



การเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับระบบเครื่องกังหันก๊าซในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
SELECTION OF MAINTENANCE STRATEGY FOR GAS TURBINE SYSTEM
IN COMBINED CYCLE POWER PLANT

จิตรา รุกิจการพานิช¹* และปณณวิช ฤทธิเดช²

¹รองศาสตราจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

²นักศึกษา ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

*Corresponding author: mr_chukiat@yahoo.com

บทคัดย่อ

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) หลังจากนั้นดำเนินการตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาเป็นเวลาหนึ่งปี ผลการปรับปรุงพบว่าสามารถลดค่าเฉลี่ยของการหยุดกะทันหันของโรงไฟฟ้า 2,371.48 ชั่วโมงต่อปี ลงเหลือ 1,094 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นลดลงได้ถึง 53.86% ของเวลาหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด และมีค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 86.18% เป็น 93.18%

คำสำคัญ: ระบบกังหันก๊าซ; โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม; ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์; กลยุทธ์การบำรุงรักษา

ABSTRACT

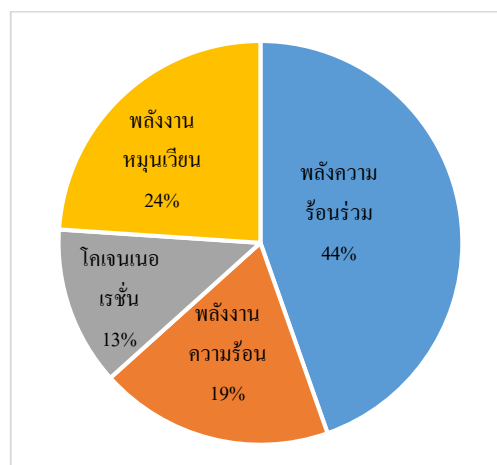
More than forty percent of electricity in Thailand is generated from combined cycle power plants. This type of power plant uses a combination of gas turbine and steam turbine systems. From the study of the past 2.5 years of the power plant case study found that the gas turbine system caused the power 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%.

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

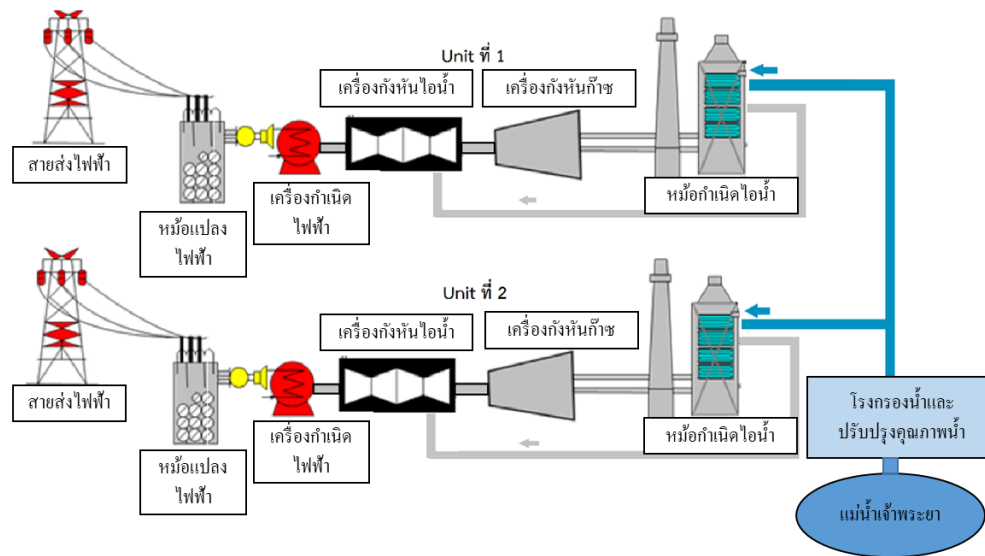
1. บทนำ

ปัจจุบันกำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) มีปริมาณมากกว่า 20,000 เมกะวัตต์หรือ 40 % ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (ดังรูปที่ 1) โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีการทำงานร่วมกันของระบบกังหันก๊าซและระบบกังหันไอน้ำโดยแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน ดังแสดงในรูปที่ 2 โดยขั้นตอนที่หนึ่ง : พลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ จะถูกส่งไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันก๊าซซึ่งต่อกับเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ขั้นตอนที่สอง : ไอเสีย (Flue gas) ที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้ยังคงมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่จะถูกส่งไปให้เครื่องผลิตไอน้ำซึ่งไอน้ำนี้จะถูกส่งไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันไอน้ำซึ่งต่อกับเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป (ดังรูปที่ 2) ด้วยขั้นตอนการทำงานทั้งสองขั้นตอนต่อเนื่องดังกล่าวนั้นจึงทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงและมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย จึงได้รับการเลือกที่จะสร้างทดแทนโรงไฟฟ้าประเภทอื่นที่กำลังจะหมดอายุใช้งานสำหรับประเทศไทย [1]



รูปที่ 1 กำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศไทยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า [2]

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่เป็นกรณีศึกษานี้มีหน่วยผลิต 2 หน่วย มีกำลังการผลิตหน่วยละ 414 MW รวมเป็น 828 MW ซึ่งทั้งสองหน่วยผลิตนี้มีการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive maintenance, PM) และการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective maintenance, CM) อย่างไรก็ตามพบว่าตั้งแต่เดือนมกราคม 2559 จนถึงเดือน มิถุนายน 2561 เป็นระยะเวลา 2.5 ปี นั้นได้เกิดเหตุการณ์ที่โรงไฟฟ้าไม่สามารถเดินเครื่องกะทันหันถึง 5,928.7 ชั่วโมงทำงาน (ดังตารางที่ 1) ซึ่งค่าเฉลี่ยของการหยุดกะทันหันคิดเป็น 2,371.48 ชั่วโมงต่อปี และมีค่าเฉลี่ยของการขัดข้องคิดเป็น 39.2 ครั้ง/ปี โดยระบบกังหันก๊าซเป็นสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน 5,259.9 ชั่วโมง หรือ 2,103.96 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็น 88.7% ของจำนวนชั่วโมงที่โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (ดังรูปที่ 3)



รูปที่ 2 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

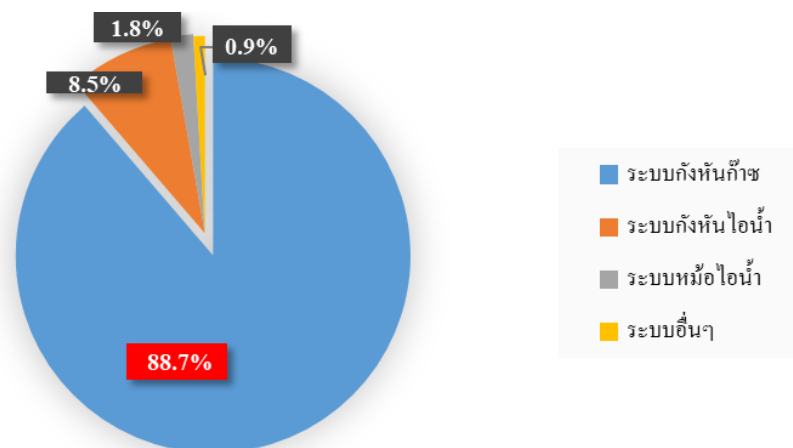
เมื่อทำการคำนวณหาความพร้อมจ่าย (Availability, A) ของโรงไฟฟ้าที่มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 86.18 % ซึ่งมีแนวโน้มลดลงต่ำกว่าค่าเป้าหมายของโรงไฟฟ้าที่ตั้งไว้ที่ 96.18 % (ดังรูปที่ 4) ค่าเป้าหมายนี้กำหนดจากค่าความพร้อมจ่ายสูงสุดของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) และเมื่อคำนวณหาเฉลี่ยของเวลาระหว่างเกิดการขัดข้อง (Mean Time Between Failure, MTBF) ของโรงไฟฟ้าหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 อยู่ที่ 370.9 และ 394.6 ชั่วโมง มีแนวโน้มลดลง (ดังรูปที่ 5) ในขณะที่ค่าเฉลี่ยของเวลาซ่อมจนใช้งานได้ (Mean Time To Repair, MTTR) มีค่า 51.7 และ 70.1 ชั่วโมง ตามลำดับ ซึ่งมีแนวโน้มสูงขึ้นแสดงถึงความผิดปกติ (ดังรูปที่ 6) จากที่กล่าวมาข้างต้นว่าโรงไฟฟ้าแห่งนี้มีการใช้ PM และ CM นั้นอาจเป็นกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่ไม่เข้มงวดเพียงพอ หากใช้กลยุทธ์แบบเดิมอาจส่งผลเสียหายมากขึ้น จำเป็นต้องทำการวิเคราะห์เครื่องจักรเพื่อเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่เหมาะสมต่อไป

จากการสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า Nowlan และ Heap [3] และ Norsak Standard [4] ได้กล่าวถึงการปรับปรุงการบำรุงรักษาว่าควรกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับระดับความวิกฤติของอุปกรณ์นั้น ๆ Alexander and Adam [5] เสนอว่าควรเลือกใช้การบำรุงรักษาเชิงรุกสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติสูง ซึ่งการบำรุงรักษาเชิงรุกประกอบไปด้วยการบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ [6, 10] ทั้งนี้ยังมียานวิจัยที่กล่าวถึงว่าอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติระดับปานกลางควรเลือกใช้การบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติระดับต่ำและไม่วิกฤติควรใช้การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข [5, 7]

