่สมบูรณ์ของชิ้นงาน กระแสที่แสดงที่ตัวเครื่องจะมีการเปลี่ยนแปลงแตกต่างกัน ตามลักษณะหรือรูปร่างตำหนิของชิ้นงาน โดยผู้ทดสอบต้องมีความรู้และทักษะในการอ่านผลการทดสอบเพื่อให้ผลการวัดมีความเที่ยงตรงแม่นยำ

สำหรับการตรวจสอบรอบแตกร้าวของ Compressor Blade และ Vane เหมาะสมที่จะใช้วิธี Eddy Current Test เนื่องจากจำนวนใบ Blade และ Vane แต่ละแถวมีจำนวนมาก การนำวิธี ET มาใช้สามารถทำงานได้รวดเร็ว โดยในรูปที่ 2.28 แสดงถึงการตรวจสอบ Vane ซึ่งมีจำนวนมากโดยวิธี ET แต่ทั้งนี้ Compressor Blade ในบางแถวที่มีการเคลือบผิวด้วยวัสดุที่มีความแข็งเป็นพิเศษ เช่น Cubic Boron Nitride (CBN) อาจสร้างความเสียหายให้กับหัวที่ใช้ทดสอบได้

รูปที่ 2.28 การตรวจสอบ Compressor Vane วิธี Eddy Current Testing

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5. **การตรวจสอบด้วยการถ่ายภาพรังสี (Radiographic testing, RT)** อาศัยหลักการของรังสีที่ผ่านเข้าไปสู่วัสดุที่ทึบแสงแล้วทะลุอีกด้านหนึ่ง ปริมาณที่ทะลุผ่านออกมาของรังสี จะบ่งชี้ให้ทราบถึงสิ่งบกพร่องและปริมาณของเนื้อวัสดุ สาเหตุเพราะรังสีถูกดูดซึมเอาไว้ ถ้าเนื้อวัสดุที่มีสิ่งบกพร่อง หรือปริมาณของเนื้อวัสดุน้อย เช่น มีรอยแตกร้าว หรือ โพรงอากาศซึ่งอาจเกิดขึ้นจากงานเชื่อม จะมีปริมาณของรังสีที่ทะลุผ่านและจะไปปรากฏบนแผ่นฟิล์มในปริมาณที่มาก แต่ในทางตรงกันข้ามถ้าไม่มีสิ่งบกพร่องหรือเนื้อวัสดุมากปริมาณรังสีที่ตกกระทบแผ่นฟิล์มน้อยเพราะถูกเนื้อวัสดุดูดซับ (Absorb) เอาไว้

การตรวจสอบแบบ RT เหมาะสำหรับนำมาใช้ในงานตรวจสอบแนวเชื่อมในการซ่อมแซมความเสียหายของส่วนประกอบเครื่องกังหันก๊าซ เช่นระบบท่อของ Once Thru Cooler เนื่องจากการแปลผลของฟิล์ม ทำได้ง่ายกว่าการแปลผลจากสัญญาณของการทดสอบวิธีอื่น แต่สิ่งหนึ่งที่ควร

พิจารณาระมัดระวังคือ ขณะทำการทดสอบ RT มีความอันตรายจากรังสี ต้องกันคนที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณใกล้เคียงออกจากพื้นที่ ซึ่งอาจจะกระทบต่อแผนงานที่วางไว้ในส่วนอื่น ๆ ได้ และต้นทุนในการตรวจสอบ อาจสูงกว่าการดำเนินการด้วยวิธีตรวจสอบแบบอื่น

2.6 ค่าความพร้อมจ่าย ค่า MTBF และ ค่า MTTR

ค่าความพร้อมจ่าย (Availability, A) หรือนิยมเรียกกันทั่วไปว่า ค่าความพร้อมใช้งาน เป็นความสามารถที่ใช้งานระบบ หรือเครื่องจักรได้ตามเวลาที่ต้องการความพร้อมจ่ายนี้มีความสัมพันธ์กับความเชื่อถือได้ (Reliability, R) และค่าความสามารถในการบำรุงรักษา (Maintainability) กล่าวคือ การเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายสามารถทำได้ด้วยการเพิ่มค่าความน่าเชื่อถือของระบบเพื่อลดโอกาสที่ระบบจะเกิดความล้มเหลวหรือขัดข้อง หรือด้วยการเพิ่มความสามารถในการบำรุงรักษาโดยเมื่อระบบเกิดความเสียหายต้องสามารถซ่อมบำรุงให้กลับมาใช้งานได้โดยเร็วที่สุด ในงานวิจัยนี้ค่าความสามารถในการบำรุงรักษา คำนวณจากค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อม (Mean Time To Repair, MTTR) ซึ่งมีสูตรการคำนวณดังนี้

$$A = \frac{\text{ระยะเวลาที่ระบบพร้อมทำงาน}}{\text{ระยะเวลาทำงานตามแผนงาน}} \text{ X } 100\ \% \quad ($$

$$MTBF = \frac{\text{ผลรวมของเวลาระหว่างการขัดข้องแต่ละครั้ง}}{\text{จำนวนครั้งที่เครื่องจักรหยุดซ่อม}} \quad ($$

$$MTTR = \frac{\text{ผลรวมเวลาหยุดซ่อมเครื่องจักรแต่ละครั้ง}}{\text{จำนวนครั้งที่เครื่องจักรหยุดซ่อม}} \quad ($$

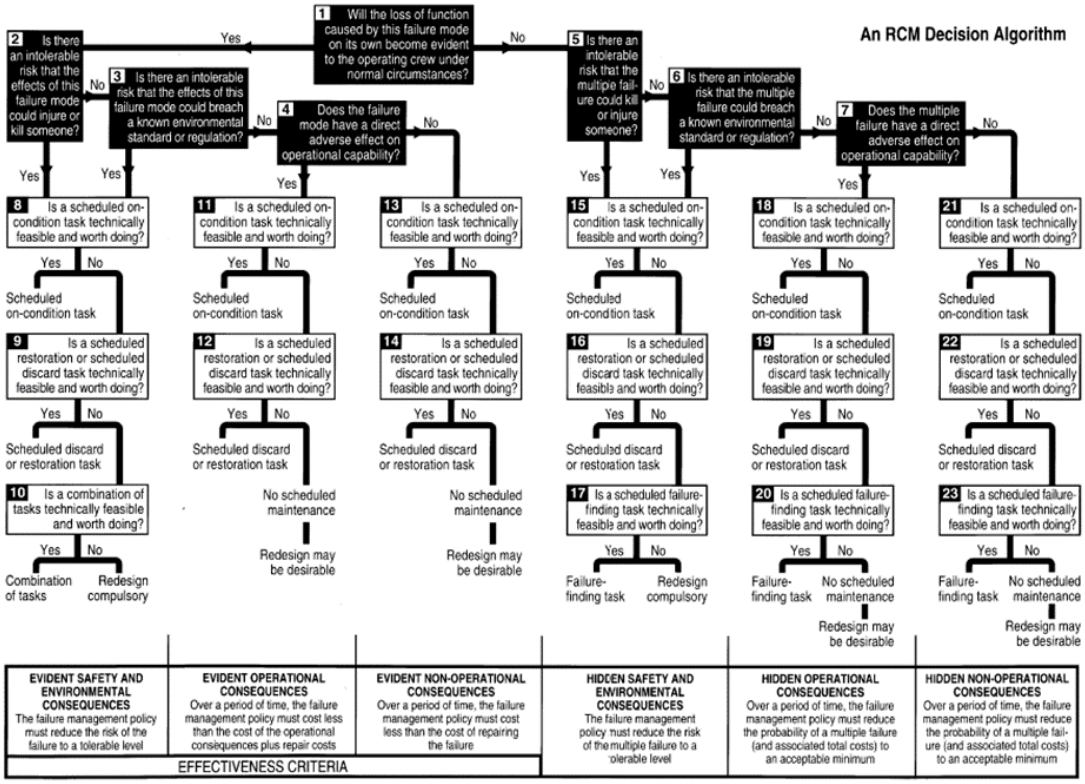
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในช่วงยุคแรกแรกของการนำเครื่องบินเจ็ทมาใช้งานเชิงพาณิชย์พบอัตราการตกของเครื่องบินที่ค่อนข้างสูงเนื่องจากช่วงเวลานั้น (ปี คศ.1957) นักออกแบบและผู้มีหน้าที่บำรุงรักษา มีความเชื่อว่า "ทุกชิ้นส่วนของเครื่องบินมีอายุการใช้งาน" ทำให้แผนการบำรุงรักษาเครื่องบินในยุคนั้นได้กำหนดเวลาในการยกเครื่อง (Overhaul) หรือเปลี่ยนชิ้นส่วนของเครื่องบินเกือบทั้งหมด แต่ผลที่ได้จากการศึกษาวิจัยกลับพบว่า "ความเสียหายของเครื่องบินเกือบทั้งหมดนั้นไม่มีความเกี่ยวข้องกับอายุ"

ต่อมาภายหลัง ในปี คศ.1978 Nowlan และ Heap ได้ทำการเขียนหนังสือชื่อ การบำรุงรักษาเน้นความเชื่อถือได้ (Reliability Centered Maintenance, RCM) (11) โดยเนื้อหาได้อธิบายถึงการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของเครื่องบินเจ็ท ซึ่งภายหลังการปรับปรุงพบว่าอัตราการตกลดลงถึง 20 เท่า

การบำรุงรักษาเน้นความเชื่อถือได้มุ่งเน้นไปที่การกำหนดกลยุทธ์ในการบำรุงรักษา ให้สอดคล้องกับระดับความวิกฤติของผลการกระทบที่ได้จากการวิธีเคราะห์ใน FMEA โดยใช้มาตรฐาน SAE JA1011 (12)ซึ่งเป็นแผนภูมิช่วยในการตัดสินใจ (Decision Making Tree) เลือกใช้กลยุทธ์ในการบำรุงรักษาให้เหมาะสม ดังแสดงในรูปที่ 2.29

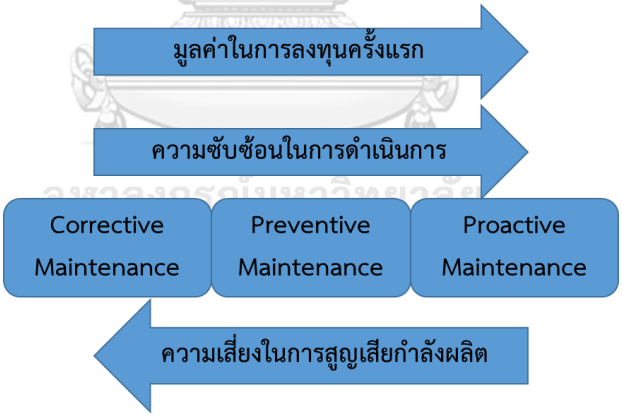


รูปที่ 2.29 SAE JA1011 ผังการตัดสินใจในการเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษา (10)

ในกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเลียมประเทศนอร์เวย์ (Norwegian petroleum industry) ได้ร่วมกันจัดทำ Norsak Standard ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ใช้ในการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์ในอุตสาหกรรมผลิตน้ำมันทั้งบนฝั่งและกลางทะเลตามระดับความวิกฤติ (13) โดยการกำหนดเกณฑ์ในการแบ่งระดับความวิกฤติของอุปกรณ์โดยคำนึงถึง 4 ด้านดังนี้

- ความปลอดภัย
- สิ่งแวดล้อม
- ความสูญเสียในการผลิต
- ต้นทุนในการผลิต

Alexander and Adam (14) นักศึกษาปริญญาโทมหาลัย CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY ได้ประยุกต์หลักการกำหนดกลยุทธ์บำรุงรักษาตามระดับความวิกฤติของเครื่องจักรในโรงงานผลิตรถบรรทุกของ Volvo โดยเสนอว่าควรเลือกใช้การบำรุงรักษาเชิงรุกสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติสูง ซึ่งการบำรุงรักษาเชิงรุกประกอบไปด้วยการบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ที่มีต้นทุนในการทำบำรุงรักษารวมถึงมีความซับซ้อนมากที่สุด สอดคล้องกับ Paul A. Ozor และคณะ (คศ.2015) (15) ที่เลือกใช้การบำรุงรักษาอิงตามเงื่อนไข (CBM) กับอุปกรณ์มีความวิกฤติสูงในโรงงานผลิตเครื่องดื่ม อุปกรณ์ที่ความวิกฤติรองลงมากำหนดให้ใช้การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) อุปกรณ์ที่ไม่กระทบกับการผลิตเลือกใช้การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (CM) ซึ่งเป็นการบำรุงรักษาเมื่ออุปกรณ์เกิดความเสียหาย เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและมีความซับซ้อนในการบำรุงรักษาน้อยที่สุดดังแสดงให้ที่เห็นในรูปที่ 2.30



รูปที่ 2.30 เปรียบเทียบการบำรุงรักษาแต่ละประเภท

งานวิจัย Fe´lix C. และ Jose´(2005) (16) ได้แสดงให้ถึงความสำคัญของการกำหนดกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาให้เหมาะสมกับทรัพยากรที่มีอย่างจำกัด โดยการบำรุงรักษาที่สอดคล้องกับระดับความวิกฤติของอุปกรณ์สามารถลดต้นทุนในการบำรุงรักษาได้ ซึ่งกระบวนการเริ่มต้นโดยการแบ่งระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ตามระดับดัชนีความวิกฤติ (Criticality Index)

จากนั้นกำหนดกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาให้เหมาะสม ดังแสดงใน ตารางที่ 2.2 อุปกรณ์ที่มีดัชนีความวิกฤตินะดับ 5 หรืออุปกรณ์ที่ต้องการค่าความพร้อมใช้งานสูงสุด ไม่ควรเกิดความขัดข้องระหว่างการใช้งานแต่หากเกิดความขัดข้องต้องสามารถตรวจจับความผิดปกติได้อย่างรวดเร็ว เพื่อใช้เวลาในการแก้ใช้ให้น้อยที่สุด อุปกรณ์ประเภทนี้เสนอให้เลือกใช้การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ หรือ Predictive maintenance (on-line) คือต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์วัดค่าเพื่อให้สามารถตรวจสอบความผิดปกติได้ตลอดเวลา

อุปกณ์ที่มีดัชนีความวิกฤติระดับ 4 เลือกใช้ Predictive maintenance (off-line) คือ ใช้เครื่องมือวัดค่าแบบพกพา (Portable) ซึ่งทำให้สามารถวัดค่าอุปกรณ์ได้หลายตัว ซึ่งมีลดต้นทุนในการบำรุงรักษาต่ำกว่าแบบ Online

อุปกรณ์ที่มีดัชนีความวิกฤติระดับ 3 และ 2 เลือกใช้ Preventive Maintenance ส่วนที่แตกต่างคืออุปกรณ์ ดัชนีความวิกฤติระดับ 3 กำหนดให้มีวงรอบในการฟื้นฟูหรือเปลี่ยนใหม่ แต่ระดับ 2 กำหนดให้ใช้ Preventive Maintenance (Basic) กล่าวคือ กำหนดกิจกรรมบำรุงรักษาขั้นพื้นฐาน เช่น การกำหนดความถี่ในการอัดจาระบี เป็นต้น

อุปกรณ์ที่มีดัชนีความวิกฤติระดับ 1 คืออุปกรณ์ที่มีความวิกฤติต่ำสุด เลือกใช้การบำรุงรักษาเชิงแก้ไขปรับปรุง (CM) ซึ่งเป็นการบำรุงรักษาหลังพบความเสียหายในอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติต่ำ ซึ่งสามารถลดต้นทุนในการบำรุงรักษาได้

ตารางที่ 2.2 กลยุทธ์บำรุงรักษาที่เหมาะสมกับระดับความวิกฤติต่าง ๆ (ดัดแปลงจากงานวิจัยของ Fe´lix C. and Jose,´2005)

ระดับดัชนีความวิกฤติ (Criticality Index)	**กลยุทธ์บำรุงรักษาที่เลือกใช้**
5 (สูงสุด)	Predictive maintenance (on-line)
4	Predictive maintenance (off-line)
3	Preventive Maintenance
2	Preventive Maintenance (Basic)
1	Corrective Maintenance

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทั้งนี้ยังมีงานวิจัยที่กล่าวถึงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติสูง (17) เช่น อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และทำการปรับปรุงการบำรุงรักษา โดยนำการบำรุงรักษาเชิงรุก (Proactive Maintenance, PaM) มาใช้แทนการบำรุงรักษาแบบเดิมซึ่งส่วนใหญ่เป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) และการบำรุงรักษาแบบซ่อมเมื่อเสีย (CM) โดยการเริ่มต้นจาการทำจัดทำ FMEA เพื่อวิเคราะห์ความล้มเหลวของอุปกรณ์และผลกระทบจากความล้มเหลวนั้น จากนั้นวิเคราะห์รากสาเหตุ (Root Cause) โดยใช้เครื่องมือ (Why-Why Analysis) และกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาให้สามารถป้องกันความล้มเหล้วได้ หลังจากปรับปรุงพบว่าค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้ามีค่าความพร้อมจ่ายมากขึ้นสูงกว่าเป้าหมายที่ 99.25% และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานน้อยลงซึ่งหมายถึงค่าความน่าเชื่อเถื่อ (Reliability) เพิ่มมากขึ้น