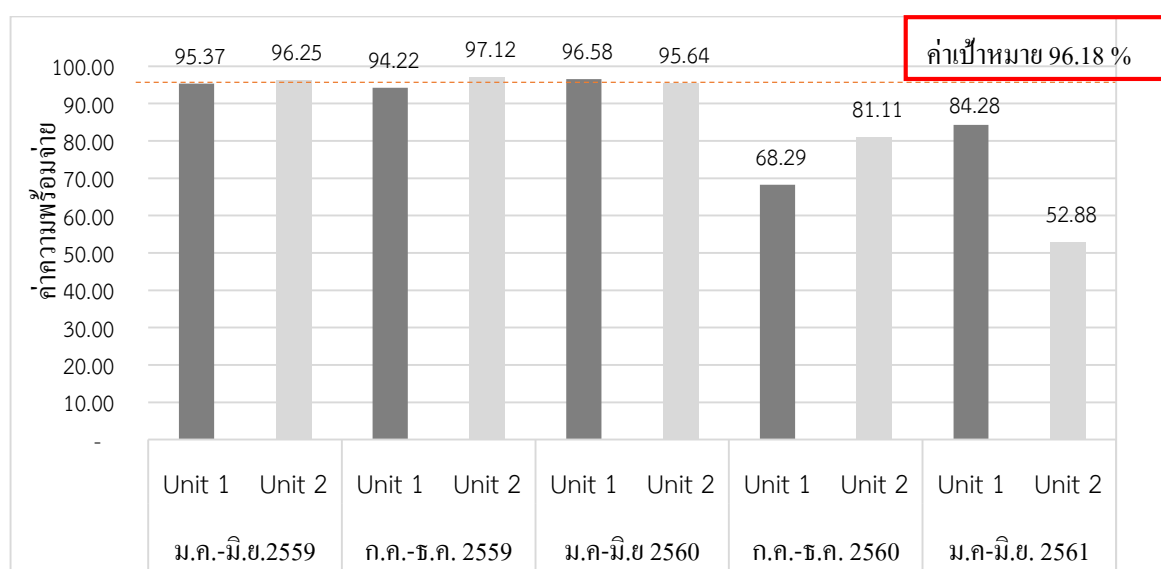
งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ของระบบกังหันก๊าซเพื่อนำไปสู่การเลือกกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่เหมาะสมกับอุปกรณ์นั้น ซึ่งระบบกังหันก๊าซนี้เป็นเครื่องจักรหลักและเป็นสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหันมากที่สุดซึ่งคาดว่าผลของดำเนินการกลยุทธ์ของการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่คำนึงถึงระดับความวิกฤติของอุปกรณ์นั้นจะสามารถลดการหยุดกะทันหันของโรงไฟฟ้าและเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าได้

ตารางที่ 1 สถิติการหยุดเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในระยะเวลาสามปี (ก่อนการปรับปรุง)

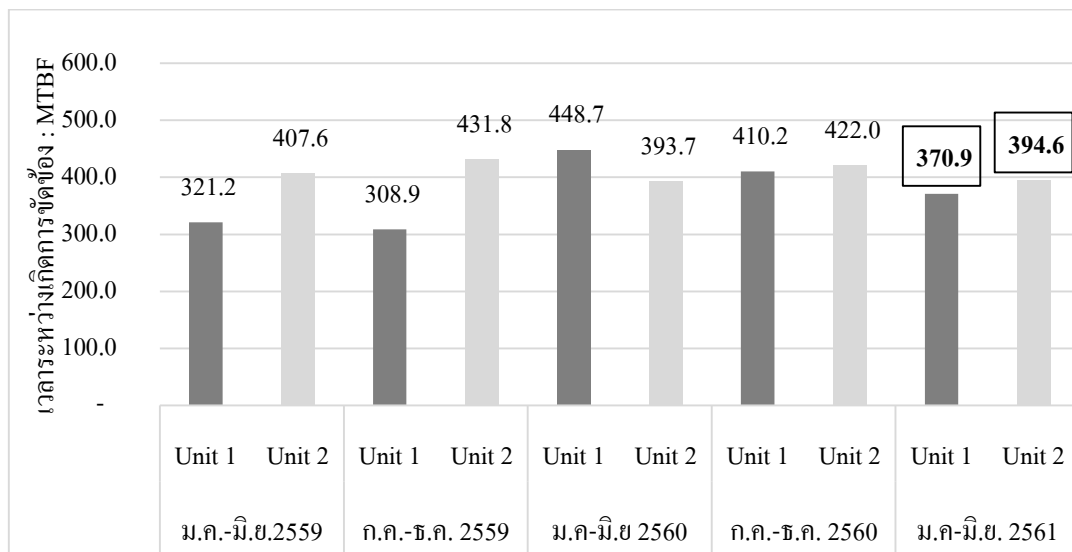
ช่วงเวลาที่เก็บข้อมูล	ม.ค.-มิ.ย.2559		ก.ค.-ธ.ค.2559		ม.ค.-มิ.ย. 2560		ก.ค.-ธ.ค. 2560		ม.ค.-มิ.ย.2561		รวม
หน่วยผลิต	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1 และ 2
โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องทั้งหมด (ชั่วโมง)	320.1	162.8	670.8	671.3	356.3	188.4	1,392.9	976.2	679.2	2,035.6	7,453.7
โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (ครั้ง)	12.0	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
ระบบกักเก็บก๊าซหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (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



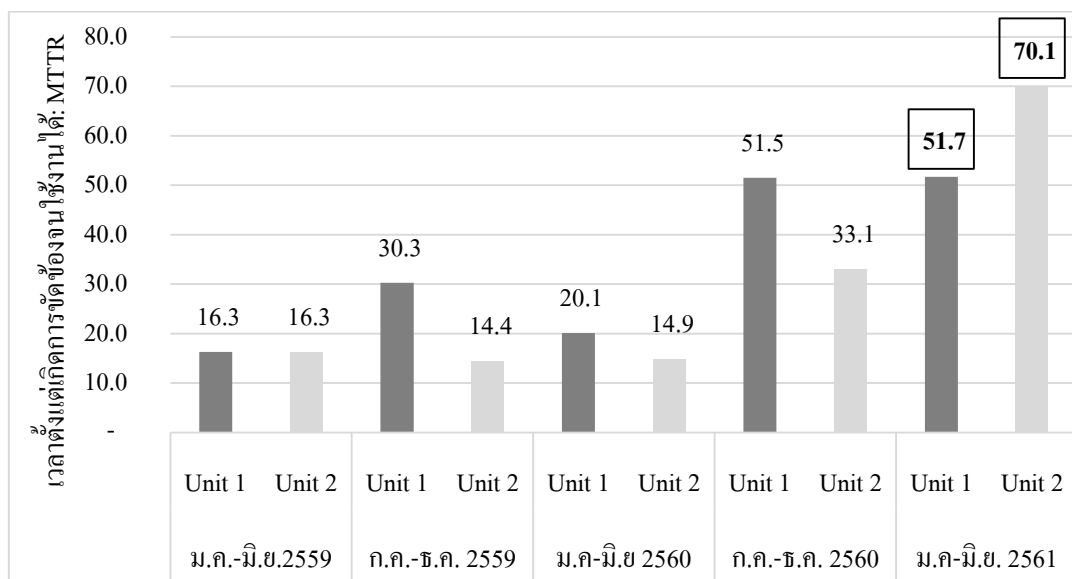
รูปที่ 3 สัดส่วนของระบบที่ทำให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหัน



รูปที่ 4 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง)



รูปที่ 5 ค่า MTBF ของโรงไฟฟ้าระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง)



รูปที่ 6 ค่า MTTR ของโรงไฟฟ้า ระหว่าง ม.ค. 2559 – มิ.ย. 2561 (ก่อนการปรับปรุง)

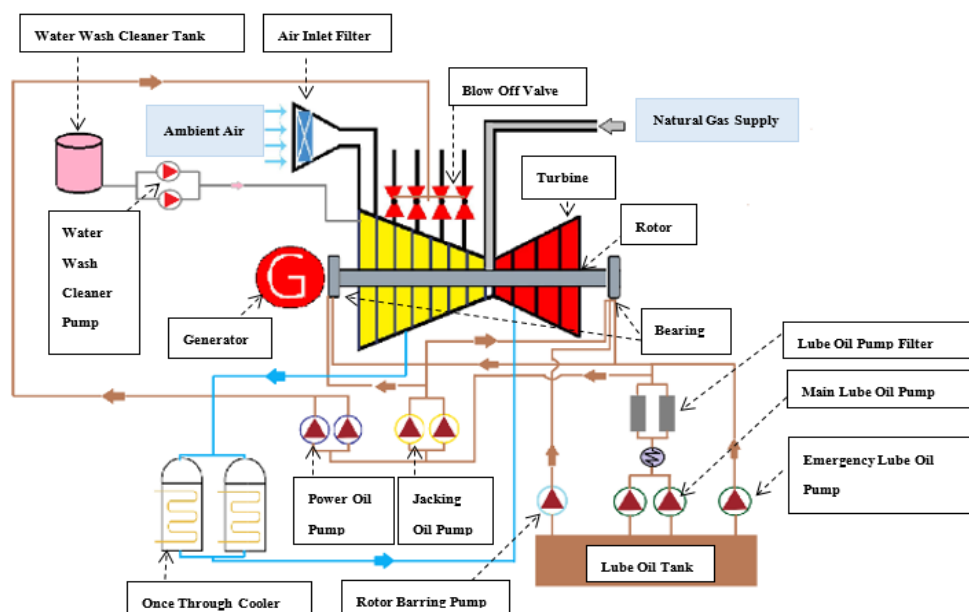
2. ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ระบบกักกันก๊าซ