งานวิจัยนี้จะทำการวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ของระบบกังหันก๊าซเพื่อนำไปสู่การเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่เหมาะสมกับอุปกรณ์นั้น ซึ่งระบบกังหันก๊าซนี้เป็นเครื่องจักรหลักและเป็นสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหันมากที่สุดซึ่งคาดว่าผลของดำเนินการกลยุทธ์ของการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่คำนึงถึงระดับความวิกฤติของอุปกรณ์นั้นจะสามารถลดการหยุดกะทันหันของโรงไฟฟ้าและเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3

ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยแสดงในรูปที่ 3.2 เริ่มตั้งแต่ คัดเลือกระบบที่มีความวิกฤติสูงสุดในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ต่อมาสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์แล้วทำการวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ต่าง ๆ หลังจากนั้นจึงทำการเลือกและกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์เหล่านั้น ทำการปรับปรุงแผนงานและดำเนินการตามแผน สุดท้ายทำการประเมินผลการปรับปรุง รายละเอียดมีดังนี้

3.1 คัดเลือกระบบที่มีความวิกฤติสูงที่สุดในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

หลังจากศึกษาหลักการทำงานและการบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เก็บรวบรวมข้อมูลสถิติการเกิดปัญหา วิเคราะห์สัดส่วนของระบบที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่อง จากนั้นคัดเลือกระบบที่สาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหันมาทำการวิจัยต่อในลำดับต่อไป

3.2 การสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์

การสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ในงานวิจัยนี้ได้มาจากข้อสรุปของคณะทำงานของโรงไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย วิศวกรระบบงานบำรุงรักษา วิศวกรเครื่องกล วิศวกรไฟฟ้า วิศวกรเครื่องมือวัดและควบคุม และวิศวกรเดินเครื่องจักร เกณฑ์ระดับความวิกฤตินี้แบ่งออกได้ 4 ระดับ (Class) คือ A, B, C และ D โดยแบ่งตามด้านผลกระทบต่อการผลิต ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมและอื่น ๆ ตามหลักเกณฑ์การวิเคราะห์ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.1 ผลกระทบต่อการผลิต

ผลกระทบด้านการผลิตเป็นปัจจัยหลักที่ต้องงานวิจัยนี้ต้องการปรับปรุง โดยให้ความสำคัญกับอุปกรณ์ที่หากเกิดความขัดข้องจะส่งให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหันหรือต้องลดกำลังการผลิตมากว่าหรือเท่ากับ 50% เป็นอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติสูงสุด (A)

สาเหตุที่กำหนดให้อุปกรณ์ที่ทำให้ต้องลดกำลังการผลิตมากกว่า 50% เป็นอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติระดับ A เทียบเท่าอุปกรณ์ที่ต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหันนั้น เนื่องมาจากตามสัญญาซื้อ-ขายไฟฟ้า กำหนดให้ทั้งสองเหตุการณ์ โรงไฟฟ้าต้องจ่ายค่าปรับเนื่องจากไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามกำหนดในจำนวนค่าปรับที่เท่ากัน

ส่วนอุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตน้อยกว่า 50% นั้น กำหนดให้เป็นอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติระดับ B เนื่องมาจากค่าปรับเนื่องจากการไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามกำหนดจากเหตุการณ์ลักษณะนี้ จะถูกคิดคำนวณตามกำลังการผลิตที่หายไป ไม่ใช่ทั้งหมด

สำหรับอุปกรณ์ที่ผลกระทบต่อการผลิตแต่มีอุปกรณ์สำรอง กำหนดให้เป็นอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติระดับ C กล่าวคือไม่จำเป็นต้องเข้มงวดมากนักเพราะอาจจะส่งผลให้เกิดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูงเกิดจำเป็น แต่ไม่สามารถเพิกเฉยในการบำรุงรักษาได้

ท้ายสุดคืออุปกรณ์ที่ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิต กำหนดให้เป็นอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติระดับ D โดยได้สรุปเกณฑ์การตัดสินใจแสดงตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 เกณฑ์การตัดสินใจระดับความวิกฤติด้านผลกระทบต่อการผลิต

ผลกระทบต่อการผลิต	**ระดับความวิกฤติ**
อุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน หรือต้องลดกำลังการผลิตมากว่าหรือเท่ากับ 50%	A
อุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตน้อยกว่า 50%	B
อุปกรณ์ที่มีผลกระทบต่อการผลิตแต่มีอุปกรณ์สำรอง	C
อุปกรณ์ที่ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิต	D

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.2 ผลกระทบด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

ผลกระทบด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม เป็นปัจจัยที่ไม่สามารถมองข้ามได้ โดยงานวิจัยนี้ให้ความใส่ใจต่อผลกระทบด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมต่อชุมชนภายนอกโรงไฟฟ้าเป็นสิ่งสำคัญที่สุด ซึ่งได้กำหนดให้อุปกรณ์เหล่านี้มีความวิกฤติระดับ A และ B

ส่วนอุปกรณ์ที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริเวณโรงไฟฟ้า แต่ไม่มีผลกระทบต่อการผลิต กำหนดให้มีความวิกฤติระดับ C เนื่องจากหากมีปัญหายังสามารถควบคุมความเสียหายได้ โดยอาจการปิดกั้นพื้นที่ หรือ แจ้งสามารถแจ้งเตือนให้ผู้ปฏิบัติงานภายในโรงไฟฟ้าเพิ่มความระมัดระวังได้อย่างทั่วถึง

อุปกรณ์ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม กำหนดให้มีความวิกฤติระดับ D ไม่จำเป็นต้องเข้มงวดมากนัก ทำให้ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอยู่ในระดับที่เหมาะสม

ทั้งนี้ได้สรุปเกณฑ์การตัดสินใจระดับความวิกฤติด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม แสดงตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 เกณฑ์การตัดสินใจระดับความวิกฤติด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม	**ระดับความวิกฤติ**
ส่งผลกระทบต่อมีผลกระทบด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมต่อชุมชนจนไม่สามารถเดินเครื่องต่อได้	A
ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนจนต้องลดกำลังการผลิตลง	B
ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริเวณโรงไฟฟ้า แต่ไม่มีผลกระทบต่อการผลิต	C
ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	D

3.2.3 ผลกระทบด้านอื่น ๆ

ผลกระทบด้านอื่น ๆ ประกอบไปด้วยปัจจัยที่มาจาก ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อม (MTTR) อันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สิน อุปกรณ์ที่ใช้ในกรณีฉุกเฉินและเป็นอุปกรณ์ที่กฎหมายกำหนด โดยสาเหตุที่กำหนดให้ปัจจัยเหล่านี้อยู่ในผลกระทบด้านอื่น ๆ นั้น เนื่องมาจากบางครั้งอุปกรณ์ที่นำมาวิเคราะห์อาจมีผลกระทบมากกว่า 1 ด้าน ตัวอย่างเช่น วาล์วระบายแรงดันฉุกเฉิน (Safety Valve) อาจพิจารณาให้อยู่ในส่วนของเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในกรณีฉุกเฉิน หรือ เป็นอุปกรณ์ที่ต้องบำรุงรักษาตามกฎหมายก็สามารถทำได้

ทั้งนี้จากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น ไม่ว่าจะเป็นอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์ เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในกรณีฉุกเฉิน หรือ อุปกรณ์ที่กฎหมายกำหนด ล้วนส่งผลกระทบที่รุนแรงทั้งสิ้น ดังนั้นจึงประกอบไปด้วยอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติอยู่ในระดับ A และ B เท่านั้น ดังแสดงในตารางที่ 3.3 กล่าวคือต้องให้ความเข้มงวดในการบำรุงรักษาเป็นพิเศษ

ตารางที่ 3.3 เกณฑ์การพิจารณาระดับความวิกฤติด้านอื่น ๆ

ด้านอื่น ๆ	**ระดับความวิกฤติ**
- อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วใช้เวลาในการแก้ไขตั้งแต่ 8 ชั่วโมงขึ้นไป (MTTR >= 8 ชั่วโมง/ครั้ง)* - อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วมีโอกาสสูงที่ทำให้เกิดอันตรายร้ายแรงต่อชีวิตและทรัพย์สิน - เป็นอุปกรณ์เพื่อใช้ในกรณีฉุกเฉิน - เป็นอุปกรณ์ตามที่กฎหมายกำหนด	A
- อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วใช้เวลาในการแก้ไขไม่เกิน 8 ชั่วโมง (MTTR <8 ชั่วโมง/ครั้ง)* - อุปกรณ์เกิดความผิดพลาดแล้วทำให้ไม่สามารถเริ่มเดินเครื่องหรือหยุดเครื่องได้	B
ไม่กำหนด	ไม่กำหนด
ไม่กำหนด	ไม่กำหนด

***หมายเหตุ MTTR ไม่รวมระยะเวลารอคอย**

ทั้งนี้เพื่อสรุปให้ง่ายต่อความเข้าใจและเพื่อความสะดวกในการดำเนินการ ได้รวบรวมเกณฑ์ในการแบ่งระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ดังแสดงในตารางที่ 3.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.3 การวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์และการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษา

3.3.1 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A

ระดับความวิกฤติ A เป็นระดับที่ต้องการความเข้มงวดมากสุด ต้องใช้กลยุทธ์หลักเป็นการบำรุงรักษาเชิงรุกเริ่มต้นจากการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบที่เกิดขึ้นของหน้าที่ของอุปกรณ์ต่าง ๆ (FMEA) โดยการวิเคราะห์มีขั้นตอนดำเนินการดังต่อไปนี้

1. การอธิบายหน้าที่ (Identify System Functions) ของอุปกรณ์ที่เลือกมาวิเคราะห์ RCM ตามที่ผู้ใช้งานต้องการเน้นที่สมรรถนะที่ต้องการ (Performance Standard) หรือ ตามที่คู่มือผู้ผลิตระบุไว้

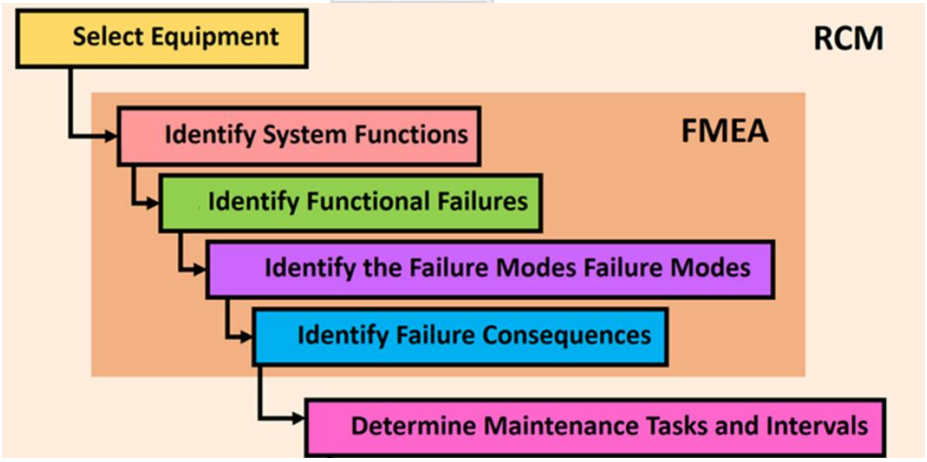
2. การอธิบายรายละเอียดของการล้มเหลวต่อหน้าที่ (Identify Functional Failures) ว่ามีการเบี่ยงเบนจาก Performance Standard อย่างไร เพื่อเป็นประโยชน์ในการนำไปใช้พิจารณาสาเหตุได้อย่างครอบคลุม

3. การอธิบายให้รายละเอียดว่าสาเหตุรูปแบบความเสียหาย (Identify the Failure Modes) เกิดจากอะไรได้บ้างหรืออีกนัยหนึ่งคือการกำหนด Failure Mode ให้ครอบคลุม

4. การอธิบายให้รายละเอียดของผลที่เกิดจากความเสียหาย (Identify Failure Consequences) คือบรรยายว่า Failure Mode แต่ละแบบว่ามีระดับความรุนแรงในการกระทบต่อ Function ของอุปกรณ์นั้น ๆ อย่างไรบ้าง

5. กำหนดกลยุทธ์ย่อยกิจกรรมและความถี่ในการบำรุงรักษา (Determine Maintenance Tasks and Intervals) โดยหลังจากที่ได้ตารางวิเคราะห์ FMEA ที่สมบูรณ์ ให้กำหนดกลยุทธ์ย่อยซึ่งสามารถป้องกันความล้มเหลวแต่แบบได้ ขั้นตอนนี้เป็นการใช้ RCM Logic Diagram เพื่อใช้ช่วยตัดสินใจเลือกกิจกรรมการบำรุงรักษาที่เหมาะสมมาแก้ไขรูปแบบความเสียหายที่เกิดขึ้น โดยใช้ตาราง SAE JA1011 เป็นตัวช่วยในการตัดสินใจในการเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษา

โดยขั้นตอนนี้การดำเนินการเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A สรุปดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A

3.3.2 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B เป็นอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติรองจากระดับความวิกฤติ A กลยุทธ์หลักที่เลือกใช้คือการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) เนื่องจากไม่มีความซับซ้อนในการดำเนินการและไม่ต้องใช้ความรู้และประสบการณ์ในการบำรุงรักษามากนัก แต่อาจแลกมาด้วยโอกาสที่อาจเกิดความขัดข้องสูงกว่าการบำรุงรักษาเชิงรุก

3.3.3 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C ส่วนใหญ่เป็นอุปกรณ์ที่มีตัวสำรอง (Standby) ในกรณีตัวที่ใช้งานหลักเกิดการขัดข้อง เมื่ออุปกรณ์กลุ่มนี้เกิดความเสียหายจะไม่กระทบต่อการผลิต ดังนั้นกลยุทธ์ที่เลือกใช้คือการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (CM)

3.3.4 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D

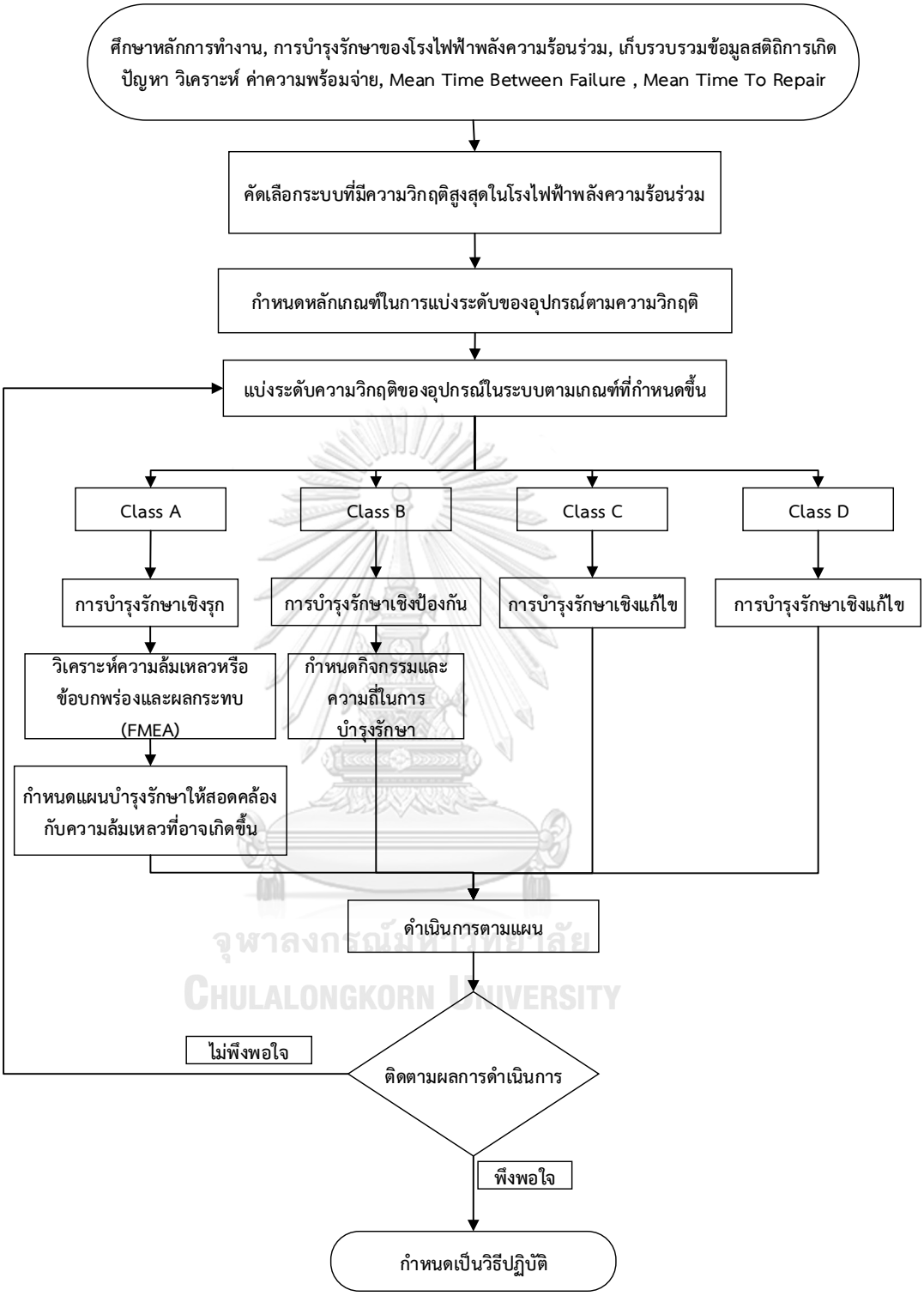
อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิตและไม่จำเป็นต้องมีสำรอง กลยุทธ์ที่เลือกใช้คือ CM ซึ่งมีข้อดีคือมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาน้อยที่สุด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.4 เกณฑ์แบ่งระดับความวิกฤติของอุปกรณ์

ระดับความวิกฤติ	ด้านการผลิต	ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม	อื่น ๆ
A	อุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน หรือต้องลดกำลังการผลิตมากว่า 50%	ส่งผลกระทบต่อมีผลกระทบด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมต่อชุมชนจนไม่สามารถเดินเครื่องต่อได้	อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วใช้เวลาในการแก้ไขตั้งแต่ 8 ชั่วโมงขึ้นไป (MTTR >= 8 ชั่วโมง/ครั้ง)
			อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วมีโอกาสสูงที่ทำให้เกิดอันตรายร้ายแรงต่อชีวิตและทรัพย์สิน
			เป็นอุปกรณ์เพื่อใช้ในกรณีฉุกเฉิน
			เป็นอุปกรณ์ตามที่กฎหมายกำหนด
B	อุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตน้อยกว่า 50%	ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนจนต้องลดกำลังการผลิตลง	อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วใช้เวลาในการแก้ไขไม่เกิน 8 ชั่วโมง (MTTR <8 ชั่วโมง/ครั้ง)
			อุปกรณ์เกิดความผิดพลาดแล้วทำให้ไม่สามารถเริ่มเดินเครื่องหรือหยุดเครื่องได้
C	อุปกรณ์ที่มีผลกระทบต่อการผลิตแต่มีอุปกรณ์สำรอง	ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริเวณโรงไฟฟ้า แต่ไม่มีผลกระทบต่อการผลิต	ไม่กำหนด
D	อุปกรณ์ที่ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิต	ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	ไม่กำหนด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

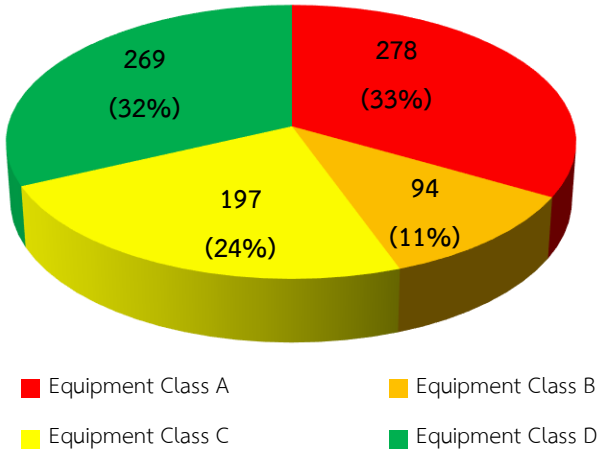
รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

บทที่ 4

ผลการวิจัย

4.1 ผลการแบ่งอุปกรณ์ตามระดับความวิกฤติ

จากการดำเนินการวิเคราะห์หาระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ย่อยแบ่งได้เป็น 4 ระดับ ดังนี้ ระดับ A มีจำนวนอุปกรณ์ 278 รายการ ระดับ B มีจำนวนอุปกรณ์ 94 รายการ ระดับ C มีจำนวนอุปกรณ์ 197 รายการ และระดับ D มีจำนวนอุปกรณ์ 269 รายการ คิดเป็น 33%, 11%, 24%, 32% ตามลำดับ โดยมีจำนวนอุปกรณ์ที่อยู่ในระดับ A และ ระดับ D ใกล้เคียงกัน รองลงมาเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในระดับ C ในขณะที่ระดับ B มีจำนวนน้อยที่สุด โดยอัตราส่วนทั้งหมดได้แสดงในแผนภูมิวงกลม รูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 อัตราส่วนระดับความวิกฤติในระบบเครื่องกังหันก๊าซ

ทั้งนี้หากเทียบกับระบบอื่น ๆ เครื่องกังหันก๊าซเป็นระบบที่มีอุปกรณ์ Class A ในอัตราส่วนที่สูงที่สุดเนื่องมาจากอุปกรณ์ในเครื่องกังหันก๊าซมีความซับซ้อน ทำให้การเก็บข้อมูลถูกจำแจกให้มีความสะเอียดสูงสุด เช่น ห้องเผ้าไหม้ (Burner) แบ่งเป็น 24 รายการ หัวฉีด (Gas Lance) แบ่งเป็น 24 รายการ Compressor Blade แบ่งเป็น 22 รายการ Compressor Vane แบ่งเป็น 19 รายการ เป็นต้น จึงทำให้ผลรวมของอุปกรณ์ Class A มีจำนวนมาก

4.2 ผลการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษา

4.2.1 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A

ระดับความวิกฤติ A เป็นระดับที่ต้องการความเข้มงวดมากสุด ต้องใช้กลยุทธ์หลักเป็นการบำรุงรักษาเชิงรุกมีกลยุทธ์ย่อยมี รายละเอียดดังนี้

- การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (A1) มีความหมายเดียวกับ การบำรุงรักรักษาตามสภาพ (On Condition, OC) ในผังที่ใช้ตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ย่อยใน SAE JA1011
- การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟู (A2)
- การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง (A3)
- การบำรุงรักษาแบบผสมผสาน (A4) ซึ่งเป็นการใช้การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ร่วมกับการบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟูหรือเพื่อเปลี่ยนทิ้ง

ในการดำเนินงานตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุกนี้ได้เริ่มต้นจากการวิเคราะห์ FMEA ของอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยการบันทึกรูปแบบความเสียหายที่เป็นสาเหตุให้เกิดการล้มเหลวต่อหน้าที่ทีละรูปแบบ ไม่ควรบันทึกรูปแบบความเสียหายมากกว่า 1 รูปแบบ เนื่องจากรูปแบบความเสียหายแต่ละแบบ จะมีวิธีการกำหนดกลยุทธ์ย่อยในการบำรุงรักษาที่แตกต่างกันและเพื่อให้เกิดความชัดเจน ให้ทำการบันทึกข้อมูลในตารางดังนี้

1. กำหนดตัวเลข สำหรับหน้าที่ (Function) เช่น 1, 2, 3 ....
2. กำหนดตัวอักษรภาษาอังกฤษ สำหรับการล้มเหลวต่อหน้าที่ (Fuctional Failure) เช่น A, B
3. กำหนดตัวเลข สำหรับรูปแบบความเสียหาย (Failure Effect) เช่น 1, 2, 3 ....

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ในตารางที่ 4.1 ได้แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ FMEA ของใบพัดคอมเพรสเซอร์ (compressor blade) และเวน (Vane) หรือบานควบคุมทิศการไหล ซึ่งรูปแบบความเสียหาย ได้แก่

- 1A1 เกิดการเสียดสีระหว่าง Compressor Blade กับตัวถัง (Casing) ทำให้เกิดการแตกหัก
- 1A2 เกิดการสั่นสะเทือนทำให้ Compressor Blade และ Vane แตกหัก
- 1A3 เกิดการกระแทกจากสิ่งแปลกปลอมภายนอกทำให้ Compressor Blade และVane แตกหัก
- 1A4 ชิ้นส่วน Compressor เกิดสนิม ซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้เกิดการติดขัดระหว่างชิ้นส่วน
- 1A5 เกิดการรั่วไหลของก๊าซจากการเผาไหม้ (Hot Air Leak) ทำให้อุณหภูมิของ Compressor Casing แต่ละตำแหน่งแตกต่างกัน ส่งผลให้ตัวถัง (Casing) บิดเบี้ยว

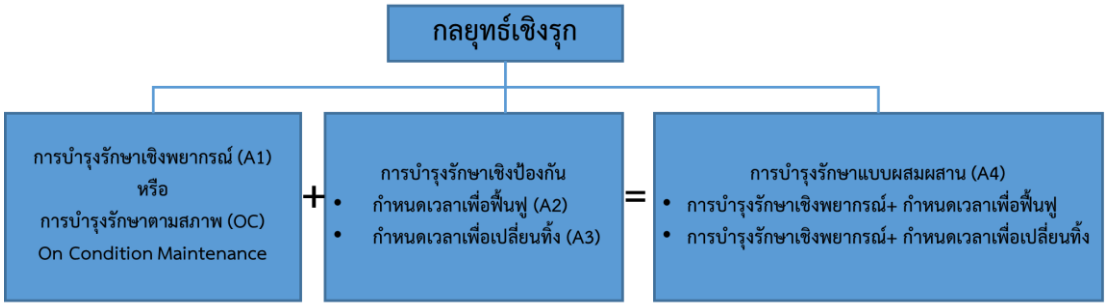
ส่วนการบันทึกผลจากความเสียหาย (FAILURE EFFECT) ให้อธิบายโดยละเอียด เพื่อให้สามารถตัดสินใจได้ว่าความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้นจะเป็นผลกระทบในด้านใด เช่น ความเสียหาย 1A1 เมื่อ Rotor Redial Position เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ ใบพัดเสียดสีกับตัวถัง สังเกตพบได้จาก ค่าการสั่นสะเทือนสูงขึ้น (จากจอควบคุม) และหากชิ้นส่วนเกิดแตกหักหลุดไปกระแทกกับ ใบพัดแถวถัดไปย่อมเกิดความเสียหายรุนแรง

เมื่อบันทึกข้อมูลในตาราง FMEA สมบูรณ์แล้ว ลำดับต่อไปคือการพิจารณากำหนดกลยุทธ์ย่อยกิจกรรมและความถี่ในการบำรุงรักษา โดยบันทึกข้อมูลในตารางการตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ (ตารางที่ 4.2) โดยเริ่มต้นดำเนินการจากซ้ายไปขวาดังนี้ดังนี้

1. นำข้อมูลอ้างจากตาราง FMEA มาอ้างอิงในตารางการตัดสินใจเลือกกลยุทธ์
    - แถว F (Function) กำหนดตัวเลขแสดงหน้าที่อุปกรณ์ ที่ต้องการจะอ้างอิง
    - แถว FF (Function) กำหนดตัวอักษรภาษาอังกฤษแสดงการล้มเหลวของหน้าที่ที่ต้องการอ้างอิง
    - แถว FM (Failure Mode) กำหนดตัวเลขแสดงรูปแบบความเสียหาย ที่ใช้อ้างอิง
2. พิจารณาผลพวงจากความเสียหาย (Failure Consequence)
    - E (Evident) คือ การตอบคำถามแรกของแผนผังการตัดสินใจ ถ้ารูปแบบความเสียหายนี้เป็นแบบชัดแจ้ง ตอบว่า “ใช่” ถ้ารูปแบบความเสียหายนี้เป็นรูปแบบความเสียหายซ่อนตอบว่า “ไม่”
    - ES (Evident Safety) คือ รูปแบบความเสียหายชัดแจ้งที่มีผลพวงด้านความปลอดภัย
    - EE (Evident Environment) คือ รูปแบบความเสียหายชัดแจ้งที่มีผลพวงด้านสิ่งแวดล้อม
    - EO (Evident Operation) คือ รูปแบบความเสียหายชัดแจ้งที่มีผลพวงด้านการผลิต
    - HS (Hidden Safety) คือ รูปแบบความเสียหายซ่อนที่มีผลพวงด้านความปลอดภัย
    - HE (Hidden Environment) คือ รูปแบบความเสียหายซ่อนที่มีผลพวงด้านสิ่งแวดล้อม
    - HO (Hidden Operation) คือ รูปแบบความเสียหายซ่อนที่มีผลพวงด้านการผลิต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3. กำหนดกลยุทธ์ย่อยซึ่งเป็นส่วนประกอบกลยุทธ์เชิงรุก (รูปที่ 4.2)



รูปที่ 4.2 กลยุทธ์ย่อยที่อยู่ภายใต้กลยุทธ์เชิงรุกที่เลือกใช้ในอุปกรณ์ระดับความวิกฤติ A

- (A1) การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ มีความหมายเดียวกับ การบำรุงรักษาตามสภาพ (OC) ในผังที่ใช้ตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ย่อยใน SAE JA1011(18)
- (A2) การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟู (Scheduled Restoration, SR) เช่น กำหนดเวลาเพื่อทำการซ่อมยกเครื่อง ปรับแต่ง สอบเทียบ เติมน้ำมัน อัดจารบี
- (A3) การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง (Scheduled Discard, SD)คือ การกำหนดการบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง (A3) โดยที่ชิ้นส่วนเก่าที่เปลี่ยนทิ้งจะไม่ทำการซ่อมแซมใด ๆ
- (A4) การบำรุงรักษาแบบผสมผสาน (Combination, CB) ซึ่งเป็นการใช้การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ร่วมกับการบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟูหรือเพื่อเปลี่ยนทิ้ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ในการดำเนินงานตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุกนี้ได้เริ่มต้นจากการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบที่เกิดขึ้นของหน้าที่ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.1 ได้แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบ (FMEA)(5, 19, 20) ของอุปกรณ์ในความวิกฤติระดับ A รวมถึงใบพัดคอมเพรสเซอร์ (compressor blade) และเวน (Vane) หรือบานควบคุมทิศการไหล ซึ่งสาเหตุของการขัดข้องได้แก่ การเสียดสีระหว่างใบพัดกับตัวถัง (casing) แล้วเกิดการแตกหัก การป้องกันการเสียดสีที่เกิดขึ้นทำได้โดยการตรวจวัดค่า RRP (Rotor Radial Position) ซึ่งเป็นตำแหน่งของโรเตอร์อ้างอิงกับตัวถังให้อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสม

ส่วนในตารางที่ 4.2 ตารางตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษา ได้มาจากการนำผลการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบ (FMEA) ของอุปกรณ์ ในระบบเครื่องกังหันก๊าซที่มีความวิกฤติ

ระดับ A เพื่อนำไปกำหนดกลยุทธ์ย่อยในการบำรุงรักษาให้มีความเหมาะสมกับ Failure Mode นั้น ๆ โดยมี SAE JA1011 เป็นผังช่วยในการตัดสินใจ

หลังจากได้กำหนดกลยุทธ์และกิจกรรมในการบำรุงรักษาแล้ว จึงได้กำหนดแผนบำรุงรักษาทั้งหมดของอุปกรณ์ในระบบเครื่องกังหันก๊าซที่มีความวิกฤติระดับ A ดังแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.1 วิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบ (FMEA) ของอุปกรณ์ในความวิกฤติระดับ A