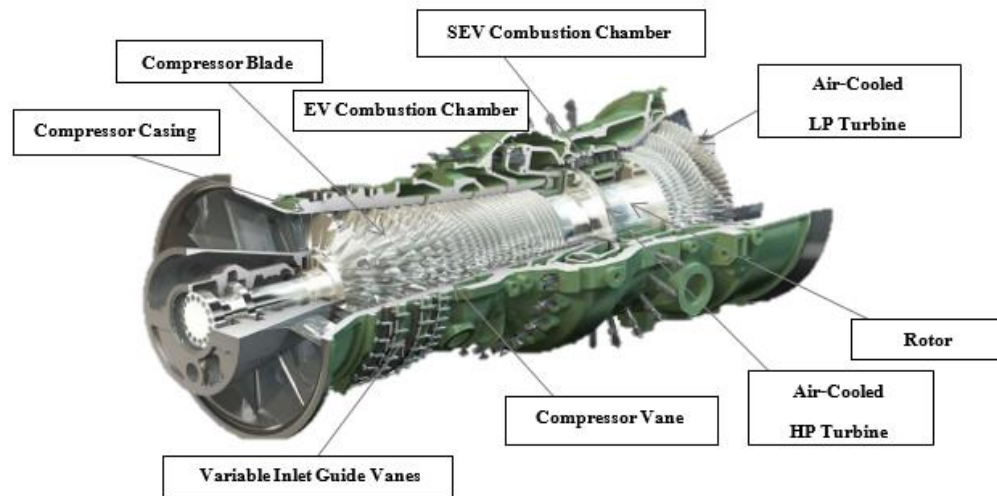
ระบบกักกันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังแสดงในรูปที่ 7 ซึ่งมีหน้าที่ดังนี้ [8]

1. ตัวกรองอากาศ (Air Inlet Filter) มีหน้าที่ดักจับสิ่งสกปรก ฝุ่นละออง และ หยดน้ำ ของอากาศก่อนเข้าสู่เครื่องกังหันก๊าซ
2. Blow Of Valve ทำหน้าที่ป้องกันอากาศที่ถูกอัดจนความดันสูงไหลย้อนกลับเข้าตัวคอมเพรสเซอร์ (Compressor Surge)
3. Jacking Oil Pump มีหน้าที่สร้างแรงดันน้ำมันหล่อลื่นในแบร์ริง ทำให้โรเตอร์ (Rotor) ยกตัว และลดแรงเสียดทานในการหมุน

4. Rotor Barring Pump ทำหน้าที่สร้างแรงดันในระบบไฮดรอลิกเพื่อให้ Rotor หมุนตัว ป้องกันการโก่งงอขณะหยุดเดินเครื่อง
5. Power Oil Pump ทำหน้าที่สร้างแรงดันในระบบไฮดรอลิก ซึ่งใช้ในการขับเคลื่อนบานควบคุมการไหลแบบปรับได้ (Variable Inlet Guide Vanes) และ Blow of Valve
6. Once Through Cooler มีหน้าที่ลดอุณหภูมิของอากาศจากคอมเพรสเซอร์ซึ่งจะนำไปหล่อเย็นกังหัน โดยใช้น้ำจากหม้อไอน้ำมาแลกเปลี่ยนความร้อน
7. ระบบน้ำมันหล่อลื่น ประกอบไปด้วยแท็งก์บรรจุน้ำมันหล่อลื่น จากนั้นปั้มน้ำมันหล่อลื่นหลักจะทำหน้าที่ปั้มน้ำมันหล่อลื่นผ่านการกรองสิ่งสกปรกโดยผ่านกรองน้ำมัน (Lube Oil Filter) ไปยังส่วนที่มีการสัมผัสของชิ้นส่วนที่เคลื่อนไหว เช่น แบริ่ง เพื่อป้องกันการสึกหรอในกรณีฉุกเฉิน เช่น ปั้มหลักไม่สามารถใช้งานได้ ระบบจะสั่งให้น้ำมันหล่อลื่นฉุกเฉิน (Emergency Lube Oil) ทำหน้าที่แทนอัตโนมัติ
8. Water Wash Cleaner System มีหน้าที่สำหรับทำความสะอาด เพื่อฟื้นฟูประสิทธิภาพในการทำงาน คอมเพรสเซอร์ให้กลับมาอยู่ในสภาพที่ดีประกอบไปด้วย แท็งก์ ซึ่งมีหน้าที่จัดเก็บน้ำยา และ ปั้มสำหรับเพิ่มแรงดันให้การทำทำความสะอาดมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น
9. เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นเครื่องยนต์ที่สร้างขึ้นเพื่อเปลี่ยนพลังงานเคมีจากเชื้อเพลิงเป็นพลังงานจลน์ (ดังรูปที่ 8) การทำงานของระบบกังหันก๊าซเริ่มจากอากาศที่อยู่ภายนอกจะถูกดูดผ่านตัวกรองอากาศ อากาศเหล่านั้นจะไหลผ่าน ใบพัดคอมเพรสเซอร์ (Blade) และบานควบคุมทิศการไหล (Vane) เพื่อเพิ่มความดันและอัตราการไหล โดยมี Variable inlet guide vane ที่ติดตั้งในช่วงแรกของคอมเพรสเซอร์ควบคุมปริมาณอากาศที่ไหลเข้าให้สอดคล้องกับกำลังผลิตจากเครื่องกังหันก๊าซ [9] อากาศที่มีแรงดันและอัตราการไหลสูงจะถูกส่งไปผสมกับเชื้อเพลิงและถูกไหม้ที่ห้องเผาไหม้ (EV & SEV Combustion) โดยก๊าซร้อนที่มีพลังงานสูงจะไหลผ่าน HP & LP Turbine และเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานจลน์ทำให้ Rotor ซึ่งต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) หมุนและเกิดกระแสไฟฟ้าส่งเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟ



รูปที่ 7 อุปกรณ์ย่อยในระบบกังหันก๊าซซึ่งติดตั้งใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม



รูปที่ 8 ส่วนประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ

2.2 กลยุทธ์ของการบำรุงรักษา

การกำหนดกลยุทธ์ของการบำรุงรักษา หมายถึง การกำหนดแนวทางการบำรุงรักษาเครื่องจักรซึ่งมักอิงตามประเภทของการบำรุงรักษา เช่น การบำรุงรักษาเชิงแก้ไขปรับปรุง การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์

2.2.1 การบำรุงรักษาเชิงแก้ไขปรับปรุง (CM) เป็นการบำรุงรักษาหลังเกิดการขัดข้องและทำการปรับแก้เพื่อให้เครื่องจักรกลับมาใช้งานได้ปกติ ซึ่งอาจใช้ในความหมายที่ใกล้เคียงกับการซ่อมบำรุงเมื่อเครื่องจักรเกิดการขัดข้อง (Breakdown Maintenance, BM) [10] โดย BM มักใช้เมื่อกับเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ที่ไม่ซับซ้อนและไม่กระทบต่อกระบวนการผลิต ในขณะที่ CM มักเพิ่มเติมในเรื่องการแก้ไขเพื่อให้ทำการซ่อมบำรุงได้ง่ายขึ้นด้วย

2.2.2 การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) หมายถึง การบำรุงรักษาตามกำหนดรอบระยะเวลาเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้น บางครั้งจึงนิยมใช้คำว่า การบำรุงรักษาตามกำหนดระยะเวลา (Time-Based Maintenance, TBM) [12] การบำรุงรักษาแบบนี้ไม่คำนึงถึงสภาพของอุปกรณ์ในขณะนั้นว่าอยู่ในสภาพดีหรือไม่ [11] โดยแบ่งประเภทย่อย [12] 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

2.2.3 การบำรุงรักษาเชิงรุก (Proactive Maintenance, PaM) เป็นการกำหนดกิจกรรมบำรุงรักษาเพื่อให้สามารถตรวจจับและป้องกันความเสียหายของเครื่องจักร โดยมุ่งเน้นไปที่การค้นหารากของสาเหตุเป็นไปได้อย่างหมดด้วยเครื่องมือต่าง ๆ เช่น FMEA, Why-Why analysis หรือผังก้างปลา เพื่อจัดการก่อนที่จะเกิดปัญหาขึ้น ซึ่งการบำรุงรักษาที่ถูกกำหนดขึ้นจะประกอบไปด้วยการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (Predictive maintenance, PdM) [12] สำหรับการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์นั้นได้มีการใช้เครื่องมือวัดเพื่อทำนายว่าจะเกิดความเสียหายเมื่อไร เช่น การวัดค่าความสั่นสะเทือนของแบริ่ง

การบำรุงรักษาอิงตามเงื่อนไข (Condition-Based Maintenance, CBM) เป็นการบำรุงรักษาที่มุ่งเน้นที่จะทำการป้องกันหรือลดผลพวงความเสียหายที่จะเกิดขึ้น โดยก่อนอุปกรณ์จะเกิดความเสียหายนั้นสามารถตรวจสอบได้จากสภาพหรือสัญญาณบางอย่าง

เช่น การสิ้นสละเทือน อุณหภูมิ รอยแตก แรงดัน หรือแม้กระทั่งการวิเคราะห์อนุภาคในน้ำมันหล่อลื่นก็สามารถบ่งชี้ถึงการสึกหรอในชิ้นส่วนต่างๆ ได้ [11] ซึ่งสามารถนำการตรวจวัดสภาพหรือสัญญาณดังกล่าวมาใช้ในการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์