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Compressor Blade & Vane						
1	ทำหน้าที่อัดอากาศ ให้เกิดความดันสูง และป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ตามสมรรถนะที่ต้องการ	A	Compressor Blade และ Vane แตกหัก ไม่สามารถสร้างแรงดันและอัตราการไหลได้	**1**	เกิดการเสียดสีระหว่าง Compressor Blade กับ Casing ทำให้เกิดการแตกหัก	เมื่อ Rotor Redial Position เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ ใบพัดเสียดสีกับตัวถัง สังเกตพบได้จาก ค่าการสั่นสะเทือนสูงขึ้น (จากจอควบคุม) และหากชิ้นส่วนเกิดแตกหักหลุดไปกระแทกกับ ใบพัดแถวถัดไป เกิดความเสียหายรุนแรง
				2	เกิดการสั่นสะเทือนทำให้ Compressor Blade และ Vane แตกหัก	ความถี่ของระบบอาจพ้องกับความถี่ธรรมชาติของ Compressor ทำให้เกิดการสั่นพ้อง (Resonance) สังเกตพบความผิดปกติสั่นสะเทือนสูงขึ้น และหากการสั่นสะเทือนสูงจนชิ้นส่วนต่าง ๆ เกิดความล้าทำให้ Compressor Blade และ Vane แตกร้าว ซึ่งสามารถตรวจสอบรอยแตกร้าวได้ด้วยวิธีการทดสอบแบบไม่ทำลาย (NDT)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
				3	เกิดการกระแทกจากสิ่งแปลกปลอมภายนอกทำให้ Compressor Blade และ Vane แตกหัก	เครื่องมือหรือชิ้นส่วน อาจร่วงหล่นโดยไม่ตั้งใจและเมื่อมีการเดินเครื่อง ทำให้เกิดการกระแทกกับ Compressor Blade และ Vane เกิดความเสียหายรุนแรง เครื่องกังหันก๊าซต้องหยุดเครื่องทันที ป้องกันการเกิดได้โดยการควบคุมการนำเครื่องมือเข้า-ออกระหว่างงานบำรุงรักษา
				4	ชิ้นส่วน Compressor เกิดสนิม ซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้เกิดการติดขัดระหว่างขึ้นส่วน	เมื่อเกิดสนิมทำให้ระยะห่างระหว่างชิ้นส่วนลดลง อีกทั้งเมื่อได้รับความร้อนชิ้นส่วนจะขยายตัว ส่งผลให้เกิดการติดขัดระหว่างชิ้นส่วน อาจทำให้ Compressor Blade และ Vane เกิดแตกหักหลุดไปกระแทกกับ Compressor แถวถัดไปเกิดความเสียหายรุนแรง ตรวจพบได้จากการส่องกล้องสำรวจความเสียหายช่วงเวลาหยุดเดินเครื่องและวัดความหนาของสนิม ขณะหยุดเดินเครื่อง
				5	เกิดการรั่วไหลของก๊าซจากการเผาไหม้ทำให้อุณหภูมิของ Compressor	อุณหภูมิของ Compressor Casing แต่ละตำแหน่งแตกต่างกัน ทำให้การขยายตัวไม่เท่ากัน ส่งผลให้ Casing เสียรูปและเกิดการเสียดเสียกับ Compressor Blade เกิดการแตกหักและหากชิ้นส่วน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
					Casing แต่ละตำแหน่งแตกต่างกัน	เกิดแตกหักหลุดไปกระแทกกับกระแทกกับ Compressor แถวถัดไปเกิดความเสียหายรุนแรง ตรวจพบได้จากอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซสูงกว่าปกติ
Valve						
1	เปิด-ปิด และควบคุมการไหลของของไหลในปริมาณและทิศทางที่ต้องการ	A	ไม่สามารถปิดกั้นของไหลในท่อได้	**1**	Valve เกิดการกัดเซาะทำให้เกิดการไหลผ่านหน้า Valve	หากของไหลที่มีความอันตรายเช่น ไอน้ำ หรือ น้ำมัน ไหลผ่าน Valve ที่ปิดสนิทแล้ว อาจทำให้เกิดอุบัติเหตุกับผู้ปฏิบัติงานได้ การกัดเซาะหน้าวาล์ว ไม่สามารถตรวจสอบได้ล่วงหน้า
		B	ของไหลรั่วออกสู่บรรยากาศ	**1**	ซีลเสื่อมสภาพ	หากของไหลที่มีความอันตรายเช่น น้ำมัน หรือ ก๊าซธรรมชาติรั่ว อาจทำให้เกิดเพลิงไหม้ได้ โดยการเสื่อมสภาพไม่สามารถตรวจสอบได้ล่วงหน้า
Hydraulic Cylinder						
1	เปลี่ยนแรงดันน้ำมันให้เป็นการขับเคลื่อนก้านสูบ	A	ไม่สามารถขับเคลื่อนก้านสูบได้	**1**	ซีลเสื่อมสภาพทำให้น้ำมันรั่ว (ทั้งภายในระบบและรั่วสู่ภายนอก)	หากก้านสูบไม่สามารถขยับได้ ส่งผลให้ไม่สามารถบังคับตำแหน่งของ VIGV หรือ Blow of Valve ได้ ทำให้ต้องหยุดเครื่องกะทันหัน โดยที่การรั่วของน้ำมันนั้น ไม่สัญญาณเตือนก่อนเกิดความเสียหาย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Oil Filter						
1	กรองสิ่งสกปรกออกจากน้ำมันและได้อัตราการไหลของน้ำมันตามกำหนด	A	ไม่สามารถกรองสิ่งสกปรกออกจากน้ำมันได้	**1**	กรองน้ำมันฉีกขาด	หากกรองน้ำมันเสื่อมสภาพ อาจทำให้เกิดการฉีกขาดและสิ่งสกปรกกระจายทั่วระบบน้ำมัน โดยการฉีกขาดของกรองไม่มีสัญญาณเตือนก่อนเกิดความเสียหาย
		B	อัตราการไหลต่ำกว่าที่กำหนด	**2**	สิ่งสกปรกอุดตันที่กรองน้ำมัน	เมื่อสิ่งสกปรกอุดตันและขวางการไหลของน้ำมัน ทำให้อัตราการไหลไม่เพียงพอ เครื่องกังหันก๊าซอาจได้รับความเสียหาย โดยหากเกิดการอุดตันพนักงานเดินเครื่องสามารถตรวจพบได้จากแรงดันคร่อมกรองสูงขึ้น
Burner						
1	เผาไหม้เชื้อเพลิงเปลี่ยนพลังงานเคมีเป็นพลังงานความร้อน โดยต้องสามารถทนความร้อนสูงที่เกิดจากการเผาไหม้ได้	A	Burnerไม่สามารถทนความร้อนได้	**1**	วัสดุทนความร้อนที่ใช้เคลือบผิวหลุดร่อน	หากวัสดุที่เคลือบผิวซึ่งเป็นเซรามิกหลุดร่อนทำให้วัสดุ Burner ไม่สามารถทนความร้อนได้ โดยที่การหลุดร่อนของเซรามิคไม่มีสัญญาณเตือนล่วงหน้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Gas Lance						
1	ป้อนเชื้อเพลิงเข้าห้องเผาไหม้ในอัตราการไหลที่เหมาะสม	A	ไม่สามารถป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่ห้องเผาไหม้ได้	**1**	เกิดการอุดตันจากการหล่อมละลาย	หากไม่สามารถป้อนเชื้อเพลิงเข้าห้องเผาไหม้ได้ ทำให้เปลวไฟไม่เสถียร ต้องหยุดเครื่องกะทันหัน โดยการเสื่อมสภาพของ Lance ไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
Flame Monitor						
1	ตรวจจับเปลวไฟ เพื่อให้มั่นใจว่ามีการเผาไหม้ตลอดเวลา	A	เปลวไฟติดจริง แต่ตรวจจับไม่ได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	เปลวไฟติดจริง แต่ตรวจจับไม่ได้ กรณีนี้ระบบควบคุมจะสั่งหยุดเครื่องทันที ใช้เวลาในการเปลี่ยน Flame Monitor ใหม่ประมาณ 5 ชั่วโมง ทั้งนี้การเสื่อมสภาพของ Flame Monitor ไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
		B	เปลวไฟไม่ติดจริง แต่ตรวจจับได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	เปลวไฟไม่ติด แต่ตรวจจับได้ กรณีนี้ระบบจะยังจ่ายเชื้อเพลิงต่อเนื่อง อาจเป็นสาเหตุให้เชื้อเพลิงสะสมจนเกิดการระเบิดเสียหายรุนแรงได้ ทั้งนี้การเสื่อมสภาพของ Flame Monitor ไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
GT Speed Probe						
1	ตรวจวัดความเร็วรอบของเครื่องกังหันก๊าซ	A	ไม่สามารถตรวจวัดความเร็วได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	หากวัดความเร็วรอบผิดพลาด หรือไม่สามารถวัดความเร็วได้ ระบบจะสั่งหยุดเครื่องกังหันก๊าซทันที ทั้งนี้การเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดความเร็วไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
Level Indicator						
1	วัดระดับของเหลว (น้ำมันหล่อลื่น) ในถังบรรจุ	A	ไม่สามารถวัดระดับได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	หากไม่สามารถวัดระดับน้ำมันหล่อลื่นในถังได้ ระบบจะสั่งหยุดเครื่องกังหันก๊าซในทันที ใช้เวลาในการเปลี่ยน Level Indicator ใหม่ประมาณ 5 ชั่วโมง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดระดับน้ำมันไม่สามารถตรวจสอบได้ล่วงหน้า
		B	วัดระดับน้ำมันผิดพลาด	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	กรณีที่วัดระดับน้ำมันผิดพลาด เช่น ระดับน้ำมันในถังต่ำเนื่องจากเกิดการรั่วไหลแต่อุปกรณ์แสดงระดับน้ำมันปกติ อาจทำให้น้ำมันหล่อลื่นไปเลี้ยง Bearing ไม่เพียงพอและเพลาเครื่องกังหันก๊าซเกิดความเสียหายรุนแรง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดระดับน้ำมันไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Orifice						
1	ปรับลดอัตราการไหลในท่อ	A	ไม่สามารถปรับลดอัตราการไหลได้	**1**	เกิดการกัดเซาะจากการไหล	หากเกิดการกัดเซาะจากการไหลทำให้รูใน ขยายมากขึ้น อาจทำให้การไหลของน้ำมันในแต่ละท่อ ไม่เท่ากัน อาจส่งผลให้การหล่อลื่นไม่ดีเท่าที่ออกแบบไว้ โดยการเสื่อมสภาพของ Orifice ไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า เนื่องจากอยู่ในท่อไม่สามารถมองเห็นได้
Pressure Transmitter						
1	วัดแรงดันในระบบ	A	ไม่สามารถวัดแรงดันได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	หากไม่สามารถวัดแรงดันในระบบที่สำคัญของเครื่องกังหันก๊าซได้ ระบบจะสั่งหยุดเครื่องกังหันก๊าซในทันที ใช้เวลาในการเปลี่ยน Pressure Transmitter ใหม่ประมาณ 8 ชั่วโมง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดแรงดันไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
Solenoid Valve						
1	ควบคุมการเปิด-ปิดของเหลว	A	ไม่สามารถเปิด-ปิดได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	ระบบป้องกันความเสียหายของเครื่องกังหันก๊าซ จะสั่งให้ Solenoid Valve ทำงานเพื่อหยุดเครื่องทันที ก่อนเกิดความเสียหายรุนแรง แต่หากไม่สามารถหยุดเครื่องได้ อาจก่อให้เกิดความเสียหายรุนแรง โดยการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
						เสื่อมสภาพขอ Solenoid Valve ไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
Temperature Element						
1	วัดอุณหภูมิ	A	ไม่สามารถวัดอุณหภูมิได้	1	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	หากไม่สามารถวัดอุณหภูมิได้ในระบบที่สำคัญของเครื่องกังหันก๊าซได้ ระบบจะสั่งหยุดเครื่องในทันที ใช้เวลาในการเปลี่ยน Temperature Element ใหม่ประมาณ 8 ชั่วโมง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดอุณหภูมิไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
		B	วัดอุณหภูมิผิดพลาด	1	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	กรณีที่วัดอุณหภูมิผิดพลาดเช่น อุณหภูมิน้ำมันหล่อลื่นสูง แต่วัดได้ต่ำ ทำให้น้ำมันหล่อลื่นมีคุณสมบัติการหล่อลื่นที่ลดลง ส่งผลให้เพลาของเครื่องกังหันก๊าซเกิดความเสียหายรุนแรง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดอุณหภูมิไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Valve Positioner						
1	บอกตำแหน่งของ Valve	A	ไม่สามาเหตุบอกตำแหน่งของ Valve ได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	หากไม่สามารถบอกตำแหน่งของ Valve ได้ ระบบอาจไม่ยอมดำเนินการต่อในขั้นตอน Start หรือจะสั่งหยุดเครื่องกังหันก๊าซในทันที เช่นตำแหน่งของ VIGV ใช้เวลาในการเปลี่ยน Valve Positioner ใหม่ประมาณ 12 ชั่วโมงเพราะต้องรอให้เครื่องเย็นตัวลง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์บอกตำแหน่งของ Valve ไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
Vibration Sensor						
1	วัดค่าการสะเทือนเพื่อป้องกันความเสียหาย	A	ไม่สามารถวัดค่าการสั่นสะเทือนได้	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	หากไม่สามารถวัดวัดค่าการสั่นสะเทือนในระบบที่สำคัญของเครื่องกังหันก๊าซได้ ระบบจะสั่งหยุดเครื่องทันที ใช้เวลาในการเปลี่ยน Vibration Sensor ใหม่ประมาณ 8 ชั่วโมง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดค่าการสั่นสะเทือนสั่นไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
		B	วัดค่าการสั่นสะเทือนผิดพลาด	**1**	อุปกรณ์เสื่อมสภาพ	กรณีที่วัดการสั่นสะเทือนผิดพลาด เช่น การสั่นสะเทือนของเครื่องกังหันก๊าซสูงเนื่องจากเพลาโก่งงอ แต่ Sensor กลับอ่านค่าได้ปกติ ส่งผลให้เครื่องกังหันก๊าซเกิดความ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
						เสียหายรุนแรง โดยการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์วัดค่าการสะเทือนไม่สามารถตรวจพบได้ล่วงหน้า
Blow of Valve						
1	ระบายแรงดันช่วง Start Up	A	ไม่สามารถเปิดเพื่อระบายแรงดัน	**1**	เกิดการรั่วไหลของก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ ทำให้ Hydraulic Cylinder รั่ว	เมื่อ Hydraulic Cylinder รั่ว ทำให้น้ำมันไม่มีแรงดันพอที่จะขับเคลื่อน Valve สาเหตุเนื่องมากจากก๊าซร้อนที่รั่วในห้องเครื่อง อาจทำให้ซีลเสื่อมสภาพเร็วกว่าปกติ พนักงานเดินเครื่องสามารถพบได้จากอุณหภูมิในห้องเครื่องสูงกว่าปกติ
				2	Valve ขัดตัวเนื่องจากสิ่งแปลกปลอม	หาก Valve เกิดขัดตัว ไม่สามารถ Start Up ได้ ใช้เวลาในการเปลี่ยนใหม่ประมาณ 8 ชั่วโมง
				3	น้ำมันไฮดรอลิกสกปรก ทำให้เกิดอุดตันตาม Port ต่าง ๆ	หากสิ่งสกปรกในน้ำมันอุดตันตาม Port ต่าง ๆ จนไม่สามารถสั่งขยับ Valve ได้ ส่งผลให้ไม่สามารถ Start Up ได้ ใช้เวลาในการแก้ไขประมาณ 8 ชั่วโมง พนักงานบำรุงรักษาสามารถตรวจสอบสิ่งปกติในน้ำมันหล่อลื่นโดยการนำตัวอย่างไปวิเคราะห์ในห้องทดลอง หรือ พนักงานเดินเครื่องตรวจพบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมันสูงผิดปกติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
2	รักษาแรงดันช่วงเดินเครื่องปกติ	A	ไม่สามารถปิดเพื่อรักษาแรงดันได้	1	Valve ขัดตัวเนื่องจากสิ่งแปลกปลอม	หาก Valve เกิดขัดตัวทำให้ไม่สามารถปิด Valve ได้สนิท ส่งผลให้ไม่สามารถรักษาแรงดันของอากาศด้าน Compressor ได้ ต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน ใช้เวลาในการเปลี่ยน ใหม่ประมาณ 15 ชั่วโมง
				2	Hydraulic Oil สกปรกทำให้อุดตัดตาม Port ต่าง ๆ	Gas Turbine ต้องหยุดเดินเครื่องทันที ได้ ใช้เวลาในการเปลี่ยน ใหม่ประมาณ 15 ชั่วโมง
Once Through Cooler						
1	ลดอุณหภูมิอากาศจาก Compressor จนมีอัตราการไหลและอุณหภูมิกำหนด	A	อัตราการไหลของอากาศน้อยกว่ากำหนด	1	เกิดรั่วไหลภายในท่อ	หากท่อภายในรั่ว จะทำให้ไม่สามารถลดอุณหภูมิอากาศจาก Compressor ได้จำเป็นต้องลดกำลังการผลิต หรือ หยุดเครื่องกะทันหันเพื่อทำการแก้ไข พนักงานเดินเครื่องสามารถตรวจพบความผิดปกติได้จากการเปิด Valve Drain จากพบน้ำไหลออกจากจุดนี้แสดงให้เห็นว่ามีการรั่วไหล พนักงานบำรุงรักษาตรวจสอบพบได้โดยวิธีการอัดน้ำเพื่อหารอยรั่ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
		B	อุณหภูมิอากาศขาออกยังสูงกว่าที่กำหนด	1	อัตราการไหลของน้ำที่มาระบายความร้อนน้อยกว่าปกติ	หากไม่สามารถลดอุณหภูมิอากาศจาก Compressor ไม่ตามกำหนดได้ จำเป็นต้องลดกำลังการผลิต หรือ หยุดเครื่องกะทันหันเพื่อทำการแก้ไข พนักงานเดินเครื่องสามารถตรวจพบความผิดปกติได้จากอัตราการไหลและอุณหภูมิของน้ำหรืออากาศ หากน้อยผิดปกติแสดงให้เห็นว่าอาจมีการอุดตัน
2	เพิ่มอุณหภูมิน้ำจากหม้อกำเนิดไอน้ำ อัตราการไหลและอุณหภูมิกำหนด	A	อัตราการไหลของน้ำขาออกต่ำกว่าที่กำหนด	1	เกิดรั่วไหลภายในท่อ	หากท่อภายในรั่ว น้ำจะปะปนไปกับอากาศขาออก และหากมีปริมาณมาก อาจทำให้เครื่องกังหันก๊าซเสียหายจากความแตกต่างของอุณหภูมิ ต้องหยุดเครื่องกะทันหันเพื่อทำการแก้ไข พนักงานเดินเครื่องสามารถตรวจพบความผิดปกติได้จากการเปิด Valve Drain จากพบน้ำไหลออกจากจุดนี้แสดงให้เห็นว่ามีการรั่วไหล, พนักงานบำรุงรักษาตรวจสอบพบได้โดยวิธีการอัดน้ำเพื่อหารอยรั่ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Casing						
1	กักเก็บความร้อนจากการเผ้าไหม้ เป็นจุดยึดและรองรับระบบท่อ	A	ไม่สามารถกักเก็บความร้อนได้ (Hot air Leak)	**1**	Casing ประกบกันไม่สนิท	เมื่อก๊าซร้อนรั่วและสะสม ทำให้อุณหภูมิในห้องเครื่องสูงเกิดไปอาจต้องลดกำลังผลิต โรงไฟฟ้าเสียค่าปรับเนื่องจากไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ตามสัญญาซื้อขาย พนักงานเดินเครื่องสามารถตรวจพบได้จากอุณหภูมิห้องเครื่องที่สูงขึ้น
				2	Casing ประกบกันไม่สนิท	เมื่อก๊าซร้อนรั่วและสะสม ทำให้อุณหภูมิในห้องเครื่องสูง เครื่องมือวัดอาจทำงานผิดพลาดทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน พนักงานเดินเครื่องสามารถตรวจพบได้จากอุณหภูมิห้องเครื่องที่สูงขึ้น
				3	Casing ประกบกันไม่สนิท	หาก Casing มีการกระจายความร้อนไม่ทั่วถึง อาจเกิดการโกงงอและเสียดสีกับ Compressor Blade & Vane เกิดความเสียหายรุนแรงได้ พนักงานบำรุงรักษาสามารถตรวจพบความผิดปกติจากรอยเสียดสีช่วงงานบำรุงรักษาได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Variable Inlet Guide Vane & Guide Vane						
1	ควบคุมอากาศที่จะเข้าสู่เครื่องกังหันก๊าซให้เหมาะสมกับความต้องการ	A	ไม่สามารถควบคุมปริมาณอากาศเข้าได้ตามต้องการ	**1**	ชุดกลไกสำหรับปรับองศาเกิดการขัดตัว	หากขัดตัวในตำแหน่งเปิด ทำให้อากาศเข้าสู่ห้องเผาไหม้อุณหภูมิห้องเผาไหม้มากเกินปกติ เครื่องกังหันก๊าซเกิดปัญหา Overspeed ต้องหยุดเดินเครื่องทันที พนักงานพบความผิดปกติจากจอมอนิเตอร์ ความเร็วรอบสูงกว่าปกติและตำแหน่งที่ Vane เปิดจริง กับ ที่ระบบควบคุมแตกต่างกัน
				2	Hydraulic Cylinder รั่ว ไม่สามารถขยับองศาเปิด-ปิด ได้	เมื่อ Hydraulic Cylinder รั่ว ทำให้น้ำมันไม่มีแรงดันพอที่จะขับเคลื่อน Vane สาเหตุเนื่องมากจากก๊าซร้อนที่รั่วในห้องเครื่องอาจทำให้ซีลเสื่อมสภาพเร็วกว่าปกติ พนักงานเดินเครื่องสามารถพบได้จากอุณหภูมิในห้องเครื่องสูงกว่าปกติ
				3	สิ่งสกปรกในน้ำมันอุดตันที่ Proportional Valve	หากสิ่งสกปรกในน้ำมันอุดตันตาม Port ต่าง ๆ จนไม่สามารถสั่งขยับ Vane ได้ ส่งผลให้ไม่สามารถเพิ่มหรือลดกำลังผลิตได้ตามต้องการ ใช้เวลาในการแก้ไขประมาณ 8 ชั่วโมง พนักงานบำรุงรักษาสามารถตรวจสอบสิ่งปกติในน้ำมันหล่อลื่นโดยการนำตัวอย่าง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
						ไปวิเคราะห์ในห้องทดลอง หรือ พนักงานเดินเครื่องตรวจพบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมันสูงผิดปกติ
				4	Bushing หลวม	เมื่อ Bushing หลวม อาจทำให้องศาการของ Vane มีความคลาดเคลื่อน ส่งผลให้อากาศป้อนเข้าห้องเผาไหม้ไม่ได้ตามสัดส่วนที่เหมาะสม เกิดมลพิษจากการเผาไหม้ พนักงานบำรุงรักษาสามารถตรวจพบการหลวมของ Bushing ได้ช่วงหยุดเดินเครื่อง
Exhaust Expansion Joint						
1	เชื่อมต่อระหว่างรอยต่อที่มีการขยายตัว และ ป้องกันก๊าซร้อนรั่วไหลสู่ภายนอก	A	ก๊าซร้อนรั่วไหลสู่ภายนอก	**1**	Joint ฉีกขาด	เมื่อ Expansion Joint เกิดฉีกขาด ทำให้ก๊าซร้อนรั่ว อาจทำให้ผู้ที่อยู่บริเวณใกล้เคียงได้รับอันตรายได้ พนักงานบำรุงรักษา สามารถตรวจพบจุดที่รั่วโดยการใช้กล้องถ่ายภาพความร้อนขณะเดินเครื่อง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
Air Inlet Filter						
1	กรองสิ่งแปลกปลอมของอากาศก่อนที่เข้าเครื่องกังหันก๊าซ	A	ไม่สามารถป้อนอากาศเข้าเครื่องกังหันก๊าซได้ตามปริมาณที่ต้องการ ทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามสมรรถนะที่กำหนด	**1**	เกิดจาก Air Inlet Filter อุดตัน	เมื่อ Air Inlet Filter อุดตันทำให้ต้องลดกำลังการผลิตไฟฟ้า หรือทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่อง ตรวจพบความผิดปกติได้จากแรงดันตกคร่อม Air Inlet Filter จากจอควบคุมสูงจะสูงกว่าปกติ พนักงานบำรุงรักษาใช้เวลาในการเปลี่ยนประมาณ 3 วัน
Thrust Bearing						
1	รับแรงและป้องกันการขยับในแนวแกน (Axial)	A	การขยับในแนวแกนมากเกินกำหนด	**1**	Thrust Bearing สึกหรอ	เมื่อ Thrust Bearing สึกหรอ ทำให้เกิดการขับตัวของเพลา อาจทำให้ Compressor Blade และ Turbine Blade เกิดการเสียดสีและแตกหักพนักงานเดินเครื่องตรวจสอบจากจอควบคุมสูงพบความสั่นสะเทือน (vibration) และอุณหภูมิตำแหน่ง Bearing สูงผิดปกติ ต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน แต่ทั้งนี้พนักงานบำรุงรักษา สามารถตรวจพบการสึกหรอของ Bearing ได้ในช่วงหยุด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
						เดินเครื่อง
		B		1	น้ำมันหล่อลื่นเสื่อมสภาพทำให้ Bearing ละลาย	น้ำมันหล่อลื่นเสื่อมสภาพ อาจทำให้ประสิทธิภาพในการหล่อลื่นลดลงและทำให้ Bearing มีอุณหภูมิสูงจนอาจเกิดละลาย สามารถตรวจสอบสภาพน้ำมันหล่อลื่นโดยการนำตัวอย่างไปวิเคราะห์ในห้องทดลอง
Radial bearing						
1	ลดแรงเสียดทานในการหมุนและรับแรงแนว Radial	A	การขยับในแนว Redial มากเกินกำหนด	1	Bearing สึกหรอ ทำให้เกิดการขับตัวของ Rotor ทำให้ Compressor และ Turbine เกิดการเสียดสีและแตกหัก	เมื่อ Bearing สึกหรอ ทำให้เกิดการขับตัวของเพลา อาจทำให้ Compressor Blade และ Turbine Blade เกิดการเสียดสีและแตกหักพนักงานเดินเครื่องตรวจสอบจากจอควบคุมสูงพบความสั่นสะเทือน (vibration) และอุณหภูมิตำแหน่ง Bearing สูงผิดปกติ ต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน แต่ทั้งนี้พนักงานบำรุงรักษา สามารถตรวจพบการสึกหรอของ Bearing ได้ในช่วงหยุดเดินเครื่อง
				2	น้ำมันหล่อลื่นเสื่อมสภาพทำให้ Bearing มีอุณหภูมิสูง	น้ำมันหล่อลื่นเสื่อมสภาพ อาจทำให้ประสิทธิภาพในการหล่อลื่นลดลงและทำให้ Bearing มีอุณหภูมิสูงจนอาจเกิดละลาย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
						สามารถตรวจสอบสภาพน้ำมันหล่อลื่นโดยการนำตัวอย่างไปวิเคราะห์ในห้องทดลอง
HP/LP TURBINE BLADE และ VANE						
1	เปลี่ยนพลังงานของก๊าซร้อนที่ได้จากห้องเผาไหม้ไปเป็นพลังงานกล (การหมุน)	A	ไม่สามารถเพิ่มความเร็วรอบของเครื่องกังหันก๊าซได้	**1**	Turbine ไม่สมดุล (Unbalance) ทำให้เกิดความสั่นสะเทือนสูง	เมื่อเครื่องกังหันก๊าซหมุนและเกิดความไม่สมดุล ย่อมเกิดการสั่นสะเทือนสูง พนักงานเดินเครื่องสามารถ ตรวจพบความสั่นสะเทือน (vibration) จากจอควบคุมสูงผิดปกติ ต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหันพนักงานบำรุงรักษาใช้เวลาเวลาแก้ไขประมาณ 30 วัน
				2	เพลาเกิดการโก่งงอ ให้เกิดความสั่นสะเทือนสูง	หากเพลาโก่งงออาจทำให้ Turbine Blade ซึ่งเป็นชิ้นส่วนที่หมุน เกิดเสียดสีกับ Casing ทำให้เกิดการแตกหักได้ พนักงานเดินเครื่องสามารถพบความผิดปกติจากค่าความสั่นสะเทือน (vibration) จากจอควบคุมสูงผิดปกติต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน พนักงานบำรุงรักษาใช้เวลาเวลาแก้ไขประมาณ 30 วัน
				3	ความร้อนสูงผิดปกติทำให้ทำเกิดการเสียรูปของวัสดุ	เมื่ออุณหภูมิในห้องเผาไหม้สูงกว่าปกติ ซึ่งอาจสูงกว่าค่าที่ได้ออกแบบไว้ อาจจะให้ Turbine Blade และ Vane เสียรูปได้ พนักงานเดินเครื่องตรวจพบอุณหภูมิสูงของ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้าที่ FUNCTION		การล้มเหลวของหน้าที่ FUNCTIONAL FAILURE		รูปแบบความเสียหาย FAILURE MODE		ผลที่เกิดจากความเสียหาย FAILURE EFFECT
						ก๊าซร้อนจากจอควบคุมผิดปกติ โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหัน
				4	รูระบายความร้อนอุดตัน	หากรูระบายความร้อนเกิดอุดตันย่อมทำให้อุณหภูมิ Turbine Blade และ Vane สูงกว่าปกติ ส่งผลให้ Blade เสียรูป และ เกิดการแตกหัก พนักงานเดินเครื่องตรวจพบความสั่นสะเทือนสูงผิดปกติ หรือ พนักงานบำรุงรักษาตรวจพบได้จากการส่องกล้องสำรวจความเสียหายขช่วงเวลาหยุดเดินเครื่อง
2	ทนอุณหภูมิจากการเผาไหม้ได้	A	Turbine Blade & Vane ไม่สามารถทนความร้อนได้	1	วัสดุเคลือบผิว Blade และ Vane ซึ่งเป็นเซรามิก หลุดร่อน	หากวัสดุเคลือบผิว Blade และ Vane ซึ่งเป็นเซรามิก หลุดร่อนทำให้ Blade และ Vane แตกไปกระแทกแถวต่อ ๆ ไป เพราะทนความร้อนไม่ได้ พนักงานบำรุงรักษาตรวจพบได้ล่วงหน้าจากการส่องกล้องสำรวจความเสียหายของเซรามิกช่วงเวลาหยุดเดินเครื่อง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.2 การตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ ในระบบเครื่องกังหันก๊าซที่มีความวิกฤติระดับ A

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
อุปกรณ์ : Compressor Blade & Vane																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจวัดค่า RRP	ทุกครั้งที่หยุดเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	2	N	N	N	N	N	N	Y	Y				วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	2	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบรอยแตกร้าว ด้วยวิธีทดสอบแต่ไม่ทำลาย	ทุกงานและ Overhaul	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	3	N	N	N	N	N	N	Y	N	Y			ในขั้นตอนการประกอบเครื่องกังหันก๊าซ ต้องจดบันทึก การนำเครื่องมือ เข้า-ออก ป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีการถอด-ประกอบ	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	4	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบสนิมที่โดยการส่องกล้อง	ทุกครั้งที่หยุดเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	4	N	N	N	N	N	N	Y	Y				วัดความหนาของสนิม	ทุกงานและเมื่อ Overhaul	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	4	N	N	N	Y	N	N	N	Y				ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่อง	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
														กังหันก๊าซ		
อุปกรณ์ : Valve																
1	A	1	N	N	N	N	Y			N	Y			Overhaul Valve	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
1	B	1	Y	Y						N	Y			Overhaul Valve	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Hydraulic Cylinder																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	Y			Overhaul Hydraulic Cylinder	4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	1	Y	N	N	Y				N	Y			Overhaul Hydraulic Cylinder	4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Oil Filter																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Oil Filter ใหม่	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Burner																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Burner ใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา

CHULALONGKORN UNIVERSITY จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
อุปกรณ์ : Gas Lance																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Gas Lancer ใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Flame Monitor																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Flame Monitor ใหม่	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
1	B	1	N	N	N	N	Y			N	N	Y		เปลี่ยน Flame Monitor ใหม่	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : GT Speed Probe																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน GT Speed Probe ใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Level Indicator																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Level Indicator ใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
1	B	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Level Indicator ใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Orifice																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Orifice ใหม่	ทุก 8 ปี	พนักงานบำรุงรักษา

CHULALONGKORN UNIVERSITY จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
อุปกรณ์ : Pressure Transmitter																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Pressure Transmitter ใหม่	ทุก 8 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Solenoid Valve																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Solenoid Valve ใหม่	ทุก 8 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Temperature Element																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Temperature Element ใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Valve Positioner																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Valve Positioner ใหม่	ทุก 8 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Vibration Sensor																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	Y		เปลี่ยน Vibration Sensor ใหม่	ทุก 8 ปี	พนักงานบำรุงรักษา

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
อุปกรณ์ : Blow of Valve																
1	A	1	Y	N	N	Y				Y				ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ*	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	2	Y	N	N	Y				Y				ตรวจสอบตำแหน่งที่ Valve เปิด	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	3	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไฮดรอลิก	ทุก 6 เดือน	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	3	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมัน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
2	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไฮดรอลิก	ทุก 6 เดือน	พนักงานเดินเครื่อง
2	A	2	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมัน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
อุปกรณ์ : Once Through Cooler																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบการรั่วไหลโดยการเปิด Valve Drain	ทุกอาทิตย์	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบรอยรั่วโดยการอัดน้ำ	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
1	B	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบอัตราการไหลของน้ำและอากาศฝั่งเข้า	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
2	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบอุณหภูมิอากาศหลังผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
อุปกรณ์ : Casing																
1	A	1	Y	N	N	Y				Y				ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	2	Y	N	N	Y				Y				ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	3	Y	N	N	Y				Y				ตรวจสอบร่องรอยการเสียดสีระหว่าง Casing และ Compressor Blade	ทุกงานและเมื่อ Overhaul	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Variable Inlet Guide Vane & Guide Vane																
1	A	1	Y	N	N	Y				Y				ตรวจสอบตำแหน่งที่ Valve เปิด	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	2	Y	N	N	Y				Y				ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	3	Y	N	N	Y				Y				ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไฮดรอลิก	ทุก 6 เดือน	พนักงานบำรุงรักษา

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
1	A	3	Y	N	N	Y				Y				ตรวจสอบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมัน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	4	Y	N	N	Y				Y				ตรวจสอบสภาพ Bushing	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Exhaust Expansion Joint																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบการรั่วของไอเสียโดยการใช้ภาพถ่ายความร้อน	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
อุปกรณ์ : Air Inlet Filter																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบแรงดันตกคร่อม Air Inlet Filter	ทุกอาทิตย์	พนักงานเดินเครื่อง
อุปกรณ์ : Turbine Bearing (Thrust & Redial)																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบ การสั่นสะเทือนตำแหน่ง Bearing	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบอุณหภูมิ Bearing	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง

CHULALONGKORN UNIVERSITY จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษา				กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
										กลยุทธ์เชิงรุก						
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB			
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบหน้าสัมผัสของ Bearing	ทุกงานและเมื่อ Overhaul	พนักงานบำรุงรักษา
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				วัดค่าการจัดวาง (Alignment) ของ Bearing	ทุกงานและเมื่อ Overhaul	พนักงานบำรุงรักษา
1	B	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันหล่อลื่น	ทุก 6 เดือน	พนักงานบำรุงรักษา
1	B	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบอุณหภูมิ Bearing	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
HP/LP(1-4) Turbine Blade & Vane																
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y				วิเคราะห์โน้มค่า การสั่นสะเทือน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	2	N	N	N	N	N	N	Y	Y				วิเคราะห์โน้มค่า การสั่นสะเทือน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	3	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบอุณหภูมิในห้องเผาไหม้	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง
1	A	4	N	N	N	N	N	N	Y	Y				ตรวจสอบสภาพรูระบายความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
2	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	N	Y	ตรวจสอบสภาพรูระบายความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี	พนักงานบำรุงรักษา
2	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	N	N	N	Y	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี	พนักงานบำรุงรักษา

ตารางที่ 4.3 การกำหนดกลยุทธ์ กิจกรรมและความถี่สำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
Valve	32	A2	Overhaul	ทุก 4 ปี
Hydraulic Cylinder	4	A2	Overhaul	ทุก 4 ปี
Oil Filter	4	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 1 ปี*
Burner	24	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
Gas Lance	24	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
Flame Monitor	3	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 1 ปี*
GT Speed Probe	6	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
Level Indicator	1	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Orifice	2	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Pressure Transmitter	11	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Pulsation Sensor	6	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Solenoid Valve	16	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Temperature Element	33	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี*
Valve Positioner	22	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Vibration Sensor	8	A3	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Blow of valve	4	A1	ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ*	ทุกกะ*
			ตรวจสอบตำแหน่งที่ Valve เปิด *	ทุกกะ*
			ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไฮดรอลิก	ทุก 6 เดือน
			ตรวจสอบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมัน	ทุกกะ*
Once Through Cooler	2	A1	ตรวจสอบการรั่วไหลโดยการเปิด Valve Drain*	ทุกอาทิตย์*
			ตรวจสอบอัตราการไหลของน้ำและอากาศ ฝั่งเข้า*	ทุกกะ*