2.3 ค่าความพร้อมจ่าย ค่า MTBF และ ค่า MTTR

ค่าความพร้อมจ่าย (Availability, A) หรือนิยมเรียกกันทั่วไปว่า ค่าความพร้อมใช้งาน เป็นความสามารถที่ใช้งานระบบ หรือเครื่องจักรได้ตามเวลาที่ต้องการ ความพร้อมจ่ายนี้มีความสัมพันธ์กับความเชื่อถือได้ (Reliability, R) และ ค่าความสามารถในการบำรุงรักษา (Maintainability) กล่าวคือ การเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายสามารถทำได้ด้วยการเพิ่มค่าความน่าเชื่อถือของระบบเพื่อลดโอกาสที่ระบบจะเกิดความล้มเหลวหรือขัดข้อง หรือด้วยการเพิ่มความสามารถในการบำรุงรักษาโดยเมื่อระบบเกิดความเสียหายต้องสามารถซ่อมบำรุงให้กลับมาใช้งานได้โดยเร็วที่สุด ในงานวิจัยนี้ค่าความสามารถในการบำรุงรักษา คำนวณจาก ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อม (Mean Time To Repair, MTTR) ซึ่งมีสูตรการคำนวณดังนี้

$$A = \frac{\text{ระยะเวลาที่ระบบพร้อมทำงาน}}{\text{ระยะเวลาทำงานตามแผนงาน}} \times 100 \% \quad (1)$$

$$R = e^{-\lambda t} \quad (2)$$

โดยที่ λ มีค่าเท่ากับ $1/\text{MTBF}$

t มีค่าเท่ากับ เวลาที่กำหนด

$$\text{MTBF} = \frac{\text{ผลรวมของเวลาระหว่างการขัดข้องแต่ละครั้ง}}{\text{จำนวนครั้งที่เครื่องจักรหยุดซ่อม}} \quad (3)$$

$$\text{MTTR} = \frac{\text{ผลรวมเวลาหยุดซ่อมเครื่องจักรแต่ละครั้ง}}{\text{จำนวนครั้งที่เครื่องจักรหยุดซ่อม}} \quad (4)$$

3. ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยได้แสดงดังรูปที่ 9 โดยเริ่มตั้งแต่การสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์แล้วทำการวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ต่างๆ หลังจากนั้นจึงทำการเลือกและกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์เหล่านั้น ทำการปรับปรุงแผนงานและดำเนินการตามแผน สุดท้ายทำการประเมินผลการปรับปรุง รายละเอียดมีดังนี้

3.1 การสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์

การสร้างเกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ในงานวิจัยนี้ได้มาจากข้อสรุปของคณะทำงานของโรงไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วยวิศวกรระบบงานบำรุงรักษา วิศวกรเครื่องกล วิศวกรไฟฟ้า วิศวกรเครื่องมือวัดและควบคุม และวิศวกรเดินเครื่องจักร เกณฑ์ระดับความวิกฤตินี้แบ่งออกได้ 4 ระดับ (class) คือ A, B, C และ D โดยมีรายละเอียดของเกณฑ์แสดงดังตารางที่ 2 โดยแบ่งตามผลกระทบต่อการผลิต ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม และอื่นๆ 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 และระดับ D ใกล้เคียงกัน รองลงมาเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในระดับ C ในขณะที่ระดับ B มีจำนวนน้อยที่สุด รายการอุปกรณ์ที่จัดระดับแล้วจะได้รับการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่เหมาะสมต่อไปดังแสดงตามขั้นตอนในรูปที่ 9

ตารางที่ 2 เกณฑ์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์

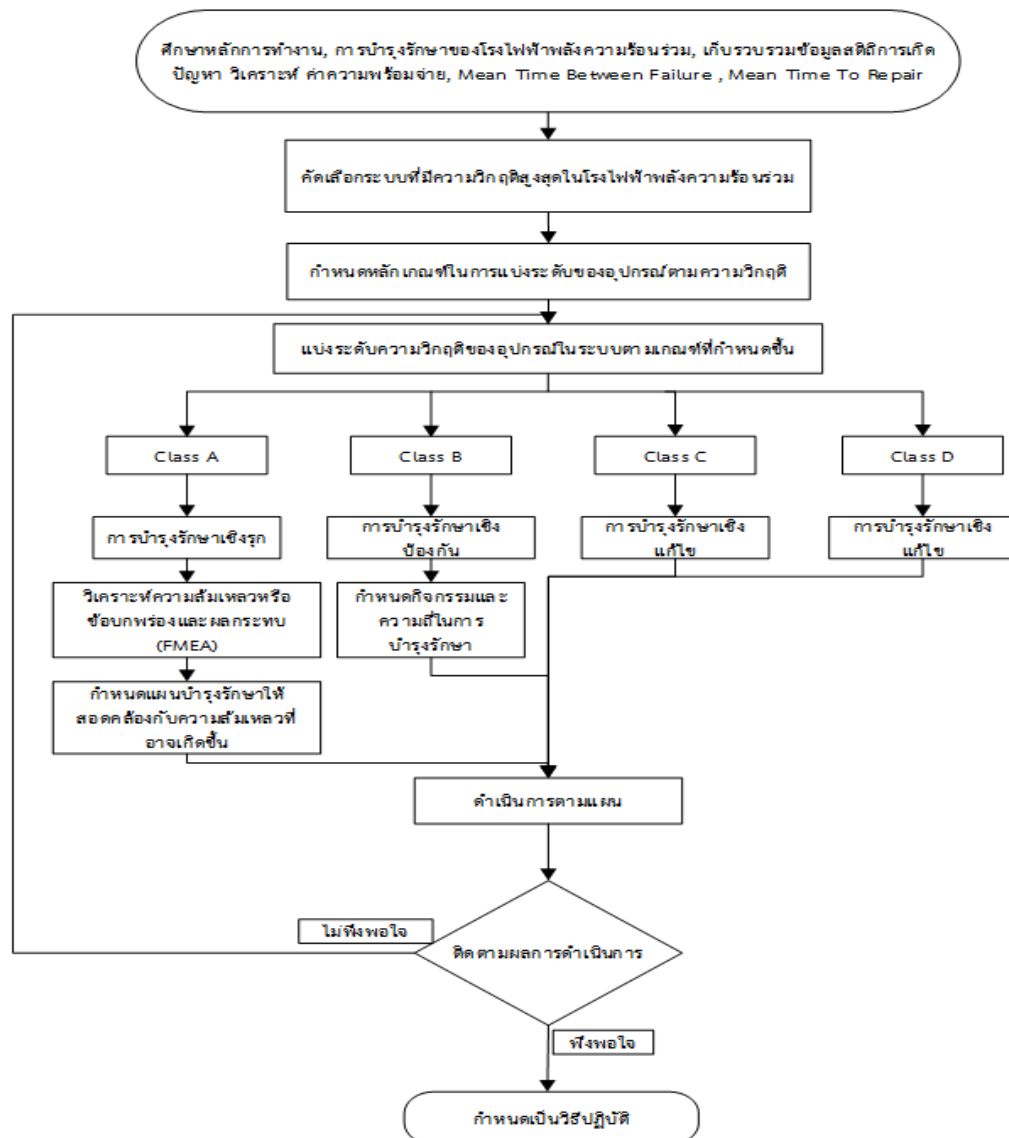
ระดับความวิกฤติ	ด้านการผลิต	ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม	อื่นๆ
A	อุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องกะทันหันหรือต้องลดกำลังการผลิตมากกว่า 50%	ส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมต่อชุมชนจนไม่สามารถเดินเครื่องต่อได้	อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วใช้เวลาในการแก้ไขตั้งแต่ 8 ชั่วโมงขึ้นไป (MTTR $\geq$ 8 ชั่วโมง/ครั้ง)
			อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วมีโอกาสสูงที่ทำให้เกิดอันตรายร้ายแรงต่อชีวิตและทรัพย์สิน
			เป็นอุปกรณ์เพื่อใช้ในกรณีฉุกเฉิน
			เป็นอุปกรณ์ตามที่กฎหมายกำหนด
B	อุปกรณ์ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตน้อยกว่า 50%	ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนจนต้องลดกำลังการผลิตลง	อุปกรณ์เกิดความเสียหายแล้วใช้เวลาในการแก้ไขไม่เกิน 8 ชั่วโมง (MTTR $<$ 8 ชั่วโมง/ครั้ง)
			อุปกรณ์เกิดความผิดพลาดแล้วทำให้ไม่สามารถเริ่มเดินเครื่องหรือหยุดเครื่องได้
C	อุปกรณ์ที่มีผลกระทบต่อการผลิตแต่มีอุปกรณ์สำรอง	ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริเวณโรงไฟฟ้า แต่ไม่มีผลกระทบต่อการผลิต	ไม่มี
D	อุปกรณ์ที่ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิต	ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	ไม่มี

3.2 การวิเคราะห์ระดับความวิกฤติของอุปกรณ์และการกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษา

3.2.1 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A

ระดับความวิกฤติ A เป็นระดับที่ต้องการความเข้มงวดมากที่สุด ต้องใช้กลยุทธ์หลักเป็นการบำรุงรักษาเชิงรุก มีกลยุทธ์ย่อยดังนี้ การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (A1) การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟู (A2) การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทั้ง (A3) และการบำรุงรักษาแบบผสมผสาน (A4) ซึ่งเป็นการใช้การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ร่วมกับการบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อฟื้นฟูหรือเพื่อเปลี่ยนทั้ง

ในการดำเนินงานตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุกนี้ได้เริ่มต้นจากการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบที่เกิดขึ้นของหน้าที่ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 3 ได้แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบ (FMEA) ของใบพัดคอมเพรสเซอร์ (compressor blade) และแวน (Vane) หรือบานควบคุมทิศการไหล ซึ่งสาเหตุของการขัดข้องได้แก่ การเสียดสีระหว่างใบพัดกับตัวถัง (casing) แล้วเกิดการแตกหัก (ดังรูปที่ 10) การป้องกันการเสียดสีที่เกิดขึ้นทำได้โดยการตรวจวัดค่า RRP (Rotor Radial Position) ซึ่งเป็นตำแหน่งของโรเตอร์อ้างอิงกับตัวถังให้อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสม (ดังรูปที่ 11)



รูปที่ 9 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

ภาพถ่ายรอยบิ่นและแตกหักของใบพัดด้วยวิธี Bore Scope



รูปที่ 10 ใบพัดคอมเพรสเซอร์แตกหักเสียหาย

ตารางที่ 3 ตัวอย่างการวิเคราะห์ FMEA ของอุปกรณ์ย่อยระดับความวิกฤติ A : ใบพัดคอมเพรสเซอร์และแวน