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
			ตรวจสอบอุณหภูมิอากาศหลังผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อน	ทุกกะ*
			ตรวจสอบรอยรั่วโดยการอัดน้ำ	ทุก 1 ปี*
Casing	1	A1	ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ*
			ตรวจสอบร่องรอยการเสียดสี*	ทุกงานและ Overhaul*
Variable Inlet Guide Vane & Guide Vane	4	A1	ตรวจสอบตำแหน่งที่ Valve เปิด*	ทุกกะ*
			ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไฮดรอลิก	ทุก 6 เดือน
			ตรวจสอบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมัน	ทุกกะ*
			ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ*
			ตรวจสอบสภาพ Bushing	ทุก 1 ปี
Compressor Vane	19	A1	ตรวจวัดค่า RRP	ทุกครั้งที่หยุดเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน*
			วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน *	ทุกกะ*
			ตรวจสอบรอยแตกร้าว ด้วยวิธีทดสอบแต่ไม่ทำลาย*	ทุกงานและ Overhaul*
Compressor Blade	22		ในขั้นตอนการประกอบเครื่องกังหันก๊าซต้องจดบันทึก การนำเครื่องมือ เข้า-ออก ป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีการถอด-ประกอบ
			ตรวจสอบสนิมที่โดยการส่องกล้อง	ทุกครั้งที่หยุดเครื่อง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
				แต่ไม่เกิน 6 เดือน*
			วัดความหนาของสนิม*	ทุกงาน และ Overhaul*
			ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ*	ทุกกะ*
Rotor Heat Shield A,B,C	3	A1	ตรวจสอบสภาพฉนวนกันความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
Exhaust Expansion Joint	1	A1	ตรวจสอบการรั่วของไอเสียโดยการใช้ภาพถ่ายความร้อน	ทุก 1 ปี
Air Inlet Filter	3	A1	ตรวจสอบแรงดันตกคร่อม Air Inlet Filter	ทุกอาทิตย์*
Turbine Bearing (Thrust & Redial)	2	A1	ตรวจสอบ การสั่นสะเทือนตำแหน่ง Bearing	ทุกกะ*
			ตรวจสอบอุณหภูมิ Bearing	ทุกกะ*
			ตรวจสอบอุณหภูมิน้ำมันหล่อลื่น	ทุกกะ*
			ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันหล่อลื่น	ทุก 6 เดือน
			ตรวจสอบหน้าสัมผัสของ Bearing	ทุกงานและ Overhaul*
			วัดค่าการจัดวาง (Alignment) ของ Bearing	ทุกงานและ Overhaul
HP Turbine Outlet Guide Vane	1	A4	ตรวจสอบสภาพฉนวนกันความร้อน โดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
HP Turbine Heat Shield	1	A4	ตรวจสอบสภาพฉนวนกันความร้อนด้วยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
Turbine Stator Heat Shield	4	A4	ตรวจสอบสภาพฉนวนกันความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
Compressor Stator Heat Shield	5		ตรวจสอบสภาพรูระบายความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
HP Turbine Vane	1	A4	วิเคราะห์โน้มค่า การสั่นสะเทือน	ทุกกะ*
HP Turbine Blade	1		ตรวจสอบสภาพฉนวนกันความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			ตรวจสอบสภาพรูระบายความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
LP Turbine Blade Row 1-4	4		เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
LP Turbine Vane Row 1-4	4			

หมายเหตุ * หมายถึง กิจกรรมบำรุงรักษาที่ดำเนินการปรับปรุง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.1.1 ตัวอย่างการวิเคราะห์ความเชื่อมโยงระหว่างรูปแบบความเสียหายซึ่งนำไปสู่การกำหนดกลยุทธ์ย่อยและกิจกรรมในการบำรุงรักษา

การบันทึกข้อมูลในตารางตัดสินใจเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาของอุปกรณ์ ในระบบเครื่องกังหันก๊าซที่มีความวิกฤติระดับ A ตัวอย่างอุปกรณ์ Compressor Blade และ Vane โดยมีขั้นตอนการดำเนินการดังต่อไปนี้

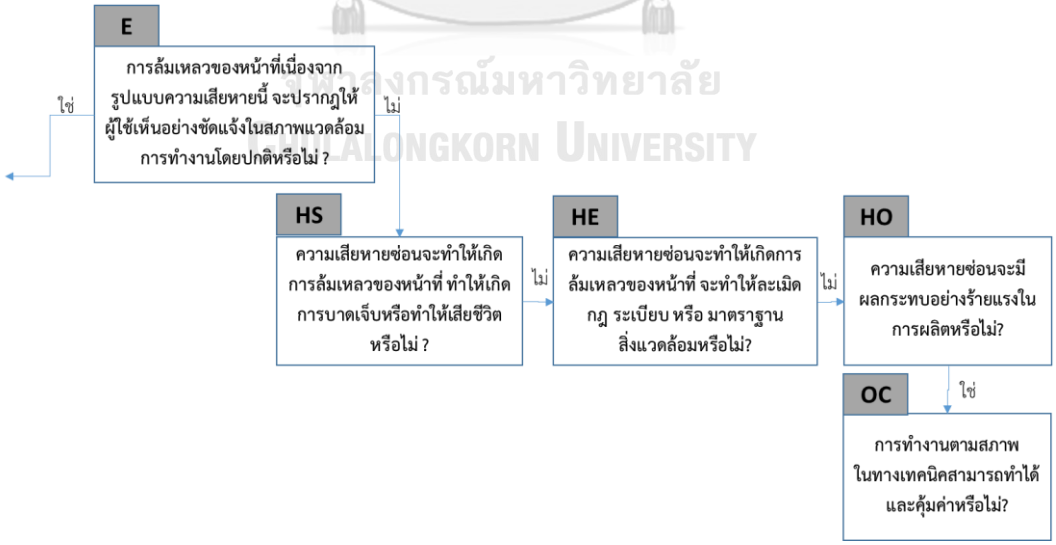
1. บันทึกข้อมูลในช่องรูปแบบความเสียหาย โดยอ้างอิงรูปแบบความเสียหายของอุปกรณ์ Compressor Blade และ Vane จากตาราง FMEA (ตาราง 4.2) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 4.4 ตัวอย่างตารางตัดสินใจเลือกกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ Compressor Blade และ Vane รูปแบบความเสียหาย 1A1

รูปแบบความเสียหาย			การประเมินผลกระทบ							กลยุทธ์บำรุงรักษาเชิงรุก			
F	FF	FM	E	ES	EE	EO	HS	HE	HO	OC	SR	SD	CB
1	A	1	N	N	N	N	N	N	Y	Y			

1) **การล้มเหลวของหน้าที่ 1A** คือ ไม่สามารถสร้างแรงดันและอัตราการไหลได้
2) **รูปแบบความเสียหาย 1A1** คือ เกิดการเสียดสีระหว่าง Compressor Blade กับ Casing ทำให้เกิดการแตกหัก
3) **ผลที่เกิดจากความเสียหาย 1A1** เมื่อ Rotor Redial Position เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ ใบพัดเสียดสีกับตัวถัง สังเกตพบได้จาก ค่าการสั่นสะเทือนสูงขึ้น (จากจอควบคุม) และหากชิ้นส่วนเกิดแตกหักหลุดไปกระแทกกับ ใบพัดแถวถัดไป เกิดความเสียหายรุนแรง

2. ตอบคำถามในแผนผังการตัดสินใจ SAE JA 1011 เพื่อเลือกกลยุทธ์ย่อยในการบำรุงรักษารายละเอียดแสดงในรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ผังการตัดสินใจเลือกกลยุทธ์บำรุงรักษาย่อยของ Compressor Blade & Vane 1A1

คำถามที่ 1 (E) คำตอบ “ไม่” เนื่องจากรูปแบบความเสียหายที่เกิดขึ้นไม่ได้ปรากฏให้ผู้ใช้งานเห็นได้อย่างชัดเจนในสภาพแวดล้อมปกติ เนื่องจาก Compressor จะถูกหุ้มด้วย Casing ไม่สามารถเห็นสภาพภายในได้

คำถามที่ 2 (HS) คำตอบ “ไม่” เนื่องจากรูปแบบความเสียหายซ่อนที่เกิดขึ้น ไม่เป็นอันตรายหรือทำให้ใครได้รับบาดเจ็บ หรือเสียชีวิต เนื่องจาก หากเกิดการแตกหัก จะอยู่ภายใน Casing เท่านั้น

คำถามที่ 3 (HE) คำตอบ “ไม่” เนื่องจากรูปแบบความเสียหายซ่อนที่เกิดขึ้น ไม่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม

คำถามที่ 4 (HO) คำตอบ “ใช่” เนื่องจากรูปแบบความเสียหายซ่อนที่เกิดขึ้น ทำให้ต้องหยุดเครื่องและใช้เวลาแก้ไขเป็นระยะเวลานาน เนื่องจากต้องมีการถอดประกอบ Upper Casing และยก Rotor เพื่อเปลี่ยน Blade และ Vane ใหม่

คำถามที่ 5 (OC) คำตอบ “ใช่” เนื่องจากทำงานตามสภาพ ในทางเทคนิคสามารถทำได้และคุ้มค่าที่จะทำ เพราะการสูญเสียรายได้จากการผลิตมีเนื่องจากการหยุดกะทันหันมีมูลค่าสูงกว่า

3. เมื่อได้ทราบกลยุทธ์ย่อยในการบำรุงรักษาแล้ว ให้พิจารณาหากิจกรรมที่สอดคล้องกับกลยุทธ์นั้นเช่น OC หรือการทำงานตามสภาพ (ในงานวิจัยนี้กำหนดให้เป็น Predictive Maintenace (PdM) เพราะนอกจากการติดตามสภาพแล้วยังต้องมีการวิเคราะห์เพื่อหาความผิดปกติอีกด้วย) โดยการกำหนดกิจกรรมที่เสนอแนะ อาจจะอ้างอิงมาจากคู่มือผู้ผลิต หรือประสบการณ์ของผู้วิเคราะห์ รวมถึงเทคโนโลยี่ที่เหมาะสมขณะนั้น สำหรับกิจกรรมที่เสนอแนะ อาจกำหนดให้ทำมากกว่า 1 กิจกรรม ต่อ 1 รูปแบบความเสียหายได้ เช่นดังตารางที่ 4.5 กำหนดให้ดำเนินการตังต่อไปนี้

- กำหนดให้วัด Rotor Redial Position เพื่อตรวจจับการเปลี่ยนแปลงที่มีความผิดปกติ
- วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน เพื่อให้สามารถตัดสินใจหยุดเครื่องก่อนเกิดความเสียหายรุนแรง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4.5 กำหนดกรรมบำรุงรักษาสำหรับ Compressor Blade และ Vane รูปแบบความเสียหายที่ 1A1

กิจกรรมที่เสนอแนะ	ระยะเวลาแรกเริ่ม	ผู้รับผิดชอบ
ตรวจวัดค่า Rotor Redial Position	ทุกครั้งที่หยุดเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน	พนักงานเดินบำรุงรักษา
วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน	ทุกกะ	พนักงานเดินเครื่อง

ระยะเวลาแรกเริ่ม สามารถอ้างอิงได้จากคู่มือที่ผู้ผลิตแนะนำ ทั้งนี้การกำหนดระยะเวลาแรกเริ่มอาจอ้างอิงสถิติความเสียหายที่เคยเกิดขึ้นในอดีตได้เช่นกัน โดยรูปแบบความเสียหายของ Compressor ที่ 1A1 กำหนดความถี่ดังนี้

1. กำหนดให้วัด Rotor Redial Position ทุกครั้งที่หยุดเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน เนื่องจากเดิมที่กำหนดให้วัดทุก ๆ 1 ปี แต่ยังพบความเสียหาย จึงพิจารณาเสนอให้เพิ่มความถี่จากเดิม
2. กำหนดให้วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน ทุกกะ

ผู้รับผิดชอบ ส่วนนี้อาจไม่ได้จำกัดแค่พนักงานบำรุงรักษา อาจเป็นผู้มีส่วนเกี่ยวข้องอื่น ๆ ได้ เช่น พนักงานเดินเครื่อง หรือ ผู้ที่ใช้งานเครื่องจักรเป็นประจำ

1. วัด Rotor Redial Position โดยพนักงานบำรุงรักษา
2. วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือนโดยพนักงานเดินเครื่อง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.2 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B เป็นอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติรองจากระดับความวิกฤติ A มักเป็นอุปกรณ์อิเลคทรอนิกส์ซึ่งไม่สามารถตรวจจับความผิดปกติล่วงหน้าได้ กลยุทธ์หลักที่เลือกใช้คือการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) กลยุทธ์ย่อยได้แก่(18)

B1 การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาฟื้นฟู (Scheduled Restoration) เหมาะสำหรับอุปกรณ์ที่เป็นทางเครื่องกล เช่น Pump หรือ Valve กิจกรรมได้แก่ การทำความสะอาด การยกเครื่อง (Overhaul)

B2 การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง (Scheduled Discard) เหมาะสำหรับอุปกรณ์ประเภทใช้แล้วหมดไป เช่น ฟิวเตอร์ (filter) หรือ อุปกรณ์ประเภทอิเลกทรอนิกส์ เช่น โซลินอยด์ เซนเซอร์ ตัวบอกตำแหน่ง (Positioner)

ตารางที่ 4.6 การกำหนดกลยุทธ์ กิจกรรม และความถี่ในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B

อุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
Valve	43	B1	Overhaul	ทุก 4 ปี
Solenoid Valve	4	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
Pump	6	B1	Overhaul	ทุก 4 ปี
Filter	5	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 1 ปี
Ignition Torch	2	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
Feed Orifice	2	B1	ตรวจสอบ/ทำความสะอาด	ทุก 1 ปี
Valve Positioner	2	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Level Indicator	4	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Humidity Sensor	3	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Pressure Transmitter	16	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Temperature Element	1	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Pulsation Sensor	6	B2	เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี

4.2.3 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C ส่วนใหญ่เป็นอุปกรณ์ที่มีตัวสำรอง (Standby) ในกรณีตัวที่ใช้งานหลักเกิดการขัดข้อง เมื่ออุปกรณ์กลุ่มนี้เกิดความเสียหายจะไม่กระทบต่อการผลิต ดังนั้นกลยุทธ์ที่เลือกใช้คือการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (CM)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4..7 การกำหนดกลยุทธ์และกิจกรรมในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม
Valve	37	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Fans	8	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Filter	29	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Orifice	2	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Flow Meter	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Heat Exchanger.	4	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม
Pressure Transmitter	35	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Pump	5	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Tank, Vessel	3	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Electrical Breaker	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Temperature Element	72	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย

4.2.4 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิตและไม่จำเป็นต้องมีสำรอง กลยุทธ์ที่เลือกใช้คือ CM

ตารางที่ 4.8 การกำหนดกลยุทธ์และกิจกรรมในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติD

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม
Valve	60	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Air Intake Inlet	1	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Heater (Motor, Lube Oil)	6	CM	ไม่กำหนดกิจกรรมบำรุงรักษา
Blower	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Pump	2	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Filter	7	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Level Sight Glass	11	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Tank, Vessel	5	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Nozzle	4	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Orifice	42	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Air Silencer	6	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Flow Meter	11	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Door Positioner	5	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Level Switch	5	CM	ไม่กำหนดกิจกรรมบำรุงรักษา
Pressure Switch	66	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Sampling Plug	3	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

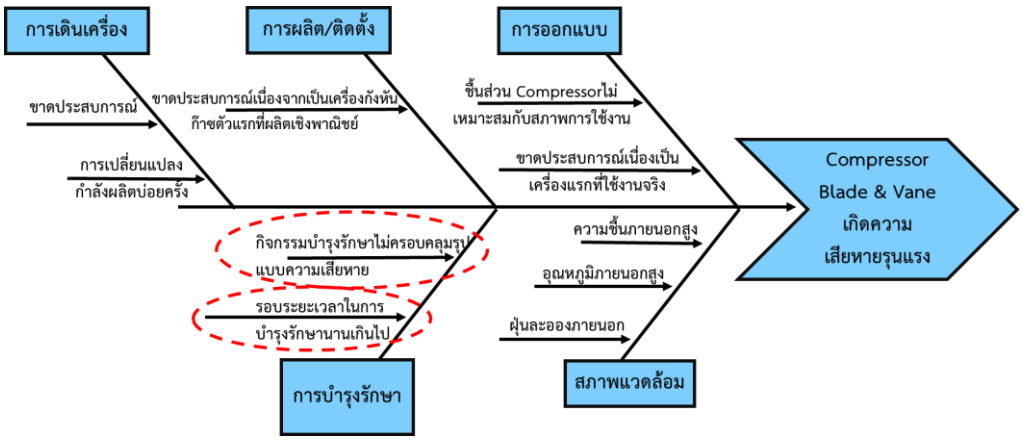
ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม
Temperature Element	24	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Vibration Sensor	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Warning Light	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Electrical Breaker	5	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
CompressorIntake Housing	1	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย

4.3 ผลการดำเนินการ

ตารางที่ 4.3, 4.6 , 4.7 และ 4.8 แสดงถึงกลยุทธ์การบำรุงรักษา กิจกรรมและความถี่ในการดำเนินกิจกรรมสำหรับแต่ละอุปกรณ์ โดยผลการดำเนินงานวิจัยในช่วงระยะเวลาหนึ่งปีนี้ เป็นผลมาจากปรับปรุงกลยุทธ์การบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A ทั้งหมด เนื่องจากอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B ยังไม่ถึงรอบระยะเวลาของการบำรุงรักษา ในขณะที่อุปกรณ์ย่อยที่มีระดับความวิกฤติ C, D นั้นไม่มีผลกระทบต่อการผลิต

กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุกสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A ประกอบด้วยกลยุทธ์ย่อย 4 อย่างนั้นแบ่งเป็น การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ 60 รายการ การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟู 37 รายการ การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง 160 รายการ และการบำรุงรักษาแบบผสมผสาน 21 รายการ