หน้าที่ (Function)	ความขัดข้องเชิง หน้าที่(Functional Failures)	สาเหตุความขัดข้อง (Failure Mode)	ผลจากความขัดข้อง (Failure Effect)
ทำหน้าที่อัดอากาศ ให้เกิดความดันสูง และป้อนเข้าสู่ห้อง เผาไหม้ตาม สมรรถนะที่ต้องการ	Compressor Blade และVane แดกหัก ไม่สามารถสร้าง แรงดันและอัตรา การไหลได้	1. เกิดการเสียดสีระหว่าง Compressor Blade กับ Casing ทำให้เกิดการ แดกหัก[13]	เมื่อ Rotor Redial Position เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ ใบพัดเสียดสีกับ ตัวถัง สังเกตพบได้จาก ค่าการสั่นสะเทือนสูงขึ้น (จากจอควบคุม) และ หากชิ้นส่วนเกิดแตกหักหลุดไปกระทบกับ ใบพัดแถวถัดไป เกิด ความเสียหายรุนแรง
		2.เกิดการสั่นสะเทือนทำ ให้ Compressor Blade และVane แดกหัก	ความถี่ของระบบอาจพ้องกับความถี่ธรรมชาติของ Compressor ทำให้ เกิดการสั่นพ้อง (Resonance) สังเกตพบความผิดปกติสั่นสะเทือน สูงขึ้น [14] และ หากการสั่นสะเทือนสูงจนชิ้นส่วนต่าง ๆ เกิดความล้า ทำให้ Compressor Blade และVane แดกร้าวซึ่งสามารถตรวจสอบรอย แตกร้าวได้ด้วยวิธีการทดสอบแบบไม่ทำลาย (NDT)
		3. เกิดการกระแทกจากสิ่ง แปลกปลอมภายนอก [14] ทำให้ Compressor Blade และVane แดกหัก [13]	เครื่องมือหรือชิ้นส่วน อาจร่วงหล่นโดยไม่ตั้งใจ และเมื่อมีการ เดินเครื่อง ทำให้เกิดการกระแทกกับ Compressor Blade และ Vane เกิด ความเสียหายรุนแรง เครื่องกักกันก๊าซต้องหยุดเครื่องทันที ป้องกันการ เกิดได้โดยการควบคุมการนำเครื่องมือเข้า-ออก ระหว่างงานบำรุงรักษา
		4. ชิ้นส่วน Compressor เกิดสนิม ซึ่งอาจเป็น สาเหตุให้เกิดการกัดกร่อน ระหว่างชิ้นส่วน [13]	เมื่อเกิดสนิมทำให้ระยะห่างระหว่างชิ้นส่วนลดลง อีกทั้งเมื่อได้รับ ความร้อนชิ้นส่วนจะขยายตัวส่งผลให้เกิดการติดขัดระหว่างชิ้นส่วน อาจทำให้ Compressor Blade และ Vane เกิดแตกหักหลุดไปกระทบ กับ Compressor แถวถัดไป เกิดความเสียหายรุนแรง ตรวจพบได้จาก การส่องกล้องเพื่อสำรวจความเสียหายในช่วงเวลาหยุดเดินเครื่อง และ วัดความหนาของสนิมขณะหยุดเดินเครื่อง
		5. เกิดการรั่วไหลของก๊าซ จากการเผาไหม้ ทำให้ อุณหภูมิของ Compressor Casing แต่ละตำแหน่ง แตกต่างกัน	อุณหภูมิของ Compressor Casing แต่ละตำแหน่งแตกต่างกัน ทำให้การ ขยายตัวไม่เท่ากันส่งผลให้ Casing เสียรูปและเกิดการเสียดสีกับ Compressor Blade เกิดการแดกหักและหากชิ้นส่วนเกิดแตกหักหลุด ไปกระทบกับ Compressor แถวถัดไป เกิดความเสียหายรุนแรง ตรวจพบได้จากอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกักกันก๊าซสูงกว่าปกติ

3.2.2 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B เป็นอุปกรณ์ที่มีความวิกฤติรองจากระดับความวิกฤติ A มักเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ซึ่งไม่สามารถตรวจจับความผิดปกติล่วงหน้าได้ กลยุทธ์หลักที่เลือกใช้คือการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (PM) กลยุทธ์ย่อยได้แก่

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

B2 การบำรุงรักษาแบบกำหนดเวลาเพื่อเปลี่ยนทิ้ง (Scheduled Discard) เหมาะสำหรับอุปกรณ์ประเภทใช้แล้วหมดไป เช่น ฟิลเตอร์ (filter) หรือ อุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ เช่น โซลินอยด์ เซนเซอร์ ตัวบอกตำแหน่ง (Positioner)

3.2.3 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C

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

3.2.4 กลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D

อุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D ไม่มีผลกระทบต่อกำลังผลิตและไม่จำเป็นต้องมีสำรอง กลยุทธ์ที่เลือกใช้คือ CM

4. ผลการดำเนินการ

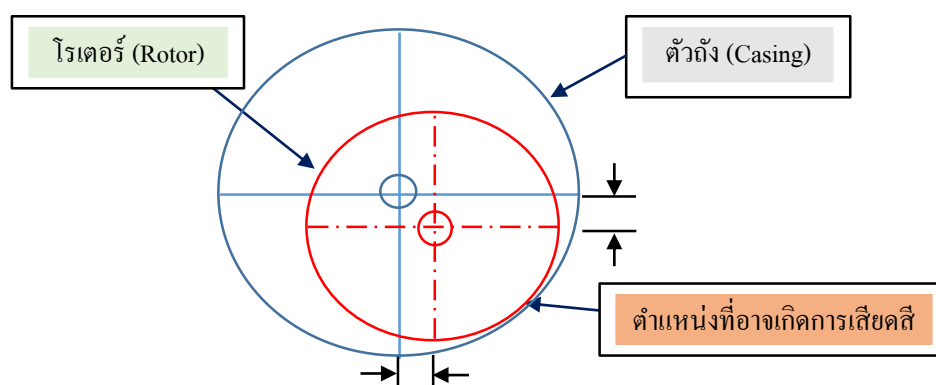
ตารางที่ 4, 5, 6, และ 7 แสดงถึงกลยุทธ์การบำรุงรักษา กิจกรรมและความถี่ในการดำเนินกิจกรรมสำหรับแต่ละอุปกรณ์ โดยผลการดำเนินงานวิจัยในช่วงระยะเวลาหนึ่งปีนี้เป็นผลมาจากปรับปรุงกลยุทธ์การบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A ทั้งหมด เนื่องจากอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B ยังไม่ถึงรอบระยะเวลาของการบำรุงรักษา ในขณะที่อุปกรณ์ย่อยที่มีระดับความวิกฤติ C, D นั้นไม่มีผลกระทบต่อการผลิต

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

ตารางที่ 8 ได้แสดงให้เห็นถึงการปรับปรุงกิจกรรมในการบำรุงรักษาที่ได้มีการเปลี่ยนแปลงรอบระยะเวลาจากเดิมทุกหนึ่งปีเป็นทุก 6 เดือนนั้น เพราะตรวจพบความผิดปกติเกิดขึ้นในระหว่างปี และมีการนำการทดสอบแบบไม่ทำลาย (NDT) มาใช้ในกลยุทธ์ย่อยการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (PdM) ได้แก่ การใช้ Bore Scope เพื่อตรวจหารอยแตกร้าวจากการกระแทก การวัดติดตามค่าความสั่นสะเทือน (vibration) ค่าอุณหภูมิของก๊าซร้อนที่รั่วไหลจากการเผาไหม้ ตำแหน่งของ Rotor ที่มีการเปลี่ยนแปลง และค่าความหนาของการเกิดรอยสนิม

หลังจากกำหนดกลยุทธ์ในการบำรุงรักษาอุปกรณ์และปฏิบัติตามแผนระหว่าง กรกฎาคม 2561-มิถุนายน 2562 รวมระยะเวลา 1 ปี พบว่าโรงไฟฟ้ามีการหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด 1,094 ชั่วโมงต่อปี ระบบกังหันก๊าซเป็นสาเหตุให้เกิดการหยุดอย่างกะทันหัน 632.49 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็น 57.8 % ของการหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด (ดังรูปที่ 12)

การขัดข้องของระบบกังหันก๊าซสามารถลดลงจาก 2,103.96 ชั่วโมงต่อปี เหลือ 632.49 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นการขัดข้องกะทันหันของระบบกังหันก๊าซลดลง 70% ในขณะที่จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เครื่องกังหันก๊าซเกิดเหตุขัดข้องลดลงจาก 12 ครั้งต่อปี เหลือเพียง 4.5 ครั้งต่อปี (ดังรูปที่ 13)



รูปที่ 11 การวัดค่า RRP และตำแหน่งที่อาจเกิดการเสียหายระหว่างใบพัดกับตัวถัง

ตารางที่ 4 การกำหนดกลยุทธ์ กิจกรรม และความถี่สำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
Valve	33	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 ผั่งเข้า*	ทุกกะ*
			ตรวจสอบอุณหภูมิอากาศหลังผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อน	ทุกกะ*
			ตรวจสอบรอยรั่วโดยการอัดน้ำ	ทุก 1 ปี*
Compressor Casing	1	A1	ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ*
			ตรวจสอบร่องรอยการเสียดสี*	ทุกงาน และOverhaul*
Variable Inlet Guide Vane & Guide Vane	4	A1	ตรวจสอบตำแหน่งที่ Valve ปิด*	ทุกกะ*
			ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไฮดรอลิก	ทุก 6 เดือน
			ตรวจสอบแรงดันตกคร่อมกรองน้ำมัน	ทุกกะ*
			ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซอย่างใกล้ชิด	ทุกกะ*
			ตรวจสอบสภาพ Bushing	ทุก 1 ปี
Compressor Vane	19	A1	ตรวจวัดค่า RRP	ทุกครั้งที่ยุคเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน*

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม	ความถี่
			วิเคราะห์แนวโน้มค่าการสั่นสะเทือน *	ทุกกะ*
			ตรวจสอบรอยแตกร้าว ด้วยวิธีทดสอบแต่ไม่ทำลาย*	ทุกงาน และ Overhaul*
Compressor Blade	22		ในขั้นตอนการประกอบเครื่องกังหันก๊าซต้องจับบันทึกการนำเครื่องมือ เข้า-ออก ป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีการถอด-ประกอบ
			ตรวจสอบสนิมที่โดยการส่องกล้อง	ทุกครั้งที่หยุดเครื่องแต่ไม่เกิน 6 เดือน*
			วัดความหนาของสนิม*	ทุกงาน และ Overhaul*
			ติดตามอุณหภูมิในห้องที่ติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ*	ทุกกะ*
Rotor Heat Shield A,B,C	3	A1	ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อน โดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
Exhaust Expansion Joint	1	A1	ตรวจสอบการรั่วของไอเสียโดยใช้ภาพถ่ายความร้อน	ทุก 1 ปี
Air Inlet Filter	3	A1	ตรวจสอบแรงดันตกคร่อม Air Inlet Filter	ทุกอาทิตย์*
Turbine Bearing	1	A1	ตรวจสอบ การสั่นสะเทือนตำแหน่ง Bearing	ทุกกะ*
			ตรวจสอบอุณหภูมิ Bearing	ทุกกะ*
			ตรวจสอบอุณหภูมิน้ำมันหล่อลื่น	ทุกกะ*
			ตรวจสอบคุณภาพน้ำมันหล่อลื่น	ทุก 6 เดือน
			ตรวจสอบหน้าสัมผัสของ Bearing	ทุกงาน และ Overhaul*
			วัดค่าการจัดวาง (Alignment) ของ Bearing	ทุกงาน และ Overhaul
HP Turbine Outlet Guide Vane	1	A4	ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อน โดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
HP Turbine Heat Shield	1	A4	ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อนด้วยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			เปลี่ยนใหม่	ทุก 8 ปี
Turbine Stator Heat Shield	4	A4	ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
Compressor Stator Heat Shield	5		ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
HP Turbine Vane	1	A4	วิเคราะห์แนวโน้มค่า การสั่นสะเทือน	ทุกกะ*
HP Turbine Blade	1		ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
			ตรวจสอบสภาพจนกว่าความร้อนโดยการส่องกล้อง	ทุก 1 ปี
LP Turbine Blade Row 1-4	4		เปลี่ยนใหม่	ทุก 4 ปี
LP Turbine Vane Row 1-4	4			

หมายเหตุ * หมายถึง กิจกรรมบำรุงรักษาที่ดำเนินการปรับปรุง

ตารางที่ 5 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

ตารางที่ 6 การกำหนดกลยุทธ์ และกิจกรรมในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ 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
Pressure Transmitter	35	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Pump	5	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Tank, Vessel	3	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Electrical Breaker	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Temperature Element	72	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย

ตารางที่ 7 การกำหนดกลยุทธ์ และกิจกรรมในการบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ D

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม
Valve	60	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Air Intake Inlet	1	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Heater (Motor, Lube Oil)	6	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Blower	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Pump	2	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย
Filter	7	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Level Sight Glass	11	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Tank, Vessel	5	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย

ชนิดอุปกรณ์	จำนวน	กลยุทธ์	กิจกรรม
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	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Pressure Switch	66	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Sampling Plug	3	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Temperature Element	24	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Vibration Sensor	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Warning Light	1	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Electrical Breaker	5	CM	เปลี่ยนเมื่อพบความเสียหาย
Compressor Intake Housing	1	CM	ซ่อมเมื่อพบความเสียหาย

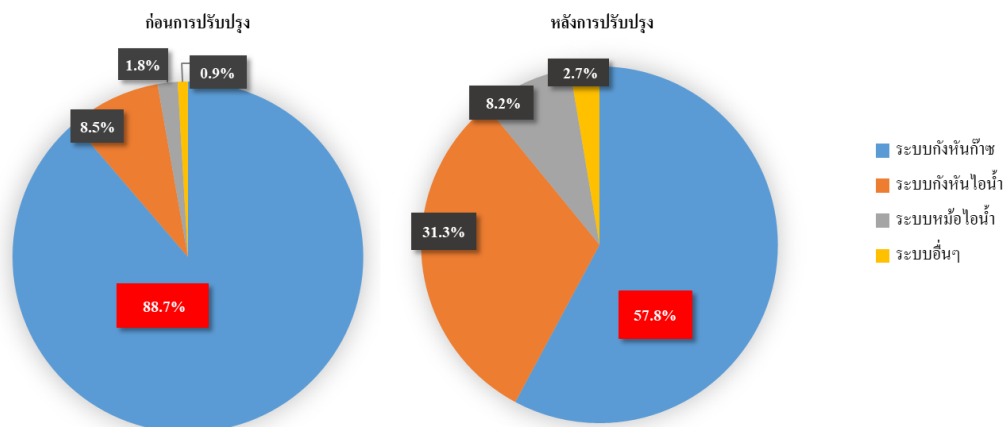
ตารางที่ 8 ตัวอย่างการเปรียบเทียบก่อนและหลังการปรับปรุงสำหรับใบพัดคอมเพรสเซอร์และเวน

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 [15]*	ทุกงาน และเมื่อทำการยกเครื่อง*
ในขั้นตอนการประกอบ เครื่องกังหันก๊าซ มีการควบคุมการนำเครื่องมือเข้า-ออก มีการป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีการถอด-ประกอบ	ในขั้นตอนการประกอบเครื่องกังหันก๊าซ มีการควบคุมการนำเครื่องมือเข้า-ออก มีการป้องกันเครื่องมือตกหล่น	ทุกครั้งที่มีการถอด-ประกอบ
-	-	ติดตามอุณหภูมิในห้องเครื่องกังหันก๊าซ*	ทุกกะ*
		วิเคราะห์แนวโน้มค่า Vibration [16] *	ทุกกะ*
		วัดความหนาของการเกิดสนิม (ปฏิกิริยา Oxidation*)	ทุกงาน และเมื่อทำการยกเครื่อง*

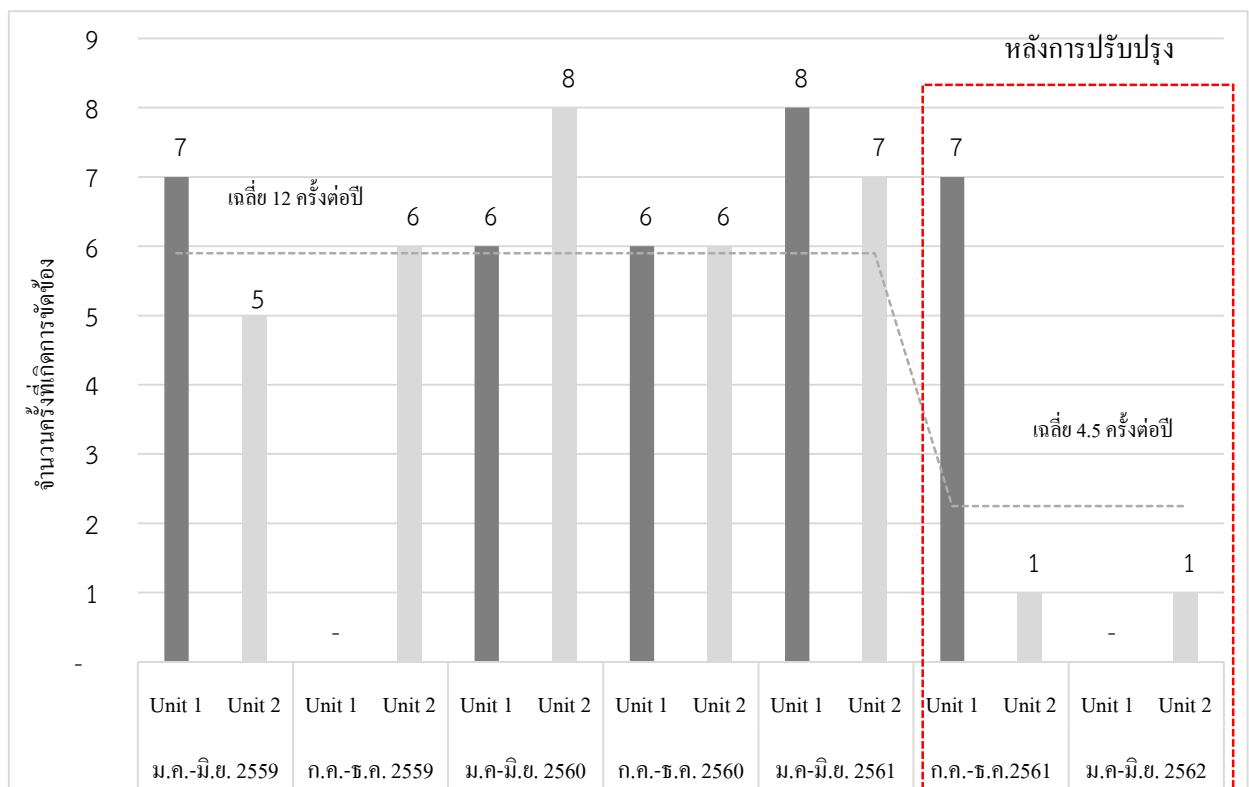
หมายเหตุ * หมายถึง กิจกรรมบำรุงรักษาที่ดำเนินการปรับปรุง

รูปที่ 14 แสดงค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซในหน่วยผลิตที่ 1 มีค่าสูงขึ้นจาก 700.1 ชั่วโมง เป็น 818 ชั่วโมง และในหน่วยผลิตที่ 2 มีค่าเพิ่มขึ้นจาก 564.2 ชั่วโมง เป็น 811.5 ชั่วโมง ในขณะที่ค่า MTTR มีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย โดยหน่วยผลิตที่ 1 มีค่าสูงขึ้นเล็กน้อยจาก 81.8 ชั่วโมง เป็น 83.4 ชั่วโมง ส่วนหน่วยผลิตที่ 2 มีค่าลดลงเล็กน้อยจาก 95.4 ชั่วโมง เหลือ 89.9 ชั่วโมง (ดังรูปที่ 15) ทั้งนี้สามารถอธิบายได้ว่าในช่วงมกราคม 2559 ถึงมิถุนายน 2560 มีการเข้มงวดของการบำรุงรักษาน้อยกว่าที่ควรเป็น และส่งผลให้เครื่องจักรเกิดความเสียหาย ดังนั้นในเวลาต่อมาตั้งแต่กรกฎาคม 2560 ถึงมิถุนายน 2561 จึงได้มีการเพิ่มความเข้มงวดของการบำรุงรักษาขึ้น และหลังการปรับปรุงได้มีการดำเนินการตามกลยุทธ์ของการบำรุงรักษาและได้เพิ่มความถี่ในการตรวจสอบด้วย Bore Scope เพื่อตรวจหารอยแตกร้าวของคอมเพรสเซอร์ ซึ่งเป็นการตรวจจับความผิดปกติก่อนเกิดความเสียหายได้ล่วงหน้า

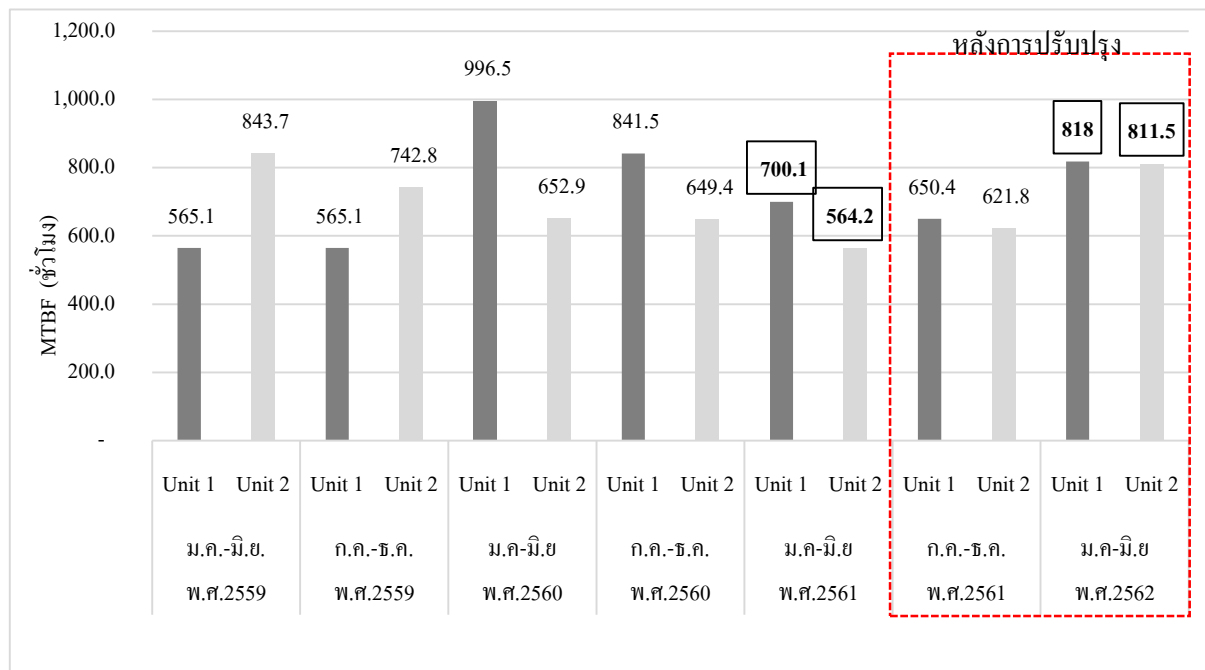
จึงทำให้เวลาที่ใช้ในการบำรุงรักษามีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับระยะเวลาหกเดือนก่อนการปรับปรุง จากประวัติการซ่อมพบว่าหากไม่มีการตรวจสอบดังกล่าวอาจทำให้เครื่องกั้นก๊าซเกิดความเสียหายรุนแรงซึ่งต้องใช้เวลาในการซ่อมบำรุงแต่ละครั้งมากกว่า 1,800 ชั่วโมง อย่างไรก็ตามแม้ค่า MTTR เปลี่ยนแปลงเล็กน้อยแต่จำนวนครั้งในการเกิดการขัดข้องได้ลดลงอย่างชัดเจนดังอธิบายมาแล้ว



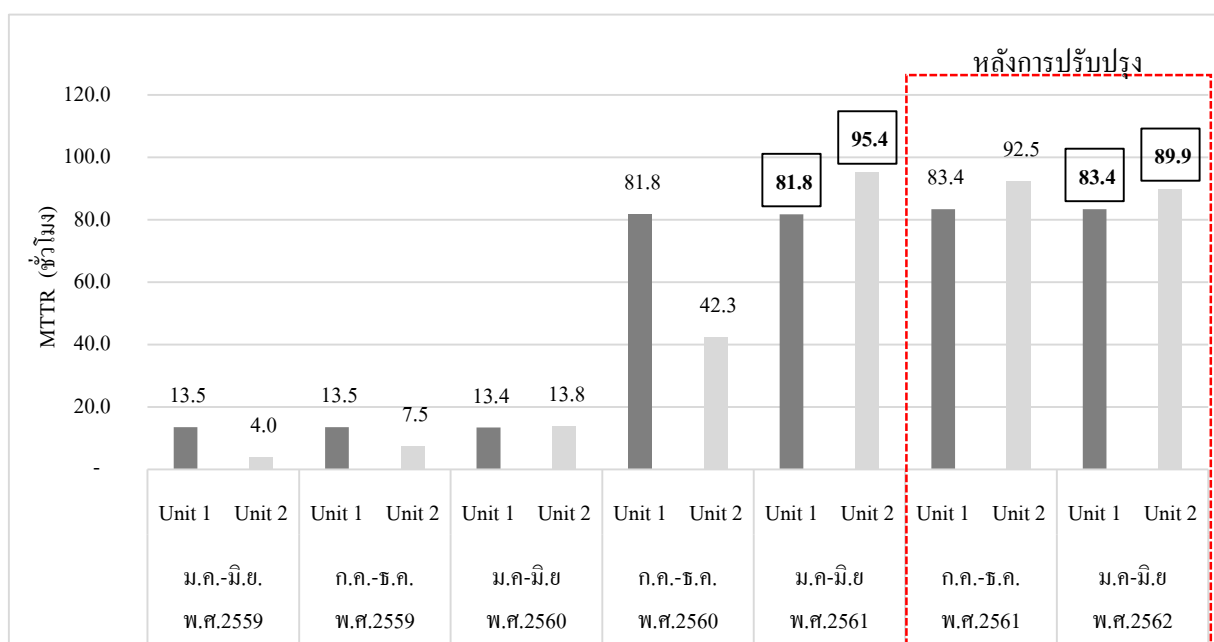
รูปที่ 12 ระบบที่เป็นสาเหตุให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกะทันหันก่อนและหลังปรับปรุง



รูปที่ 13 จำนวนครั้งที่ระบบกั้นก๊าซเกิดการขัดข้องกะทันหัน (ก่อนและหลังการปรับปรุง)



รูปที่ 14 ค่า MTBF ของระบบกังหันก๊าซ (ก่อนและหลังการปรับปรุง)



รูปที่ 15 ค่า MTTR ของระบบกังหันก๊าซ (ก่อนและหลังการปรับปรุง)

5. สรุปผลและข้อเสนอแนะ

การกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาให้เหมาะสมเป็นสิ่งสำคัญต่อค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนี้มีอุปกรณ์เป็นจำนวนมาก และอุปกรณ์เหล่านั้นมีระดับความสำคัญที่แตกต่างกัน ก่อนการปรับปรุงมีการใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการบำรุงรักษาเชิงแก้ไขแต่เป็นการกำหนดที่กว้างไป ทำให้เกิดการขัดข้องกะทันหันของโรงไฟฟ้า

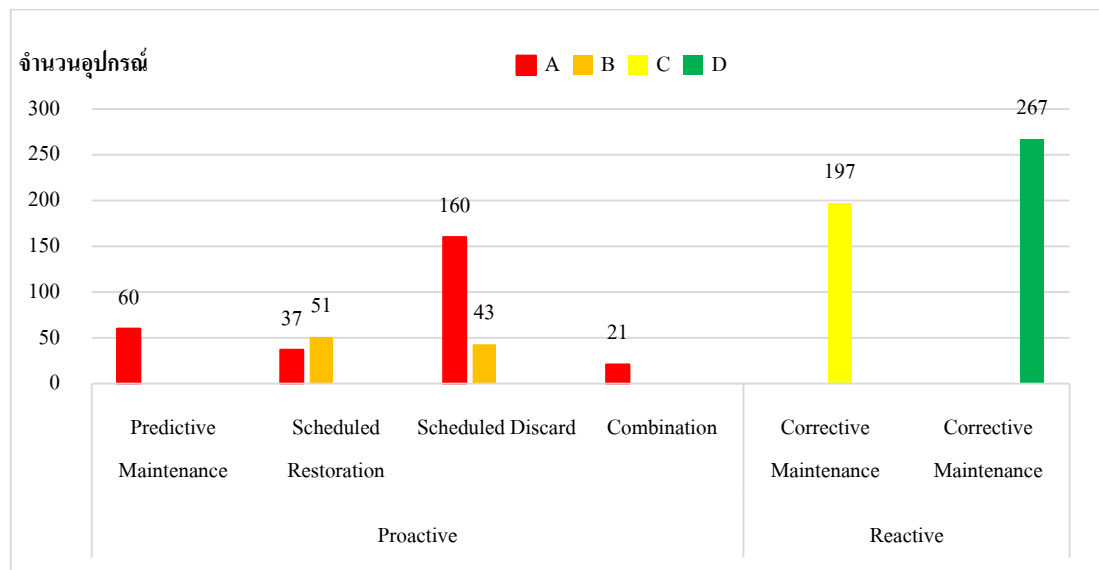
มากขึ้น มีค่าความพร้อมใช้งานต่ำกว่าค่าเป้าหมาย มีค่าความเชื่อถือได้ต่ำลงและมีเวลาที่ใช้ในการซ่อมยาวนานขึ้น ต่อมาแม้ว่าจะมีการนำกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุกมาใช้ แต่ถ้าปราศจากการวิเคราะห์ว่าจุดใดต้องใส่ใจอาจเสียค่าใช้จ่ายและเสียเวลาเกินความจำเป็น ในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอการกำหนดกลยุทธ์ที่สอดคล้องกับระดับความวิกฤติซึ่งมีถึง 4 ระดับ ทำให้สามารถกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาได้ชัดเจนมากขึ้น โดยอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A และ B ใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุก ประกอบด้วย กลยุทธ์ย่อยการบำรุงรักษาแบบ PM และ PdM ส่วนอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ C และ D ใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรับ กลยุทธ์ย่อยคือ CM

จากการที่พบว่าระบบกังหันก๊าซเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดการหยุดทำงานกะทันหัน อุปกรณ์ของระบบนี้จึงได้รับการคัดเลือกมาวิเคราะห์หาระดับความวิกฤติ จากรูปที่ 16 พบว่าสามารถแบ่งกลุ่มของอุปกรณ์ได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่คือ กลุ่มที่ควรทำกลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงรุก (PaM) ประกอบด้วยอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ A และ B ซึ่งมีระดับความวิกฤติสูง ส่วนกลุ่มที่เหลือควรใช้กลยุทธ์เชิงรับ (Reactive maintenance) ได้แก่ กลุ่ม C และ D โดยอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่ม A จะมีการใช้กลยุทธ์การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ ซึ่งการวิเคราะห์ความล้มเหลวและผลกระทบโดยใช้ FMEA เป็นสิ่งสำคัญต่อการหาวิธีการตรวจวัดเพื่อทราบสภาพอุปกรณ์และสามารถพยากรณ์การเสียได้

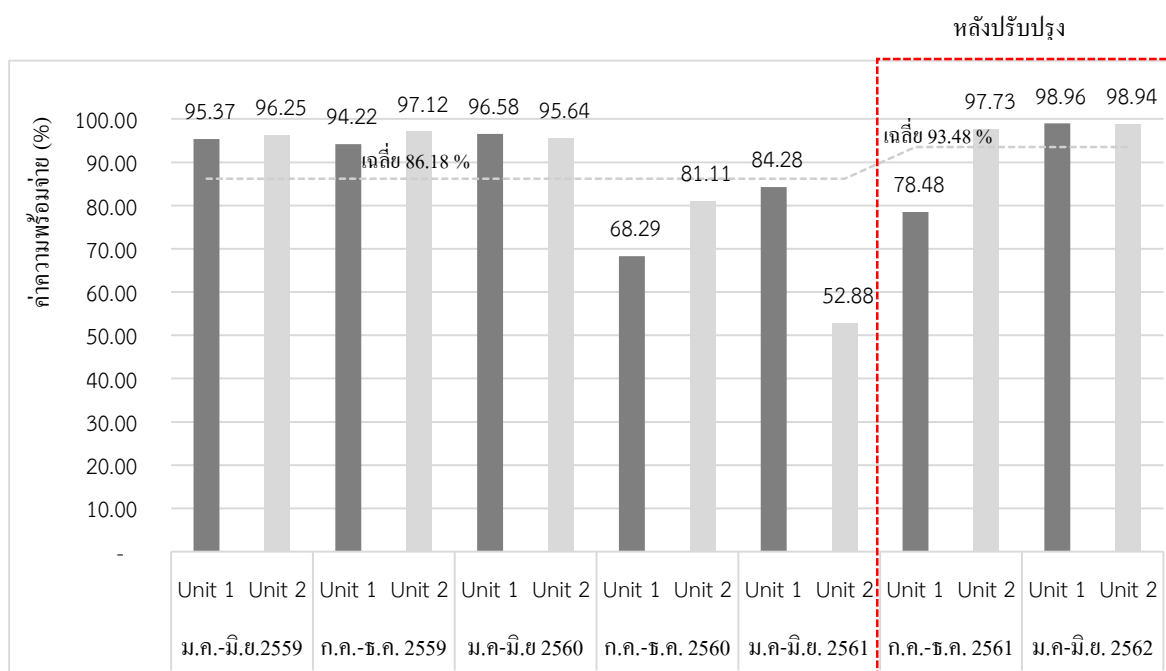
ในระยะเวลาการปรับปรุงหนึ่งปีจะเป็นการปรับปรุงกิจกรรมตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาของอุปกรณ์มีระดับความวิกฤติ A เป็นหลัก มีการปรับเปลี่ยนกิจกรรมและความถี่ในการบำรุงรักษา เช่น การเพิ่มความถี่ของการตรวจสอบสภาพภายในเครื่องกังหันก๊าซด้วยวิธี Bore Scope จากทุก 1 ปี เป็น ทุก 6 เดือน ทำให้สามารถตรวจจับความผิดปกติเบื้องต้นก่อนที่จะเกิดความเสียหายรุนแรงได้ ส่วนกลุ่ม B มีกิจกรรมที่มีรอบระยะเวลานาน เช่น ทุก 4 ปี จัดให้มีการซ่อมยกเครื่อง ส่วนกลุ่ม C และ D ไม่มีผลกระทบต่อการผลิต ในภาพรวมพบว่าก่อนการปรับปรุงค่าเฉลี่ยของการหยุดกะทันหันของโรงไฟฟ้า 2,371.48 ชั่วโมงต่อปี สามารถลดลงเหลือ 1,094 ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นลดลงได้ถึง 53.86% ของเวลาหยุดอย่างกะทันหันทั้งหมด

รูปที่ 17 ได้แสดงถึงค่าเฉลี่ยของความพร้อมใช้งานของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 86.18 % เป็น 93.48 % แม้ว่าจะยังไม่สามารถบรรลุเป้าหมายที่ตั้งไว้ที่ 96.18% ภายในระยะเวลาหนึ่งปี แต่คาดว่าหลังจากที่ได้มีการดำเนินตามกลยุทธ์การบำรุงรักษาสำหรับอุปกรณ์ที่มีระดับความวิกฤติ B แล้ว ย่อมทำให้ค่าความพร้อมใช้งานเป็นไปตามเป้าหมาย

ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม ควรมีการทบทวนวิธีการและความถี่ในการตรวจสอบสภาพเครื่องจักรเนื่องจากเมื่อเวลาผ่านไปย่อมมีการเปลี่ยนแปลงเครื่องมือและเทคโนโลยี และควรมีการทบทวนระดับความวิกฤติของอุปกรณ์ใหม่ หากพบว่าอุปกรณ์นั้นมีการปรับเปลี่ยนระดับความวิกฤติเพื่อจะได้กำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาที่มีประสิทธิภาพต่อไป และหากไม่มีกลยุทธ์การบำรุงรักษาแบบใดที่เหมาะสมอาจจะต้องพิจารณาปรับปรุงเครื่องจักร เช่น การออกแบบชิ้นส่วนใหม่



รูปที่ 16 การกำหนดกลยุทธ์การบำรุงรักษาจำแนกตามระดับความวิกฤติ



รูปที่ 17 ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (ก่อนและหลังการปรับปรุง)

เอกสารอ้างอิง

- [1] Paul Breeze. *Gas Turbine Power Generation*, 2016.
- [2] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018)*, 2019
- [3] Nowlan, F. S., & Howard, ADAM SVENSSON F. H. (1978). *Reliability-Centered Maintenance*. Report No. AD-A066579. United Airlines, San Francisco, 1978.

-
- [4] Norsok z-008. *Criticality analysis for maintenance purposes*, 2011
 - [5] Alexander börjesson, Adam Svensson. *Critical equipment classification and cost reduction within professional maintenance*. Master of Science Thesis in Production Engineering, Chalmers University of Technology, 2011.
 - [6] Paul A. Ozor, Joseph O. Aniobasi, Chimaobi K. Olua. Critical Equipment Identification Approach for Condition-Based Maintenance Planning in a Beverage Plant. *Industrial Engineering Letters*, 2015 Vol 5.
 - [7] Fe'lix C. Go'mez de Leo'n Hijes, Jose' Javier Ruiz Cartagena. Maintenance strategy based on a multicriterion classification of equipments. *Reliability Engineering and System Safety*, 2006, pp. 444–451.
 - [8] GT24/26 Operation, *Power Plant Training Center*, ALSTOM, 2014.
 - [9] GT24/26 Overview & Introduction, *Gas Turbine Fundamentals*, ALSTOM, 2010.
 - [10] Rukijkanpanich, J. and Mingmongkol, M. Enhancing performance of maintenance in solar power plant. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 2019.
 - [11] Dr. E.C. Fitch. *Proactive Maintenance for Mechanical Systems*, 1992.
 - [12] สุภนิติ แสงธรรม, การบำรุงรักษาเน้นความเชื่อถือได้. กรุงเทพมหานคร. เอ็ม แอนด์ อี, 2560
 - [13] T.Álvarez Tejedor, R.Singh, P.Pilidis. Advance gas turbine asset and performance management. *Modern Gas Turbine System*, 2013, pp. 515-564, 593.
 - [14] Tim J Cater. Common failures in gas turbine blades. *Engineering Failure Analysis*, 2005, pp. 237–247.
 - [15] G.H. Farrahi, M. Tirehdast, E. Masoumi Khalil Abad, S. Parsa, M. Motakefpoor. Failure analysis of gas turbine compressor. *Engineering Failure Analysis*, 2011.
 - [16] Meherwan Boyce. *Maintenance Techniques*. Gas Turbine Engineering Handbook, 2011.