การเปรียบเทียบก่อนและหลังการปรับปรุงการบำรุงรักษา Compressor Blade และ Vane ในตารางที่ ตารางที่ 4.9 แสดงให้เห็นว่าก่อนการปรับปรุงมีกำหนดรอบระยะเวลาของการบำรุงรักษาไว้ทุก 1 ปี ซึ่งแม้จะทำการบำรุงรักษาตามกำหนดเดิมอย่างเคร่งครัด แต่ยังพบความเสียหายที่ Compressor Blade และ Vane ที่รุนแรง จึงได้ทำการวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาโดยใช้ผังก้างปลาดังแสดงในรูปที่ 4.4 พบว่าสาเหตุมาจากรอบระยะเวลาของการบำรุงรักษาเดิมนั้นนานเกินไป งานวิจัยนี้เสนอให้ทำการกำหนดการปรับลดรอบระยะของการบำรุงรักษาเพื่อให้สามารถตรวจพบความผิดปกติก่อนเกิดความเสียหายรุนแรง โดยกำหนดใหม่ลดเหลือ 6 เดือน หรือให้ดำเนินการเมื่อมีโอกาสหยุดเดินเครื่องเนื่องจากโดยปกติโรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องผลิตตลอดเวลา แต่ควรพิจารณาไม่ให้เกิดการบำรุงรักษาที่มากเกินความจำเป็น (Over Maintenance) เช่นกัน(21)



รูปที่ 4.4 การวิเคราะห์สาเหตุของปัญหา Compressor Blade & Vane โดยใช้ผังก้างปลา

สาเหตุอีกประการมาจากการกำหนดกิจกรรมในการบำรุงรักษา ไม่ครอบคลุมรูปแบบความเสียหายที่เกิดขึ้น หลังทำการปรับปรุงได้กำหนดกลยุทธ์บำรุงรักษาเชิงรุก จึงได้เพิ่มกิจกรรมตรวจสอบสภาพ Compressor Blade และ Vane โดยวิธีตรวจสอบแบบไม่ทำลาย (NDT) เพื่อหารอยแตก การติดตามอุณหภูมิในห้องเครื่องกังหันก๊าซ การวิเคราะห์แนวโน้มค่า Vibration วัดความหนาของการเกิดสนิม เพื่อให้ครอบคลุมรูปแบบความเสียหายทั้งหมดที่ได้ประเมินไว้

หลังจากกำหนดกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาอุปกรณ์และปฏิบัติตามแผนระหว่าง กรกฎาคม 2561-มิถุนายน 2562 รวมระยะเวลา 1 ปี พบว่าโรงไฟฟ้ามีการหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด 1,094 ชั่วโมงต่อปี ระบบกังหันก๊าซเป็นสาเหตุให้เกิดการหยุดอย่างกะทันหัน 632.49 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็น 57.8 % ของการหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด (ดังรูปที่ 4.5)

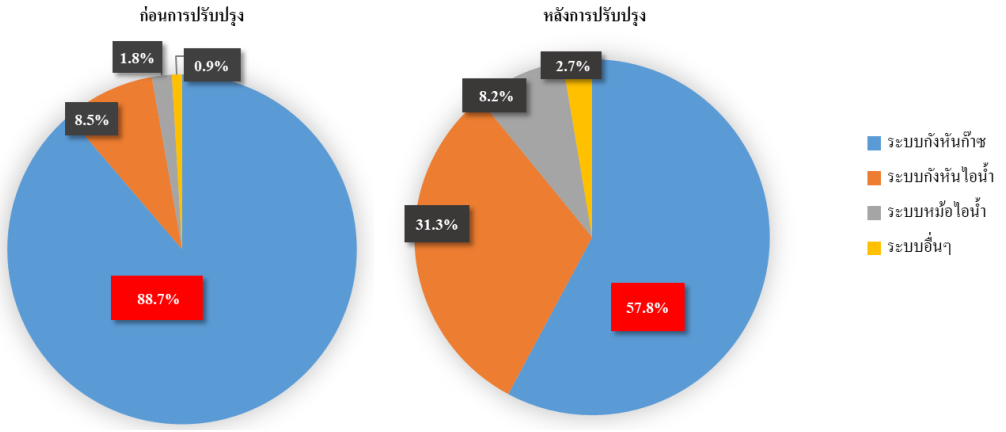
การขัดข้องของระบบกังหันก๊าซสามารถลดลงจาก 2,103.96 ชั่วโมงต่อปี เหลือ 632.49 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นการขัดข้องกะทันหันของระบบกังหันก๊าซลดลง 70% ในขณะที่จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เครื่องกังหันก๊าซเกิดเหตุขัดข้องลดลงจาก 12 ครั้งต่อปี เหลือเพียง 4.5 ครั้งต่อปี (ดังรูปที่ 4.6)

ตารางที่ 4.9 ตัวอย่างการเปรียบเทียบก่อนและหลังการปรับปรุงสำหรับใบพัดคอมเพรสเซอร์และเวน

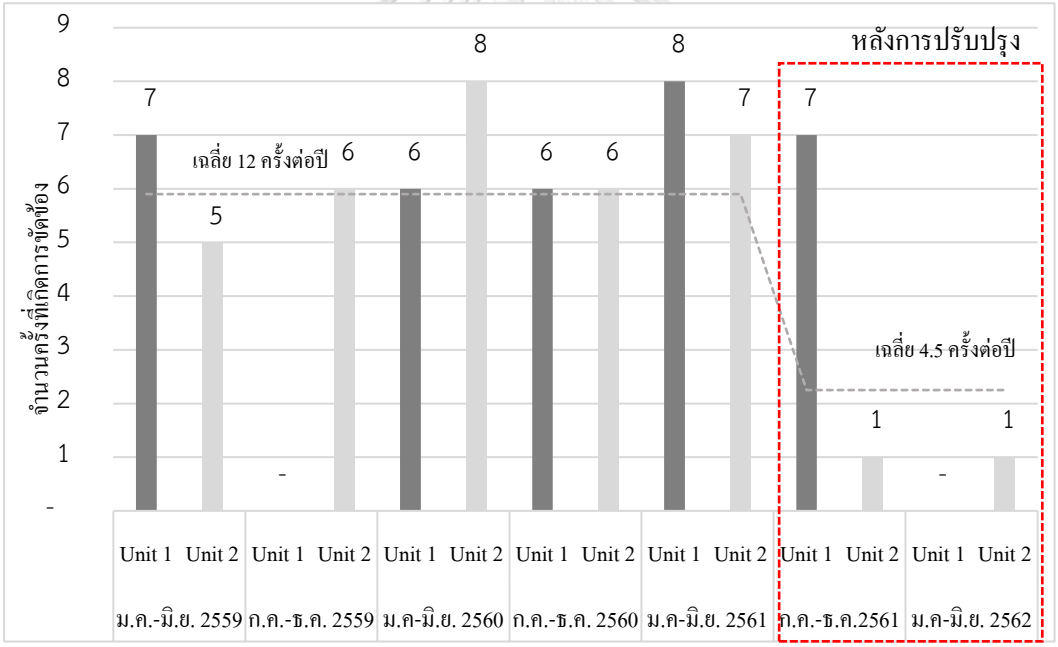
ก่อนการปรับปรุง		หลังการปรับปรุง	
กิจกรรม	**ความถี่**	**กิจกรรม**	**ความถี่**
ตรวจวัดค่า RRP	ทุกปี	ตรวจวัดค่า RRP	ทุก 6 เดือน และทุกครั้งที่หยุดเครื่อง*
ตรวจสอบสภาพใบพัดและเวน โดยวิธี Bore Scope Inspection	ทุกปี	ตรวจสอบสภาพใบพัดและเวน โดยวิธี Bore Scope Inspection	ทุก 6 เดือน และทุกครั้งที่หยุดเครื่อง*
ตรวจสอบสภาพใบพัดและเวน โดยวิธี Visual Inspection	ทุกปี	ตรวจสอบสภาพ ใบพัดและเวน โดยวิธี NDT เพื่อหารอยแตก *	ทุกงานและเมื่อทำการยกเครื่อง*
ในขั้นตอนการประกอบเครื่องกังหันก๊าซ มีการควบคุมการนำเครื่องมือเข้า-ออก มีการป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีงานถอด-ประกอบ	ในขั้นตอนการประกอบเครื่องกังหันก๊าซ มีการควบคุม การนำเครื่องมือเข้า-ออก มีการป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีงานถอด-ประกอบ
-	-	ติดตามอุณหภูมิในห้องเครื่องกังหันก๊าซ*	ทุกกะ*
		วิเคราะห์แนวโน้มค่า Vibration *	ทุกกะ*
		วัดความหนาของการเกิดสนิม (ปฏิกริยา Oxidation*)	ทุกงานและเมื่อทำการยกเครื่อง*

หมายเหตุ * หมายถึง กิจกรรมบำรุงรักษาที่ดำเนินการปรับปรุง

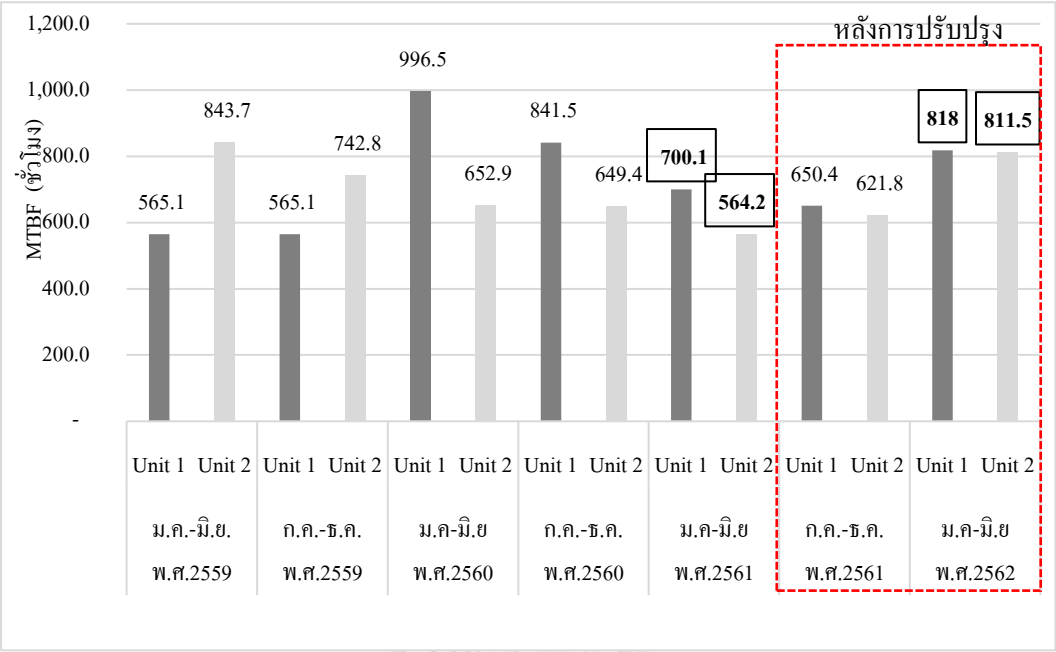
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



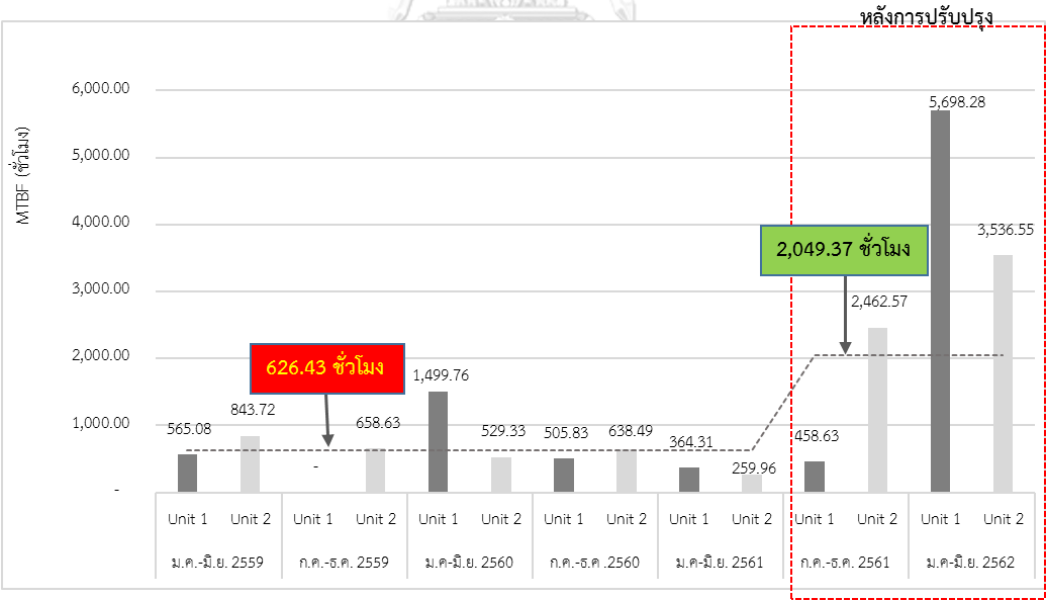
รูปที่ 4.5 ระบบที่เป็นสาเหตุให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหันก่อนและหลังปรับปรุง



รูปที่ 4.6 จำนวนครั้งที่ระบบกังหันก๊าซเกิดการขัดข้องกะทันหัน (ก่อนและหลังการปรับปรุง)



รูปที่ 4.7 ค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซ (ก่อนและหลังการปรับปรุง)

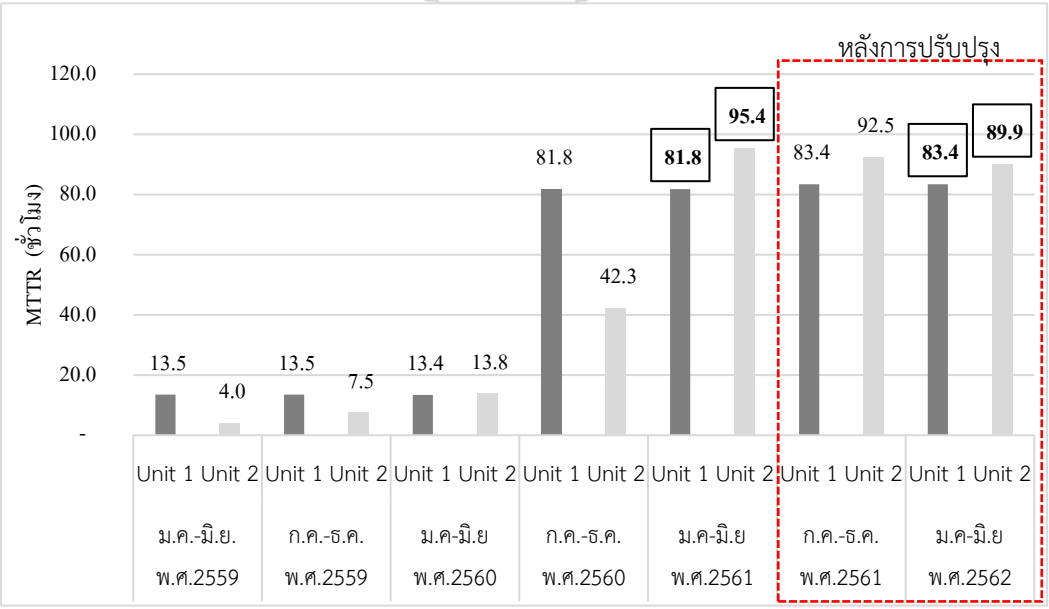


รูปที่ 4.8 ค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซ (แยกคิดแต่ละช่วงเวลา)

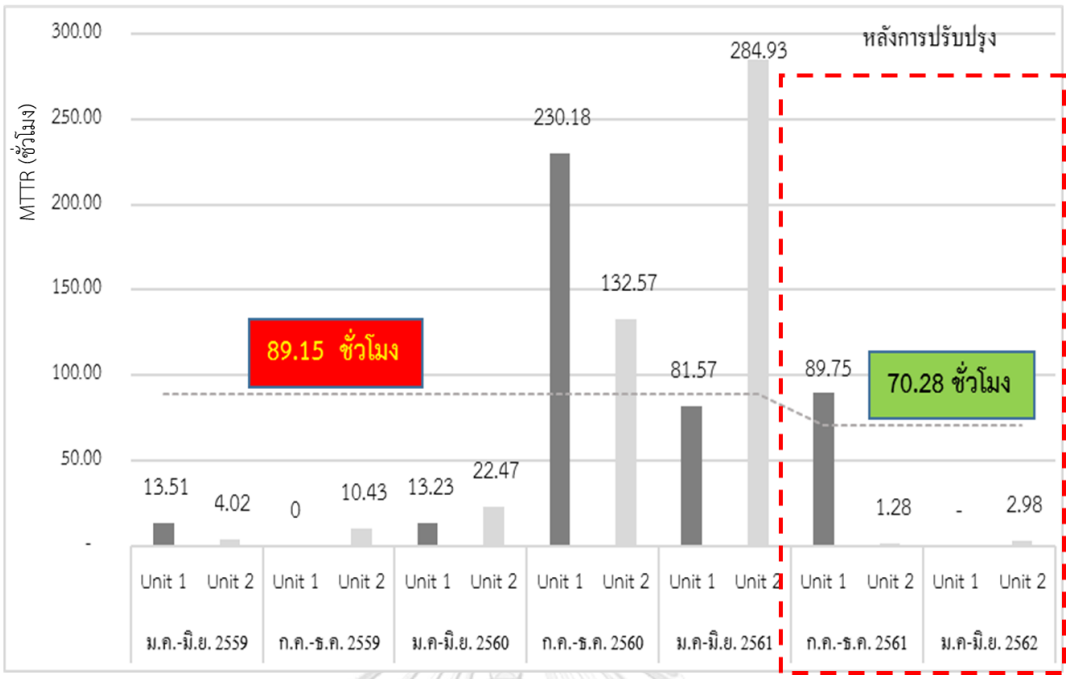
รูปที่ 4.7 แสดงค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซในหน่วยผลิตที่ 1 มีค่าเพิ่มขึ้นจาก 700.1ชั่วโมง เป็น 818 ชั่วโมง ในหน่วยผลิตที่ 2 มีค่าเพิ่มขึ้นจาก 564.2 ชั่วโมง เป็น 811.5 ชั่วโมง ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเครื่องกังหันก๊าซสามารถเดินเครื่องต่อเนื่องได้นานขึ้น แต่ยังต่ำกว่าค่า MTBF ของหน่วยผลิตที่ 1 ก่อนปรับปรุงซึ่งมีค่าสูงสุดที่ 996.5 ชั่วโมง ณ ช่วงเดือน มกราคม 2560

แต่หากพิจารณาจากการคำนวณค่า MTBF ที่มากจากผลรวมของเวลาระหว่างการขัดข้องแต่ละครั้งต่อจำนวนครั้งที่เครื่องจักรหยุดซ่อม ซึ่งเป็นการนำข้อมูลก่อนหน้ามาคำนวณเป็นการคิดแบบสะสม ทำให้หลังการปรับปรุงการเปลี่ยนแปลงไม่เห็นได้ชัด

เพื่อให้เห็นความแตกต่าง จึงได้แยกคำนวณ MTBF แต่ละช่วงเวลา โดยได้แสดงในรูปที่ 4.8 MTBF ของระบบเครื่องกังหันก๊าซ มีค่าสูงขึ้นจาก 626.43 ชั่วโมงต่อครั้ง (ประมาณ 26 วันต่อครั้ง) เป็น 2,049.37 ชั่วโมงต่อครั้ง (หรือประมาณ 85 วันต่อครั้ง) โดยไม่เกิดขัดข้อง โดยเครื่องกังหันก๊าซหน่วยที่ 1 เดินเครื่องต่อเนื่องโดยไม่มีเหตุการณ์หยุดเครื่องกะทันหัน ตั้งแต่ 5 พฤศจิกายน 2561 ถึง 30 มิถุนายน 2562 (สิ้นสุดการเก็บข้อมูล) คิดเป็น 5,698. 3 ชั่วโมง หรือประมาณ 237 วัน โดยเครื่องกังหันก๊าซหน่วยที่ 2 เดินเครื่องต่อเนื่องโดยไม่มีเหตุการณ์หยุดเครื่องกะทันหันได้ถึง 3,536.55 หรือประมาณ 147 วัน



รูปที่ 4.9 ค่า MTTR ของระบบกังหันก๊าซ (ก่อนและหลังการปรับปรุง)



รูปที่ 4.10 ค่า MTTR ของระบบกังหันก๊าซ (แยกคิดแต่ละช่วงเวลา)

รูปที่ 4.9 แสดงถึง MTTR ก่อนและหลังการปรับปรุง ของระบบกังหันก๊าซซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย โดยหน่วยผลิตที่ 1 มีค่าสูงขึ้นเล็กน้อยจาก 81.8 ชั่วโมง เป็น 83.4 ชั่วโมงจากการคิดคำนวณแบบสะสม ส่วนหน่วยผลิตที่ 2 มีค่าลดลงเล็กน้อยจาก 95.4 ชั่วโมง เหลือ 89.9 ชั่วโมง แต่หากแยกคำนวณ MTTR แต่ช่วงเวลาดังแสดงในรูปที่ 4.10 โดย MTTR เฉพาะระบบเครื่องกังหันก๊าซ มีค่าลดลงจาก 89.15 ชั่วโมง เป็น 70.28 ชั่วโมง

ทั้งนี้สามารถอธิบายได้ว่าในช่วงมกราคม 2559 ถึงมิถุนายน 2560 มีการเข้มงวดของการบำรุงรักษาน้อยกว่าที่ควรเป็นและส่งผลให้เครื่องจักรเกิดความเสียหาย ดังนั้นในเวลาต่อมาตั้งแต่กรกฎาคม 2560 ถึงมิถุนายน 2561 จึงได้มีการเพิ่มความเข้มงวดของการบำรุงรักษาขึ้น และหลังการปรับปรุงได้มีการดำเนินการตามกลยุทธ์ของการบำรุงรักษาและได้เพิ่มความถี่ในการตรวจสอบด้วย Bore Scope เพื่อตรวจหารอยแตกร้าวของคอมเพรสเซอร์ ซึ่งเป็นการตรวจจับความผิดปกติก่อนเกิดความเสียหายได้ล่วงหน้า จึงทำให้เวลาที่ใช้ในการบำรุงรักษาลดลงเมื่อเทียบกับระยะเวลาหกเดือนก่อนการปรับปรุง จากประวัติการซ่อมพบว่าหากไม่มีการตรวจสอบดังกล่าวอาจทำให้เครื่องกังหันก๊าซเกิดความเสียหายรุนแรงซึ่งต้องใช้เวลาในการซ่อมบำรุงแต่ละครั้งมากกว่า 1,800 ชั่วโมง อย่างไรก็ตามแม้ค่า MTTR เปลี่ยนแปลงเล็กน้อยแต่จำนวนครั้งในการเกิดการขัดข้องได้ลดลงอย่างชัดเจนดังอธิบายมาแล้ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

การกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาให้เหมาะสมเป็นสิ่งสำคัญต่อค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนี้มีอุปกรณ์เป็นจำนวนมากและอุปกรณ์เหล่านั้นมีระดับความสำคัญที่แตกต่างกัน ก่อนการปรับปรุงมีการใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข แต่เป็นการกำหนดที่กว้างไป ทำให้เกิดการขัดข้องกะทันหันของโรงไฟฟ้ามากขึ้น มีค่าความพร้อมใช้งานต่ำกว่าค่าเป้าหมาย มีค่าความเชื่อถือได้ต่ำลงและมีเวลาที่ใช้ในในการซ่อมยาวนานขึ้น ต่อมาแม้ว่าจะมีการนำกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุกมาใช้ แต่ถ้าปราศจากการวิเคราะห์ว่าจุดใดต้องใช้ก็อาจเสียค่าใช้จ่ายและเสียเวลาเกินความจำเป็น ในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอการกำหนดกลยุทธ์ที่สอดคล้องกับระดับความวิกฤติซึ่งมีถึง 4 ระดับ ทำให้สามารถกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาได้ชัดเจนมากขึ้น โดยอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A ใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุก ประกอบด้วยกลยุทธ์ย่อยคือการบำรุงรักษาแบบ PM และ PdM อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B ใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) ส่วนอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C และ D กลยุทธ์ที่เลือกใช้คือการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (CM)

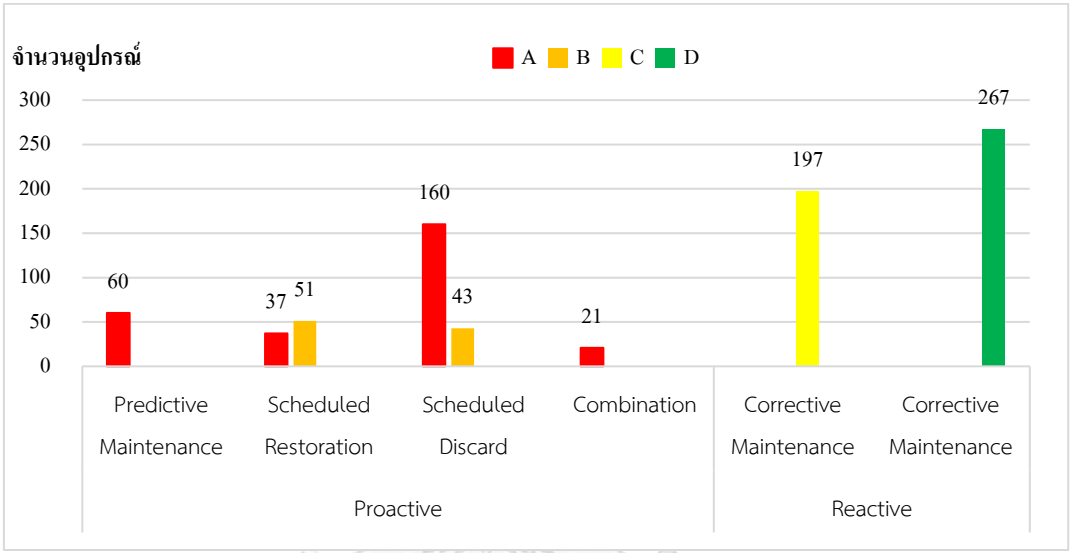
จากการที่พบว่าระบบกังหันก๊าซเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดการหยุดทำงานกะทันหัน อุปกรณ์ของระบบนี้จึงได้รับการคัดเลือกมาวิเคราะห์หาระดับความวิกฤติ จากรูปที่ 5.1 พบว่าสามารถแบ่งกลุ่มของอุปกรณ์ได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่คือ กลุ่มที่ควรทำกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุก (PaM) ประกอบด้วยอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A และ B ซึ่งมีระดับความวิกฤติสูง ส่วนกลุ่มที่เหลือควรใช้กลยุทธ์เชิงรับ (Reactive maintenance) ได้แก่ อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C และ D โดยอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่ม A จะมีการใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุก ซึ่งเริ่มด้วยการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบโดยใช้ FMEA เพื่อกำหนดกลยุทธ์ย่อยให้สอดคล้องกับรูปแบบความเสียหายที่ทำการประเมิน

ในระยะเวลาการปรับปรุงหนึ่งปีจะเป็นการปรับปรุงกิจกรรมตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาของอุปกรณ์มีระดับความวิกฤติ A เป็นหลัก มีการปรับเปลี่ยนกิจกรรมและความถี่ในการบำรุงรักษาเช่น การเพิ่มความถี่ของการตรวจสภาพภายในเครื่องกังหันก๊าซด้วยวิธี Bore Scope จากทุก 1 ปี เป็นทุก 6 เดือน ทำให้สามารถตรวจจับความผิดปกติเบื้องต้นก่อนที่จะเกิดความเสียหายรุนแรงได้ ส่วนกลุ่ม B มีกิจกรรมที่มีรอบระยะเวลานาน เช่น ทุก 4 ปี จัดให้มีการซ่อมยกเครื่อง ส่วนกลุ่ม C และ D ไม่มีผลกระทบต่อการผลิต ในภาพรวมพบว่าก่อนการปรับปรุงค่าเฉลี่ยของการหยุดกะทันหันของ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

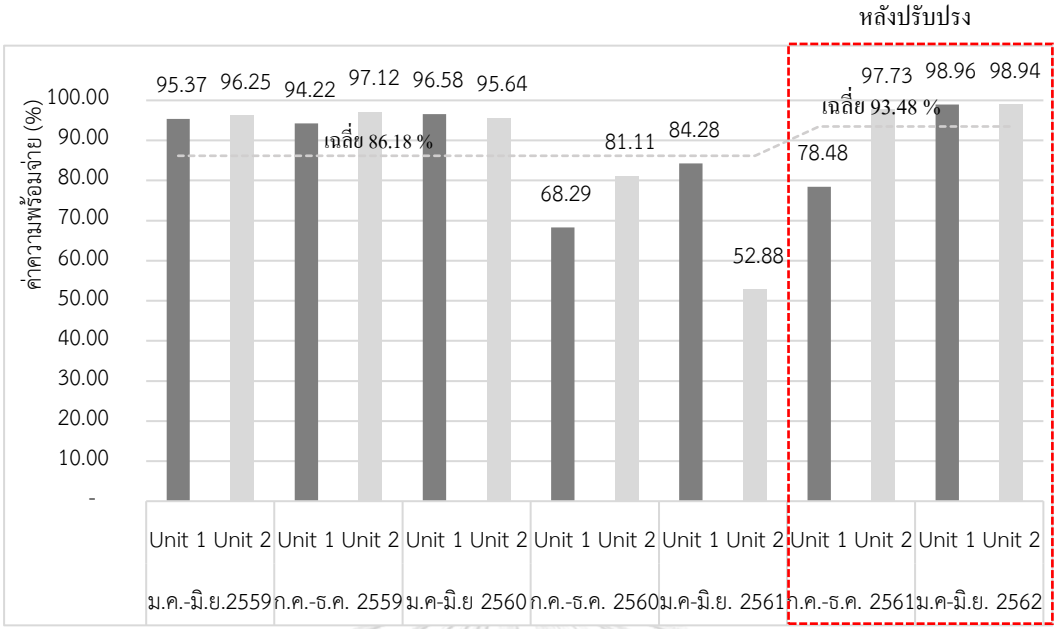
โรงไฟฟ้า2,371.48 ชั่วโมงต่อปี สามารถลดลงเหลือ 1,094 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นลดลงได้ถึง 53.86% ของเวลาหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด

รูปที่ 5.2 ได้แสดงถึงค่าเฉลี่ยของความพร้อมใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 86.18 % เป็น 93.48 % แม้ว่าจะยังไม่สามารถบรรลุเป้าหมายที่ตั้งไว้ที่ 96.18% ภายในระยะเวลาหนึ่งปี แต่คาดว่าหลังจากที่ได้มีการดำเนินตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) เมื่อถึงวงรอบบำรุงรักษาแล้วย่อมทำให้ค่าความพร้อมจ่ายเป็นไปตามเป้าหมาย



รูปที่ 5.1 การกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาจำแนกตามระดับความวิกฤติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 5.2 ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (ก่อนและหลังการปรับปรุง)

5.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม ควรมีการทบทวนวิธีการและความถี่ในการตรวจสอบสภาพเครื่องจักร เนื่องจากเมื่อเวลาผ่านไปย่อมมีการเปลี่ยนแปลงเครื่องมือและเทคโนโลยี และควรมีการทบทวนระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ใหม่ หากพบว่าอุปกรณ์นั้นมีการปรับเปลี่ยนระดับความวิกฤติจะได้กำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่มีประสิทธิผลต่อไปและหากไม่มีกลยุทธ์การบำรุงรักษาแบบใดที่เหมาะสม อาจจะต้องพิจารณาปรับปรุงเครื่องจักร เช่น การออกแบบชิ้นส่วนใหม่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรรณานุกรม

1. สำนักงานโยบายและแผนพลังงาน. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018)2019

2. Boyce M. Gas Turbine Engineering Handbook2011.

3. ALSTOM. Majar Component of the Gas Turboset. 2011.

4. ALSTOM. GT24/26 Overview & Introduction2010.

5. Cate TJ. Common failures in gas turbine blades. Engineering Failure Analysis. 2005:237–47.

6. P.P.Psyllaki, Pantazopoulos G, Lefakis H. Metallurgical evaluation of creep-failed superheater tubes. Engineering Failure Analysis. 2009;16(5):1420-31.

7. Farrahi GH, Tirehdast M, Abad EMK, Parsa S, Motakefpoor M. Failure analysis of gas turbine compressor. Engineering Failure Analysis. 2011.

8. Fitch DEC. Proactive Maintenance for Mechanical Systems1992.

9. ALSTOM. INSPECTION GUIDELINES for Alstom Gas Turbine Type GT262011.

10. Singh R. Applied Welding Engineering (Third Edition)2020.

11. Nowlan FS, & Howard, ADAM SVENSSON F. H. . Reliability-Centered Maintenance. Report No. AD-A066579. San Francisco: United Airlines; 1978.

12. International S. SAE JA1011 Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes1999.

13. industry Np. Norsok z-008 Criticality analysis for maintenance purposes. 2011.

14. BÖRJESSON A, SVENSSON A. Critical equipment classification and cost reduction within professional maintenance: CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY; 2011.

15. Ozor PA, Aniobasi JO, Olua CK. Critical Equipment Identification Approach for Condition-Based Maintenance Planning in a Beverage Plant. Industrial Engineering Letters.5.

16. Hijes FlCGmdLn, Cartagena JJR. Maintenance strategy based on a multicriterion classification of equipments. Reliability Engineering and System Safety. 2006:444-51.

17. Rukijkanpanich J, Mingmongkol M. Enhancing performance of maintenance in

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

solar power plant. Journal of Quality in Maintenance Engineering. 2019.

18. แสงธรรม ส. การบำรุงรักษาเน้นความเชื่อถือได้. กรุงเทพมหานคร: เอ็ม แอนด์ อี; 2560.

19. Breeze P. Gas Turbine Power Generation2016.

20. Tejedor TÁ, R.Singh, P.Pilidis. Advance gas turbine asset and performance management. Modern Gas Turbine System. 2013:515-64.

21. แสนทวีสุข ภ, รู้กิจการพานิช จ. การปรับปรุงรอบระยะเวลาของการบำรุงรักษาเครื่องจักรสำหรับการผลิตมาสเตอร์แบตช์. วารสารวิจัยและพัฒนา มจธ. 2560;ปีที่ 40 ฉบับที่ 3 445.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ปุณณวิช ฤทธิเดช
วัน เดือน ปี เกิด	2 กุมภาพันธ์ 2532
สถานที่เกิด	จังหวัดสงขลา ประเทศไทย
วุฒิการศึกษา	จบการศึกษาปริญญาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาเกษตรศาสตร์ในปี 2555
ที่อยู่ปัจจุบัน	83/146 ซอยสุขาภิบาล 5 ซอย 14 แขวงท่าแร้ง เขตบางเขน กรุงเทพมหานคร 10220

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY