

การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วย
แบตเตอรี่เพื่อเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2563
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Unit Management of a BESS-Integrated Hydro Power Plant for Spinning Reserve
Enhancement



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

FACULTY OF ENGINEERING

Chulalongkorn University

Academic Year 2020

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพื่อ เพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
โดย	น.ส.นพวรรณ พัฒนอิ้ว
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมบุญณ์ แสงวงศ์วานิชย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรพงษ์ สุวรรณกวิน)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมบุญณ์ แสงวงศ์วานิชย์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หนูเจริญ)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.ครรชิต งามแสนโรจน์)

นพวรรณ พัฒนอ้าว : การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพื่อเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย. (Unit Management of a BESS-Integrated Hydro Power Plant for Spinning Reserve Enhancement) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.สมบูรณ์ แสงวงศ์ วาณิชย์

การเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ทำให้ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีความยืดหยุ่นเพิ่มขึ้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีเป้าหมายในการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า โดยการเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งการใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าหลักในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเป็นสิ่งที่ไม่ควรหลีกเลี่ยงเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องทำงานต่ำกว่าพิกัด ทำให้ประสิทธิภาพการทำงานต่ำและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในขณะที่การเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นสิ่งที่ไม่ได้ยาก เนื่องจากข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการขาดการบริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีหลายเครื่องอย่างบูรณาการ เพื่อแก้ปัญหาที่กล่าวมาข้างต้น วิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอแนวคิดการบูรณาการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อขยายงานการทำงานของโรงไฟฟ้า และพัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า เพื่อประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีหลายเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยตัวอย่างที่ใช้เป็นกรณีศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ทั้งนี้อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในงานวิทยานิพนธ์นี้ได้พิจารณาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้สอดคล้องตามข้อจำกัดจากแนวปฏิบัติ ณ ปัจจุบันของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาด้วย นอกจากนี้ การทำงานในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนยังถูกนำมาประยุกต์ใช้ เพื่อรักษาความสามารถของการทำงานร่วมกันระหว่างศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติและโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อให้การประยุกต์ใช้แนวคิดที่นำเสนอกับระบบจริงเป็นไปได้โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนวิธีการควบคุม ณ ปัจจุบันของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ แนวคิดการบริหารการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาที่นำเสนอถูกทดสอบโดยการจำลองด้วยโปรแกรม DIGSILENT โดยอาศัยข้อมูลการควบคุมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติเพื่อเปรียบเทียบ ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่า 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถขยายงานการจ่ายกำลังผลิตได้ตามที่กำหนด ผ่านการประสานการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดและข้อจำกัดจากแนวปฏิบัติการเดินและหยุดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2) ในแต่ละสถานะการผลิตไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกทำงานในโหมดตัดประจุหรือโหมดคายประจุได้ ทำให้สามารถรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้ โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา และ 3) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เพิ่มมากขึ้นกว่าการทำงานแบบเดิม ส่งผลให้สามารถใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำงานแทนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดใหญ่ได้ ดังนั้นแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้จึงเป็นแนวทางใหม่ในการเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

ปีการศึกษา 2563

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

6270129221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Unit management, Hydro power plant, Battery energy storage system, Spinning reserve, Minimum generation, Virtual power plant

Noppawan Pattana-ew : Unit Management of a BESS-Integrated Hydro Power Plant for Spinning Reserve Enhancement. Advisor: Asst. Prof. SOMBOON SANGWONGWANICH, Ph.D.

As the increasing of renewable energy generation affects power system stability, it is necessary that the flexibility of the power system be increased. Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) plans to increase its system flexibility by acquiring more spinning reserve from its power plants. Currently, the spinning reserve in EGAT's power system is mainly provided by the combined-cycle power plants. However, assigning combined-cycle power plants as the main power plants for spinning reserve should be avoided because the generators must run below their rated capacities which is inefficient and increases operating costs. On the other hand, increasing spinning reserve from the hydro power plants is difficult due to the minimum generation constraint of the generators and lack of appropriate management of multi-unit generations. To cope with these issues, this thesis proposes an integration of a battery energy storage system (BESS) with a hydro power plant to alleviate the minimum generation constraint and develop a unit management algorithm to cooperate the multi-unit generation of the hydro power plant with the BESS. To demonstrate the feasibility of the proposed concepts, a case study on the Rajaprabha (RPB) hydro power plant is carried out in this thesis. The unit management algorithm is developed by taking into consideration also the starting and stopping time limitation to satisfy the real operational guidelines of the RPB hydro power plant. Furthermore, to preserve the interoperability between the National Control Center (NCC) and the RPB hydro power plant, the virtual power plant (VPP) model is adopted to make the proposed concepts applicable to the real system without having to change the control algorithm of the NCC. Feasibility of the proposed concepts when applied to the RPB hydro power plant is tested by simulation using DigSILENT software. The simulation results confirm that 1) the three generators of the RPB hydro power plant can work cooperatively with the BESS to enlarge the power generation range without violation of the minimum generation constraint of the generators, 2) at any power generation level, the BESS can operate in either charging or discharging mode to keep its state of charge within the allowable range without affecting the output power of the RPB hydro power plant, and 3) the RPB hydro power plant operated under the proposed algorithm can provide much higher spinning reserve than does the traditional operation. As a result, the virtual RPB hydro power plant can replace the combined-cycle power plant in providing the required spinning reserve. From the study results, it can be concluded that the unit management of a BESS integrated hydro power plant proposed in this thesis is a new way to increase the flexibility of the power system to cope with the increasing renewable energy generation.

Field of Study: Electrical Engineering

Student's Signature

Academic Year: 2020

Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดีจากความช่วยเหลือ ทุ่มเท และเอาใจใส่อย่างดียิ่งของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมบูรณ์ แสงวงศ์วานิชย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้ที่ให้คำแนะนำ ข้อคิดเห็น และหลักคิดที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิจัย การทำงาน และการดำเนินชีวิต รวมทั้งได้ตรวจสอบและแก้ไขจนทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยดี ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.สุรพงศ์ สุวรรณกวิน ผู้เป็นอาจารย์และประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้ความรู้และแนวคิดในการเชื่อมโยงความรู้เข้ากับความจริงในทางปฏิบัติ ซึ่งเปิดโลกทัศน์ทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าให้กับข้าพเจ้าเป็นอย่างมาก รวมทั้งได้ให้คำแนะนำ ตรวจสอบ และแก้ไขวิทยานิพนธ์

ขอขอบพระคุณ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.เนบ บุญ หุนเจริญ และดร.ครรชิต งามแสนโรจน์ ที่ได้ให้คำแนะนำ ตรวจสอบ และแก้ไข ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณ โครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กับ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย รุ่นที่ 4 ที่ได้สนับสนุนทุนการศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ด้าน Smart Grid

ขอขอบคุณ เพื่อนร่วมงานกองบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าและกองเดินเครื่อง โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ที่ได้สนับสนุนข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนสำคัญของงานวิจัย

ขอขอบคุณ ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าและฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน ที่ได้เอื้อเพื่อข้อมูลของระบบไฟฟ้า ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ และการทำงานของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างมากและเป็นส่วนสำคัญของงานวิจัย

ขอขอบคุณ รุ่นพี่รุ่นน้องนิสิตระดับบัณฑิตศึกษา ห้องปฏิบัติการวิจัยอิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PERL) และห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง (PSRL) ที่ได้ให้ความช่วยเหลือ คำแนะนำ และกำลังใจ เป็นอย่างดีมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัว ผู้ให้โอกาสทางการศึกษาและให้กำลังใจ ด้วยดีเสมอมา

นพวรรณ พัฒน์อ้วน

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูปภาพ.....	ช
คำอธิบายคำศัพท์และความหมาย.....	ฅ
นิยามสัญลักษณ์.....	พ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
1.3 สรุปรูปปัญหาและข้อจำกัดของงานวิจัยที่ผ่านมา.....	9
1.4 เป้าหมายของวิทยานิพนธ์.....	10
1.5 ขอบเขตวิทยานิพนธ์.....	11
1.6 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ.....	11
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	12
บทที่ 2 การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและ โครงสร้างพื้นฐานการควบคุมความถี่ โวลต์.....	13
2.1 การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	13
2.1.1 การควบคุมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	14

2.2 โครงสร้างพื้นฐานการควบคุมความถี่ไหลของระบบไฟฟ้าโดยศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ.....	15
2.2.1 การกำหนดกำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	16
บทที่ 3 แนวทางใหม่ในการบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังน้ำกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	21
3.1 แนวคิดการบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	21
3.2 แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	28
3.3 แนวคิดโรงไฟฟ้าเสมือนกับการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อประยุกต์ใช้การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	42
3.3.1 ตัวอย่างการทำงานของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	50
บทที่ 4 การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	56
4.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้าและแบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	56
4.1.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	56
4.1.2 แบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	57
4.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง	58
4.2.1 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 1	59
4.2.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 2	65
4.2.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 3	68
4.2.4 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4	71

4.3	เงื่อนไขและแนวปฏิบัติสำหรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	83
4.3.1	เงื่อนไขการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [16].....	83
4.3.2	เงื่อนไขการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	83
4.3.3	แนวปฏิบัติสำหรับการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	84
4.4	ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	84
4.4.1	ปัญหาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	84
4.4.2	ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง	86
บทที่ 5	การแก้ไขปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในทางปฏิบัติ	96
5.1	มาตรการสำหรับการแก้ไขปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	96
5.1.1	มาตรการที่ 1 การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	97
5.1.2	มาตรการที่ 2 การเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต	106
5.1.3	มาตรการที่ 3 การกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load	107
5.1.3.1	การผนวกรวมการทำงานตามมาตรการที่ 1, 2 และ 3.....	110
5.1.3.2	การปรับสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	111
5.1.4	มาตรการที่ 4 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	114
5.1.5	สรุปมาตรการสำหรับการแก้ไขปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	115
5.2	การปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่.....	116
5.2.1	เงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	116
5.2.2	การกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	116
5.2.3	การควบคุมสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	116

5.2.4 การกำหนดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ตามมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	117
5.2.5 การประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน ด้วยแบตเตอรี่.....	117
บทที่ 6 ผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	121
6.1 การคัดเลือกวันสำหรับนำข้อมูลมาใช้ในการจำลอง	121
6.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการทำงานในภาพรวมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อน รัชชประภา	126
6.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง เพื่อศึกษาประสิทธิผลของการเพิ่มขนาดของระบบ กักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จาก 40 MW เป็น 60 MW	130
6.3.1 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษา สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW.....	130
6.3.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษา สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 120 MW.....	132
6.3.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษา สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 160 MW.....	134
6.3.4 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษา สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 220 MW.....	136
6.4 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการทำงานตามมาตรการการเปลี่ยนแปลงขอบเขต ของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต	138
6.5 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง เพื่อศึกษาประสิทธิผลของการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	140
6.5.1 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองในกรณีที่มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	140

6.5.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่งมากกว่า 1 โซน	142
6.5.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการทำงานที่สถานะ No-Load เพื่อช่วยลดจำนวนครั้งของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	145
6.6 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	147
6.7 ผลการเปรียบเทียบการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขอม	149
6.8 ผลสรุปการจำลอง.....	153
6.8.1 การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	153
6.8.2 การสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	153
บทที่ 7 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	154
7.1 บทสรุป	154
7.2 ข้อเสนอแนะ	157
ภาคผนวก ก.....	159
ก.1 ข้อมูลลักษณะเขื่อนและอ่างเก็บน้ำ	159
ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	159
ก.3 ข้อมูลกังหันน้ำ.....	160
ก.4 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	160
ก.5 ข้อมูลสายส่ง	160
ภาคผนวก ข.....	161
ข.1 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	161
ภาคผนวก ค.....	164
ค.1 ขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	164
ค.2 ขั้นตอนการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	166

ภาคผนวก ง 169

 ง.1 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนมีนาคม 169

 ง.2 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนเมษายน 180

 ง.3 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนกันยายน 192

 ง.4 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนพฤศจิกายน 203

บรรณานุกรม..... 215

ประวัติผู้เขียน..... 217



สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 ข้อมูลโรงไฟฟ้าที่สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ณ เวลาหนึ่ง	2
ตารางที่ 3.1 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง.....	22
ตารางที่ 3.2 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง.....	24
ตารางที่ 3.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW	30
ตารางที่ 3.4 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW	32
ตารางที่ 3.5 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มี N หน่วย บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดพิกัดเท่ากับกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	37
ตารางที่ 3.6 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh.....	41
ตารางที่ 3.7 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ตามคำสั่ง AGC^* เท่ากับ 90 MW	51
ตารางที่ 3.8 ค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (MW_H) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบ กำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตเครื่องละ 30 MW.....	51
ตารางที่ 3.9 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ตามคำสั่ง AGC^* เท่ากับ 126 MW	54
ตารางที่ 3.10 ค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (MW_H) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบ กำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตเครื่องละ 42 MW.....	54

ตารางที่ 5.1 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 โดยที่อ้างอิงสถานะการทำงานจากรูปที่ 5.17	114
ตารางที่ 5.2 สรุปมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในทางปฏิบัติ	115
ตารางที่ 5.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW/40 MWh.....	118
ตารางที่ 6.1 วันในแต่ละเดือนที่ได้รับการคัดเลือกเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการจำลอง.....	123
ตารางที่ ข.1 พารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	163



สารบัญรูปร่าง

หน้า

รูปที่ 1.1 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เขื่อนรัชชประภา	4
รูปที่ 1.2 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในกรณีที่เดินเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง.....	4
รูปที่ 1.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ [8].....	8
รูปที่ 2.1 ภาพรวมทางกายภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา (ต่อ).....	14
รูปที่ 2.2 บล็อกไดอะแกรมการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	15
รูปที่ 2.3 การตอบสนองขั้นต้นและขั้นที่สองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	16
รูปที่ 2.4 การกำหนดกำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	17
รูปที่ 2.5 ตัวอย่างการกำหนดค่า <i>BP</i> ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามประเภทของโรงไฟฟ้า.....	18
รูปที่ 2.6 การคำนวณค่า <i>ACE</i> ของระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ	19
รูปที่ 2.7 ตัวอย่างการกำหนดค่า Regulation Priority Factor และค่า Regulation Participant Factor ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	20
รูปที่ 3.1 ภาพรวมความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา.....	21
รูปที่ 3.2 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง.....	22
รูปที่ 3.3 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW และเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง.....	23
รูปที่ 3.4 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมดคายประจุ) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง	25
รูปที่ 3.5 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมดอัดประจุ) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง.....	26

รูปที่ 3.6 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจากการบริหารจัดการ จัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยที่ยังไม่มีระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	28
รูปที่ 3.7 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจากการบริหารจัดการ จัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	29
รูปที่ 3.8 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW.....	31
รูปที่ 3.9 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมตคายประจุ).....	33
รูปที่ 3.10 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมตอัดประจุ).....	34
รูปที่ 3.11 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในกรณีที่มีการ จำกัดการจ่ายกำลังผลิตไว้ในช่วง 60-240 MW	36
รูปที่ 3.12 การกำหนดค่า BP และค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อน รัชชประ ภาในปัจจุบัน	43
รูปที่ 3.13 ค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่ง การได้.....	44
รูปที่ 3.14 จุดทำงานและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเสมือนจากการกำหนดค่า BP ..	46
รูปที่ 3.15 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ให้ทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีขนาดพิกัด 240 MW.....	47
รูปที่ 3.16 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh (โหมตคายประจุ).....	48
รูปที่ 3.17 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh (โหมตอัดประจุ).....	49
รูปที่ 3.18 การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ 1 เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กำหนดให้จ่ายกำลังผลิต 90 MW	52
รูปที่ 3.19 การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ 2 เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กำหนดให้จ่ายกำลังผลิต 90 MW	52

รูปที่ 3.20 การคำนวณค่า <i>ACE</i> และการจัดสรรค่ากำลังผลิตให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อการ ตอบสนองขั้นที่สอง เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนไป	53
รูปที่ 3.21 การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือน เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่าย กำลังผลิต 126 MW	55
รูปที่ 4.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและระบบกักเก็บพลังงานด้วย แบตเตอรี่	56
รูปที่ 4.2 แบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่	57
รูปที่ 4.3 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 1	59
รูปที่ 4.4 ตัวอย่างการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ใน กรณีที่มีคำสั่งเพิ่มกำลังผลิต	63
รูปที่ 4.5 ตัวอย่างการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ใน กรณีที่มีคำสั่งลดกำลังผลิต.....	64
รูปที่ 4.6 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 2	65
รูปที่ 4.7 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 3	68
รูปที่ 4.8 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563	74
รูปที่ 4.9 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563	75
รูปที่ 4.10 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563.....	76
รูปที่ 4.11 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้ ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	77
รูปที่ 4.12 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้ ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	78

รูปที่ 4.13 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขอนแก่น โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563.....	79
รูปที่ 4.14 การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีระยะเวลาห่างกันน้อยกว่า 20 นาที อ้างอิงข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563	85
รูปที่ 4.15 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \leq 80$ MW และ $AGC^* > 80$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563	87
รูปที่ 4.16 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	88
รูปที่ 4.17 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \leq 160$ MW และ $AGC^* > 160$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	89
รูปที่ 4.18 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 180$ MW และ $AGC^* \geq 180$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	90
รูปที่ 4.19 สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ตามอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า	94
รูปที่ 5.1 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 120 MW	98
รูปที่ 5.2 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 120 MW	98
รูปที่ 5.3 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ	99
รูปที่ 5.4 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 80 MW	100
รูปที่ 5.5 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 80 MW	100

รูปที่ 5.6 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW และ 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ	101
รูปที่ 5.7 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW และ 120 MW	101
รูปที่ 5.8 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 180 MW	102
รูปที่ 5.9 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 180 MW	102
รูปที่ 5.10 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบ กักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ	103
รูปที่ 5.11 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 160 MW	103
รูปที่ 5.12 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่าง รอยต่อ 160 MW	104
รูปที่ 5.13 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 160 MW และ 180 MW	104
รูปที่ 5.14 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW, 120 MW, 160 MW และ 180 MW	105
รูปที่ 5.15 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดคายประจุ	106
รูปที่ 5.16 การทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	109
รูปที่ 5.17 สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตาม มาตรการที่ 1, 2 และ 3	113
รูปที่ 6.1 ผลการจำลองภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563	127
รูปที่ 6.2 ผลการจำลองภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563	128

รูปที่ 6.3 ผลการจำลองภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563	129
รูปที่ 6.4 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน AGC* > 80 MW ไปเป็นโซน AGC* ≤ 80 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	131
รูปที่ 6.5 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 120 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	133
รูปที่ 6.6 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 160 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563.....	135
รูปที่ 6.7 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 220 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563.....	137
รูปที่ 6.8 การ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่สาม เมื่อคำสั่ง AGC* ≥ 220 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	139
รูปที่ 6.9 การทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	141
รูปที่ 6.10 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่งมากกว่า 1 โซน อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	144
รูปที่ 6.11 การทำงานที่สถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	146
รูปที่ 6.12 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	148
รูปที่ 6.13 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม ภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563.....	150
รูปที่ 6.14 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม ภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563.....	151

รูปที่ 6.15 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ภายหลังจากการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563 152

รูปที่ ข.1 แบบจำลองระบบควบคุมกักหน้้ำของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 161

รูปที่ ข.2 แบบจำลองระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า..... 162

รูปที่ ค.1 หน้าจอ HMI แสดงขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 165

รูปที่ ค.2 ขั้นตอนการเปลี่ยนสถานะการทำงานจากสถานะ OFF ไปเป็นสถานะ No-Load และเปลี่ยนจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ Initial Load..... 165

รูปที่ ค.3 หน้าจอ HMI แสดงขั้นตอนการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 167

รูปที่ ค.4 ขั้นตอนการเปลี่ยนสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ No-Load 167

รูปที่ ค.5 ขั้นตอนการเปลี่ยนสถานะการทำงานจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ OFF..... 168

รูปที่ ง.1 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 3 มีนาคม พ.ศ. 2563..... 171

รูปที่ ง.2 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2563..... 172

รูปที่ ง.3 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 3 มีนาคม พ.ศ. 2563 173

รูปที่ ง.4 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2563..... 173

รูปที่ ง.5 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2563..... 174

รูปที่ ง.6 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2563..... 175

รูปที่ ง.7 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2563 176

รูปที่ ง.48 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรอง
พร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้
ข้อมูลวันที่ 25 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563214



คำอธิบายคำศัพท์และความหมาย

คำศัพท์	คำย่อ	ความหมาย
System Flexibility		ความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า
System Stability		ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
Spinning Reserve	SR	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
National Control Center	NCC	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ
Automatic Generation Control	AGC	การควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ
Load Frequency Control	LFC	การควบคุมความถี่โหลด
Frequency Regulation	FR	การรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า
Combined-Cycle Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
Hydro Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังน้ำ
Wang Noi Power Plant	WN	โรงไฟฟ้าวังน้อย
Khanom Power Plant	KN	โรงไฟฟ้าขนอม
Ratchaburi Electricity Generating Company Limited (Block No.3)	RB3	บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (ชุดที่ 3)
Eastern Power & Electric Company Limited	EPEC	บริษัทอีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริก จำกัด
Ratchaburi Power Company Limited	RPCL	บริษัทราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด
Chana Power Plant	CHN	โรงไฟฟ้าจะนะ
South Bangkok Power Plant	SB	โรงไฟฟ้าพระนครใต้
North Bangkok Power Plant	NB	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ
Vajiralongkorn Hydro Power Plant	VRK	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ์
Srinagarind Hydro Power Plant	SNR	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์
Sirikit Hydro Power Plant	SK	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์
Lamtakong Jolabha Vadhana Power Plant	LTK	โรงไฟฟ้าลำตะคองชลภาวัฒนา
Nam Theun 2 Hydro Power Plant	NTN2	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2
Nam Ngum 2 Hydro Power Plant	NNG2	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2

คำศัพท์	คำย่อ	ความหมาย
Nam Ngiep 1 Hydro Power Plant	NNP1-H	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเขี้ยว 1
Generator	G	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Ramp Up		การเพิ่มกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Ramp Down		การลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Minimum Generation	Min. Gen.	กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Maximum Generation	Max. Gen.	กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Load Frequency Control Maximum	LFC Max.	กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้
Load Frequency Control Minimum	LFC Min.	กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้
Rajjprabha Hydro Power Plant	RPB	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
Reservoir Hydro Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ
Scheduled Frequency		ความถี่ที่กำหนด
Control Economic Dispatch	CED	การกำหนดกำลังผลิตฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการคำนวณต้นทุนการผลิตตามหลักเศรษฐศาสตร์
Battery Energy Storage System	BESS	ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
State of Charge	SOC	สถานะประจุ
Unit Management		การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า
Virtual Power Plant	VPP	โรงไฟฟ้าเสมือน

นิยามสัญลักษณ์

สัญลักษณ์	คำศัพท์	ความหมาย
<i>Pref</i>	Reference Power	กำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>Min Gen</i>	Minimum Generation	กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>Max Gen</i>	Maximum Generation	กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>MW Desired Gen</i>	MW Desired Generation	กำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการคำนวณ
<i>BP</i>	Basepoint	กำลังผลิตฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
<i>MW Reg Dis</i>	Regulation Distribution	กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องจ่าย เพื่อตอบสนองขั้นที่สอง
<i>LFC Max</i>	Load Frequency Control Maximum	กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งได้
<i>LFC Min</i>	Load Frequency Control Minimum	กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งได้
<i>Reg Part Fact</i>	Regulation Participant Factor	สัดส่วนสำหรับจัดสรรกำลังผลิตให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องตอบสนองขั้นที่สอง
<i>MW Reg</i>	MW Regulation	กำลังผลิตที่ระบบไฟฟ้าต้องการเพื่อใช้รักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า
Σ Reg Part Fact in Group	Summation of Regulation Participant Factor in Generator Group	ผลรวมค่า Regulation Participant Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่อยู่ในกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้างุ่มเดียวกัน

สัญลักษณ์	คำศัพท์	ความหมาย
<i>Reg Pri</i>	Regulation Priority Factor	ค่าที่ใช้สำหรับกำหนดกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อตอบสนององ ชั้นที่สอง
<i>ACE</i>	Area Control Error	Area Control Error
<i>B</i>	Frequency Bias	Frequency Bias
<i>Unit SR</i>	Unit Spinning Reserve	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ขณะนั้น
<i>P_{Actual}</i>	Actual Power	กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย ณ ขณะนั้น
<i>DR</i>	Primary Droop Response	กำลังผลิตจากการตอบสนองตาม คุณลักษณะดรูป
<i>FR</i>	Frequency Regulation	กำลังผลิตในส่วนของการรักษา ความถี่ของระบบไฟฟ้า
<i>SR</i>	Residual Spinning Reserve	กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ เหลืออยู่ในแต่ละช่วงเวลา
Δf		ค่าเบี่ยงเบนของความถี่
<i>G1</i>	Generator Unit 1	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 1
<i>G2</i>	Generator Unit 2	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 2
<i>G3</i>	Generator Unit 3	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 3
<i>AGC_G1</i>		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 1
<i>AGC_G2</i>		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 2
<i>AGC_G3</i>		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 3
<i>BESS</i>	Battery Energy Storage System	ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
<i>BESS Size</i>		ขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วย แบตเตอรี่

สัญลักษณ์	คำศัพท์	ความหมาย
B_c		กำลังผลิตที่ใช้อัดประจุ
B_d		กำลังผลิตจากการคายประจุ
SOC	State of Charge	สถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
MW_G		กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงจ่าย
G^*		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิต
ΔP		กำลังผลิตที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ต้องจ่ายเพื่อประสานการทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
N		จำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ
$H1$	Virtual Generator Unit 1	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องที่ 1
$H2$	Virtual Generator Unit 2	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องที่ 2
$H3$	Virtual Generator Unit 3	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องที่ 3
AGC_{H1}		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องที่ 1
AGC_{H2}		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องที่ 2
AGC_{H3}		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องที่ 3

สัญลักษณ์	คำศัพท์	ความหมาย
<i>AGC*</i>		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเสมือน
<i>MW_H1</i>		กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 1 จ่าย
<i>MW_H2</i>		กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 2 จ่าย
<i>MW_H3</i>		กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 3 จ่าย
<i>Total Output</i>		กำลังผลิตรวมที่โรงไฟฟ้าเสมือนจ่าย
<i>Min Gen_H1</i>		กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 1
<i>Min Gen_H2</i>		กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 2
<i>Min Gen_H3</i>		กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 3
<i>LFC Max_H1</i>		กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 1
<i>LFC Max_H2</i>		กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 2
<i>LFC Max_H3</i>		กำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 3
<i>Min Gen (VPP)</i>		กำลังผลิตรวมต่ำสุดของโรงไฟฟ้าเสมือน
<i>LFC Max (VPP)</i>		กำลังผลิตรวมสูงสุดของโรงไฟฟ้าเสมือน
<i>BP_H1</i>		กำลังผลิตฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 1
<i>BP_H2</i>		กำลังผลิตฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 2

สัญลักษณ์	คำศัพท์	ความหมาย
<i>BP_H3</i>		กำลังผลิตฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน เครื่องที่ 3
<i>BP (VPP)</i>		กำลังผลิตฐานของโรงไฟฟ้าเสมือน
<i>AGC_KN</i>		คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม
<i>T</i>		ระยะเวลาการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาของบทนี้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง สรุปปัญหาและข้อจำกัดของงานวิจัยที่ผ่านมา เป้าหมายของวิทยานิพนธ์ ขอบเขตวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนลดลง [1] อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีความผันผวนสูง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพเชิงความถี่ของระบบไฟฟ้า จึงทำให้ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีความยืดหยุ่น (System Flexibility) เพิ่มมากขึ้น เพื่อรองรับความผันผวนของกำลังผลิตและรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (System Stability) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีเป้าหมายในการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า โดยการเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) จากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งเป็นเครื่องมือหนึ่งตามแผนยุทธศาสตร์ของ กฟผ. ในระยะยาวตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562-2569 [2] สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยได้มีการกำหนดให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายขนาด 700-1500 MW [3] ซึ่งกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะถูกใช้งานโดยการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (National Control Center) เพื่อใช้รักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า (Frequency Regulation) ตามการควบคุมความถี่โหลด (Load Frequency Control) ของระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ (Automatic Generation Control) [4]

ตารางที่ 1.1 แสดงตัวอย่างกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ณ เวลาหนึ่ง ซึ่งมีขนาดรวมเท่ากับ 1480 MW จะเห็นว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าวังน้อย (WN_G4) สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า 298 MW, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม (KN_G21, KN_G22) สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าเครื่องละ 193 MW และ 192 MW ตามลำดับ ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant) ซึ่งมีคุณสมบัติที่สำคัญในการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตได้อย่างรวดเร็ว แต่กลับสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้ไม่มากนัก เนื่องจากปัญหาข้อจำกัดของกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ์ (VRK_G1, VRK_G2)

สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าเครื่องละ 12 MW, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ (SNR_G2, SNR_G3) สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าเครื่องละ 9 MW, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์ (SK_G1, SK_G3) สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าเครื่องละ 16 MW เป็นต้น

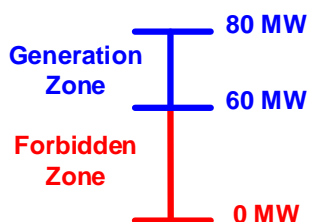
ตารางที่ 1.1 ข้อมูลโรงไฟฟ้าที่สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าของ กผผ. ณ เวลาหนึ่ง

Type	Plant	Unit	Current Generation [MW]	LFC Maximum [MW]	LFC Minimum [MW]	Ramp Up [MW/min]	Ramp Down [MW/min]	Spinning Reserve [MW]
Combined-Cycle Power Plant	WN	WN_G4	452	750	452	35	35	298
	KN	KN_G21	272	465	270	24.5	17	193
	KN	KN_G22	273	465	270	24.5	17	192
	RB3	RB3_G1	595	678	496	9	9	83
	RB3	RB3_G2	571	668	490	9	9	97
	RB3	RB3_G3	643	678	491	9	9	35
	EPEC	EPEC_G1	204	350	200	9.2	9.2	146
	RPCL	RPCL_G2	342	350	245	16	16	8
	CHN	CHN_G1	342	350	245	10	10	8
	CHN	CHN_G22	271	383	267	12.5	12.5	112
	SB	SB_G41	588	593	370	34.2	35	5
	NB	NB_G22	402	414	260	16.5	16.5	12
	NB	NB_G1	631	670	430	30	30	39
NB	NB_G21	399	414	260	16.5	16.5	15	
Hydro Power Plant	VRK	VRK_G1	60	72	60	30	30	12
	VRK	VRK_G2	60	72	60	30	30	12
	SNR	SNR_G2	111	120	80	75	71	9
	SNR	SNR_G3	111	120	80	30	30	9
	SK	SK_G1	60	76	60	10	10	16
	SK	SK_G3	60	76	60	10	10	16
	LTK	LTK_G1	180	250	180	50	50	70
	NTN2	NTN2_G1	232	245	150	20	20	13
	NTN2	NTN2_G2	232	245	150	20	20	13
	NTN2	NTN2_G3	232	245	150	20	20	13
	NTN2	NTN2_G4	232	245	150	20	20	13
	NNG2	NNG2_G1	158	165	102	20	20	7
	NNG2	NNG2_G2	152	165	102	20	20	13
NNG2	NNG2_G3	155	165	102	20	20	10	
NNP1-H	NNP1_G2	102	113	70	88	88	11	

อย่างไรก็ตาม การใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าหลักในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ควรหลีกเลี่ยง เนื่องจากจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต้องทำงานต่ำกว่าค่าพิกัดมาก เพื่อให้มีค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพียงพอ ซึ่งสภาวะการทำงานในลักษณะนี้นอกจากจะทำให้จ่ายกำลังผลิตได้ไม่เต็มศักยภาพแล้ว การทำงานที่จุดทำงานต่ำกว่าพิกัดจะมีประสิทธิภาพทั้งทางกลและไฟฟ้าที่ต่ำ ซึ่งทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น รวมทั้งอายุการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสั้นลง เนื่องจากความเค้นที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงของกำลังผลิต ดังนั้นหากมีวิธีการที่ช่วยให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้มากขึ้น ก็จะทำให้สามารถลดการพึ่งพากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทำงานใกล้เคียงค่าพิกัดได้ ปัญหาต่าง ๆ ที่กล่าวมาข้างต้นก็จะลดน้อยลงได้ แต่เนื่องด้วยข้อจำกัดเรื่องกำลังผลิตต่ำสุดที่เป็นไปได้ประกอบกับวิธีการควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ณ ปัจจุบัน การเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจึงยากที่จะทำให้เป็นจริงได้ รายละเอียดและที่มาของปัญหาหลักของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

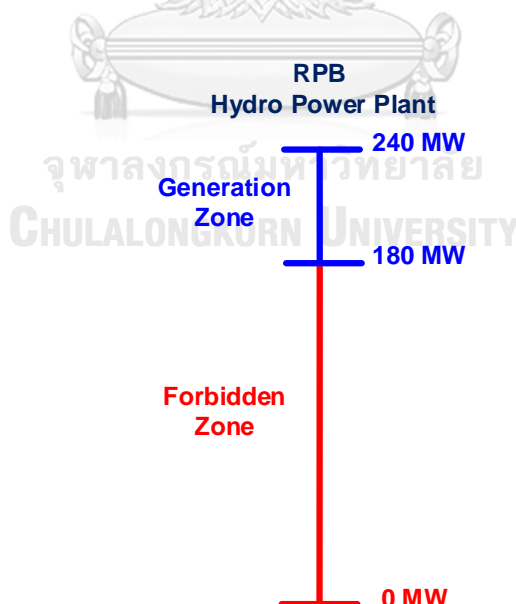
โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีคุณสมบัติเด่นที่สำคัญคือการเริ่มต้นเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตได้อย่างรวดเร็ว จึงถูกกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตเพื่อติดตามโหลดในช่วงที่โหลดมีความผันผวนสูงและสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ในความเป็นจริงโรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่สามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้เท่าที่ควร เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระ เพราะมีข้อจำกัดทางกลของกังหันน้ำที่จะเกิดการสั่น (Vibration) เมื่อทำงานที่กำลังผลิตต่ำกว่าค่า ๆ หนึ่ง ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกจำกัดให้จ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่กำลังผลิตต่ำสุดไปจนถึงค่าพิกัดของกำลังผลิตเท่านั้น โดยที่ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วงศูนย์ถึงกำลังผลิตต่ำสุดได้ ตัวอย่างที่เป็นรูปธรรมที่ใช้เป็นกรณีศึกษาในงานวิทยานิพนธ์นี้คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา (Rajjaprabha Hydro Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในสังกัดของ กฟผ. ทำหน้าที่จ่ายกำลังผลิตเพื่อติดตามโหลดในช่วงที่โหลดมีความผันผวนสูงและสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง พิกัดกำลังผลิตเครื่องละ 80 MW [5] คิดเป็นกำลังผลิตรวม 240 MW แต่ในการทำงานจริง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตลอดช่วงตั้งแต่ 0-80 MW เพราะกำลังผลิตต่ำสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายได้เท่ากับ 60 MW จึงทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-80 MW เท่านั้น และสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้ไม่เกินเครื่องละ 20 MW ดังแสดงในรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

ในสภาวะปกติที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภามีศักยภาพในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครบทั้ง 3 เครื่อง ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติจะสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องเสมอ โดยที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 180-240 MW ดังนั้นในภาพรวมจึงสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้สูงสุดไม่เกิน 60 MW ดังแสดงในรูปที่ 1.2 จากรูปที่ 1.2 จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 0-180 MW ทำให้ไม่สามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้เต็มศักยภาพ เนื่องจากเงื่อนไขข้อจำกัดของกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการขาดการบริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องให้ทำงานประสานกัน



รูปที่ 1.2 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในกรณีที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง

จากที่กล่าวมาทั้งหมด ประเด็นปัญหาสำคัญของระบบไฟฟ้าที่วิทยานิพนธ์นี้พิจารณาหาแนวทางแก้ไข คือ

- การเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปริมาณสูง โดยการเพิ่มปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
- การเพิ่มปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อลดการพึ่งพากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
- การแก้ปัญหาข้อจำกัดจากการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำอันเนื่องมาจากข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- การบริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อขยายย่านการผลิตไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุด

โดยใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเป็นกรณีศึกษา วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอแนวคิดการบูรณาการการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระ ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและนำเสนอแนวทางการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า (Unit Management) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้เพิ่มมากขึ้นกว่าการทำงานแบบเดิม

1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยในอดีตที่ผ่านมา มีการนำเสนอการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่มากนัก งานวิจัยส่วนใหญ่เป็นการนำระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มาใช้งานร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยเน้นเฉพาะกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม เป้าหมายของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีทั้งในด้านของกำลังไฟฟ้า (Power Application) และด้านของพลังงาน (Energy Application) งานวิจัยในอดีตที่มีความเกี่ยวข้องในประเด็นวิจัยที่นำเสนอในงานวิทยานิพนธ์นี้มีดังต่อไปนี้

งานวิจัย [6] นำเสนอการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management System) ซึ่งจะกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลากลางวันและจ่ายพลังงานที่กักเก็บไว้ในช่วงเวลากลางคืนร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

เพื่อให้พลังงานสุทธิจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานเป็นไปตามแผนการผลิตไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในแต่ละช่วงเวลา

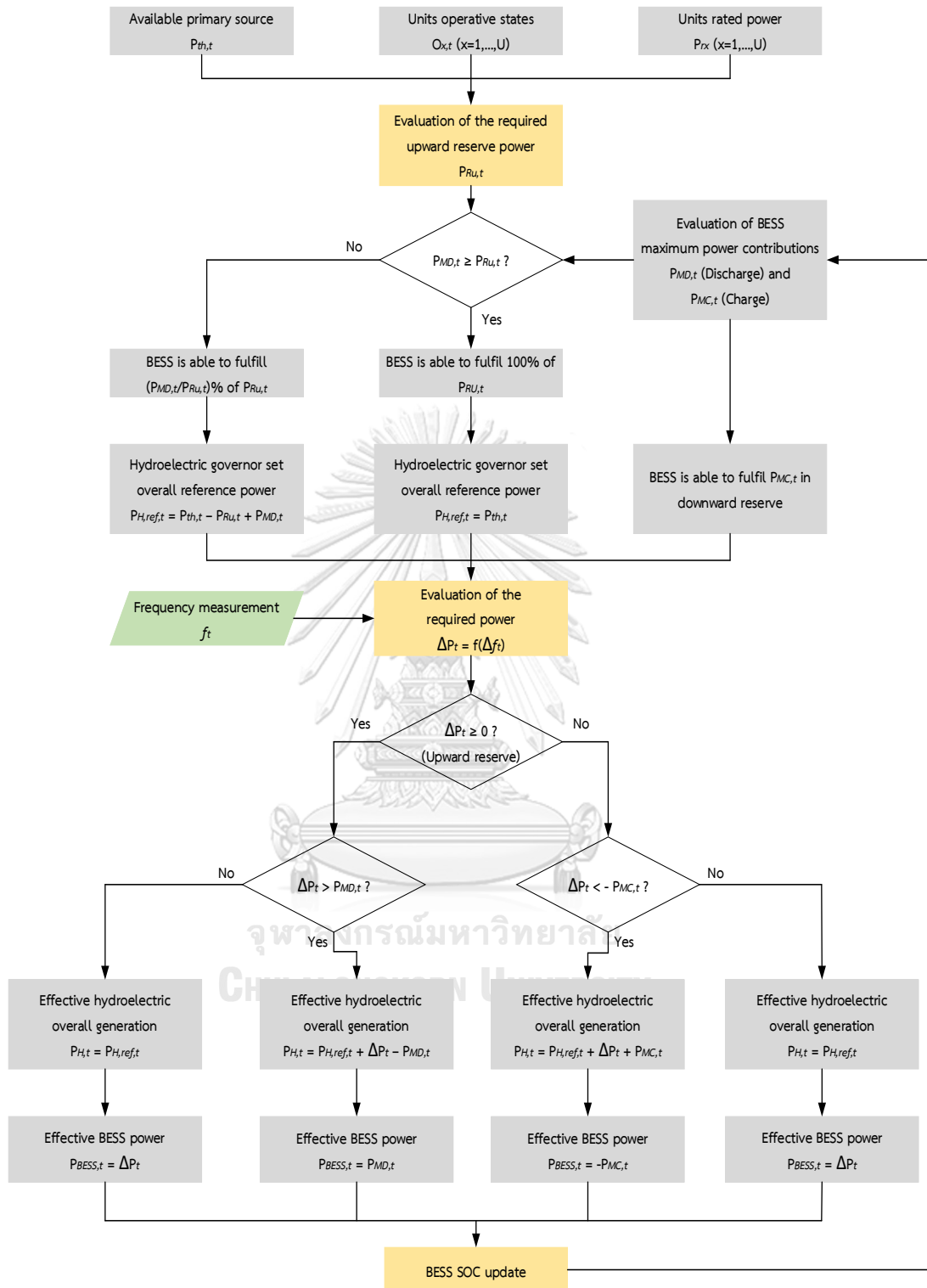
งานวิจัย [7] นำเสนอการทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก เพื่อควบคุมความถี่โหลตของระบบไฟฟ้าขนาดเล็กในสภาวะแยกโดด ซึ่งได้รับผลกระทบจากความผันผวนของโหลตในพื้นที่ งานวิจัยนี้แนะนำวิธีการควบคุมความถี่โหลตโดยใช้การแบ่งย่านการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตอบสนองเมื่อการเบี่ยงเบนของความถี่มีความผันผวนสูงและกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กตอบสนองในช่วงที่การเบี่ยงเบนของความถี่มีความผันผวนต่ำกว่าค่าการตอบสนองของโรงไฟฟ้า การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กช่วยลดขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ต้องใช้ควบคุมความถี่โหลตให้มีขนาดเล็กลง เมื่อเทียบกับกรณีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ควบคุมความถี่โหลตเพียงอย่างเดียว

งานวิจัย [8] นำเสนอการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี (Run-of-river Hydro Power Plant) บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อตอบสนองขั้นต้น (Primary Frequency Response) เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบน งานวิจัยนี้แนะนำการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า เพื่อประสานการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนระบบบริหารจัดการจะกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จ่ายกำลังผลิตก่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมอ เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถตอบสนองได้รวดเร็วกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จึงช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี รวมทั้งมีการพิจารณาสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยใช้หลักการอย่างง่าย กล่าวคือเมื่อระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีสถานะประจุที่ไม่สามารถตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่ได้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องทำงานแทนระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แสดงดังรูปที่ 1.3

งานวิจัย [9] นำเสนอการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในประเทศเยอรมนี เพื่อให้บริการเสริม (Ancillary Service) ด้านการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า โดยให้บริการกำลังผลิตสำรอง เพื่อใช้ในการตอบสนองขั้นต้นและขั้นที่สอง เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบน เนื่องจากความผันผวนของกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม การทำงานร่วมกันกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำหน้าที่

ในการตอบสนองขั้นต้น และกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำทำหน้าที่ในการตอบสนองขั้นที่สอง ซึ่งการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความเร็วได้อย่างรวดเร็วและมีกำลังผลิตสำรองขนาดใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

นอกจากงานวิจัยแล้ว ในปัจจุบันมีการพัฒนาการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากบริษัทต่าง ๆ เช่น บริษัท ANDRITZ [10], [11] ได้นำเสนอการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี เพื่อให้บริการเสริมด้านการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า โดยนำเสนอรูปแบบการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อจ่ายกำลังผลิตสำหรับการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าและกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำหน้าที่เป็นแหล่งจ่ายกำลังผลิตให้แก่ระบบไฟฟ้าในการควบคุมความถี่ขั้นต้นและขั้นที่สอง (Primary and Secondary Control) ซึ่งสามารถตอบสนองต่อการรักษาความถี่ได้อย่างรวดเร็วและช่วยลดความเค้นทางกลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการทำงานในช่วงที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลงของกำลังผลิต บริษัท Uniper [12] ได้ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 6 MW สำหรับการทำงานร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Edsele ซึ่งมีกำลังผลิต 60 MW และติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 9 MW สำหรับการทำงานร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Lövön ซึ่งมีกำลังผลิต 36 MW โดยโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่งตั้งอยู่ทางตอนเหนือของประเทศสวีเดน ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ถูกใช้ในการมีส่วนร่วมในตลาด Fast Frequency Reserve ซึ่งทำให้สามารถตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความเร็วได้อย่างรวดเร็วและมีกำลังผลิตสำรองขนาดใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ บริษัท Fortum [13] ได้ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 5 MW/6.2 MWh ที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำ Forshuvud ซึ่งมีกำลังผลิต 44 MW และเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปีในประเทศสวีเดน เพื่อใช้ในการตอบสนองขั้นต้น ซึ่งช่วยลดการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตอย่างรวดเร็วของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนเนื่องจากความผันผวนของกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม



รูปที่ 1.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ [8]

1.3 สรุปปัญหาและข้อจำกัดของงานวิจัยที่ผ่านมา

ปัญหาและข้อจำกัดของงานวิจัยในอดีตที่ผ่านมา สามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) งานวิจัย [6] เป็นตัวอย่างการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อเลื่อนการจ่ายพลังงานจากช่วงเวลาหนึ่งไปยังอีกช่วงเวลาหนึ่ง (Energy Arbitrage) จึงไม่ได้มีการกล่าวถึงการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า
- 2) งานวิจัย [7] เป็นตัวอย่างการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก เพื่อควบคุมความถี่ไหลของระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำงานในสถานะแยกโดดจากระบบไฟฟ้าหลัก ซึ่งแตกต่างจากประเด็นที่พิจารณาในงานวิทยานิพนธ์นี้ ที่มุ่งพิจารณาในประเด็นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าทั้งระบบของ กฟผ. ถึงแม้ว่าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะใช้ในการตอบสนองขั้นที่สอง เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนไป แต่ก็เป็นการควบคุมในระบบไฟฟ้าขนาดเล็กและไม่ได้พิจารณาในมิติของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบ รวมทั้งยังไม่ได้มีการบริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งมีหลายเครื่องอย่างบูรณาการและไม่ได้มีการกล่าวถึงข้อจำกัดของกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำด้วย
- 3) งานวิจัย [8] เป็นงานวิจัยเดียวที่นำเสนอการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยใช้การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ อย่างไรก็ตามวัตถุประสงค์หลักของการจัดการก็เพื่อใช้ในการตอบสนองขั้นต้น เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบน โดยที่ไม่มีการทำงานเพื่อการตอบสนองขั้นที่สอง นอกจากนี้ ในการจัดสรรกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในฟังก์ชันการตอบสนองขั้นต้น งานวิจัย [8] ไม่ได้แสดงรายละเอียดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่อย่างชัดเจน รวมทั้งไม่มีการพิจารณาข้อจำกัดเกี่ยวกับกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย
- 4) แม้ว่าการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าในงานวิจัย [8] จะมีการพิจารณาสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แต่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ไม่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระ จึงทำให้มีช่วงที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ไม่สามารถทำงานได้และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องทำงานแทน ซึ่งอาจจะทำให้มีปัญหาได้หากกำลังผลิตที่ระบบไฟฟ้าต้องการอยู่ในช่วงที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่สามารถทำงานได้

- 5) งานวิจัย [9] เป็นตัวอย่างการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อตอบสนองขั้นต้นและขั้นที่สอง ซึ่งเป็นมิติของการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย อย่างไรก็ตาม งานวิจัย [9] ไม่ได้มีการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำอย่างบูรณาการร่วมกัน รวมทั้งไม่ได้มีการพิจารณาข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 6) การควบคุมสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในงานวิจัย [9] กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกได้ว่าจะทำงานหรือไม่ทำงาน เมื่อการเบี่ยงเบนของความถี่อยู่ในช่วง 49.99-50.01 Hz และสามารถจ่ายกำลังผลิตในการตอบสนองขั้นต้นได้มากกว่า 20% ของความต้องการของระบบไฟฟ้า เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ระหว่าง 25%-75% ทำให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีช่วงที่ไม่ทำงานและมีการจ่ายกำลังผลิตมากกว่าความต้องการของระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า
- 7) ระบบที่พัฒนาโดยบริษัท ANDRITZ แม้จะมีฟังก์ชันการตอบสนองขั้นที่สอง แต่บริษัทไม่ได้ให้รายละเอียดการทำงานภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีหลายเครื่อง
- 8) แม้ว่าจะระบบที่พัฒนาโดยบริษัท Uniper จะมีการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แต่บริษัทไม่ได้แสดงรายละเอียดของการประสานการทำงานร่วมกัน รวมทั้งไม่ได้มีการพิจารณาเงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 9) ระบบที่พัฒนาโดยบริษัท Fortum มีการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในฟังก์ชันการตอบสนองขั้นต้น โดยที่บริษัทไม่ได้ให้รายละเอียดของการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ รวมทั้งไม่มีรายละเอียดการจัดการกับกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1.4 เป้าหมายของวิทยานิพนธ์

นำเสนอวิธีการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และนำเสนอแนวทางการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำอย่างบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้เพิ่มมากขึ้นกว่าการทำงานแบบเดิม

1.5 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเป็นกรณีศึกษา โดยมีหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดพิกัดเครื่องละ 80 MW จำนวน 3 เครื่อง แต่ละเครื่องมีข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดที่ 60 MW
- 2) เสนอแนวทางการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตให้แก่ระบบไฟฟ้าได้อย่างอิสระในช่วง 60-240 MW
- 3) วิเคราะห์หาขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานอัดประจุหรือคายประจุได้อย่างอิสระในทุกค่าการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
- 4) ทดสอบความเป็นไปได้ของแนวคิดที่นำเสนอ โดยอาศัยข้อมูลการเบี่ยงเบนของความถี่และคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและโรงไฟฟ้าขนอม (อ้างอิงข้อมูลปี พ.ศ. 2563)

1.6 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- 2) ศึกษาการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
- 3) ศึกษาการควบคุมความถี่ไหลของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ
- 4) รวบรวมข้อมูลการเบี่ยงเบนของความถี่และคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและโรงไฟฟ้าขนอม อ้างอิงข้อมูลปี พ.ศ. 2563
- 5) รวบรวมข้อมูลกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ส่งจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา และโรงไฟฟ้าขนอมกลับไปให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ อ้างอิงข้อมูลปี พ.ศ. 2563
- 6) สร้างแบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ และอัลกอริทึมการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า (Unit Management) เพื่อใช้ประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- 7) จำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาด้วยโปรแกรม DIGSILENT
- 8) ปรับปรุงอัลกอริทึมการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า

- 9) วิเคราะห์ผลการจำลองและสรุปผลที่ได้จากการจำลอง
- 10) สรุปผลการวิจัย
- 11) เรียบเรียงผลการวิจัยและจัดทำเป็นรูปเล่มวิทยานิพนธ์
- 12) เขียนบทความทางวิชาการ เพื่อเผยแพร่วิทยานิพนธ์

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) ได้แนวคิดใหม่ในการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า
- 2) สามารถประยุกต์ใช้แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ กับโรงไฟฟ้าพลังน้ำต่าง ๆ ของ กฟผ. ซึ่งจะช่วย
ให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มมากขึ้น ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าโดยรวมมีความยืดหยุ่นและรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้มากยิ่งขึ้น



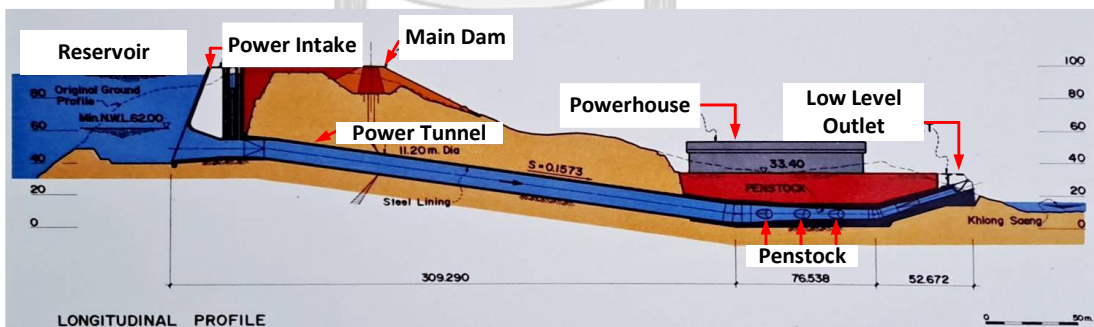
บทที่ 2

การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและ โครงสร้างพื้นฐานการควบคุมความถี่โหลด

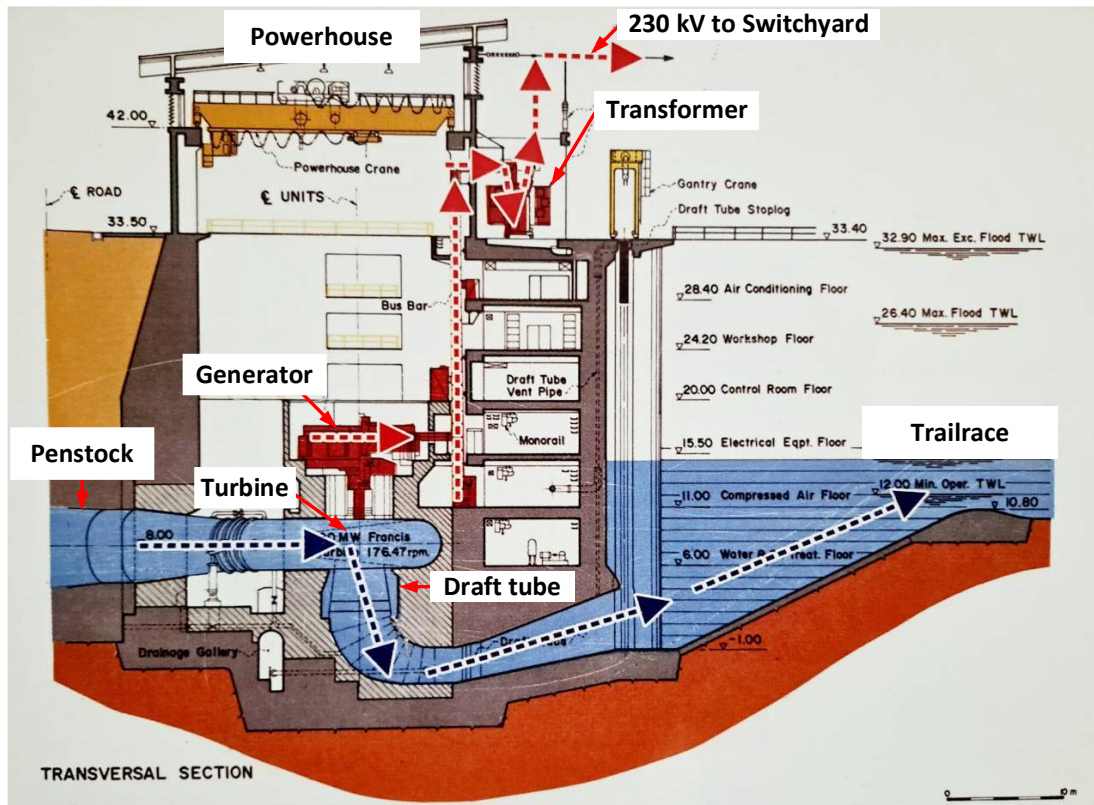
เนื้อหาของบทนี้นำเสนอข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและโครงสร้างพื้นฐานการควบคุมความถี่โหลดของระบบไฟฟ้าในประเทศไทยจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อเป็นพื้นฐานในการทำความเข้าใจปัญหาและแนวทางการแก้ไขที่นำเสนอในบทที่ 3

2.1 การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ (Reservoir Hydro Power Plant) เพื่อใช้กักเก็บน้ำไว้สำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งน้ำในอ่างเก็บน้ำจะถูกส่งผ่านประตูรับน้ำ (Power Intake) และท่อส่งน้ำ (Power Tunnel) ไปยังโรงไฟฟ้า โดยที่โรงไฟฟ้ามีการแยกท่อส่งน้ำออกเป็น 3 ท่อส่งน้ำ เพื่อใช้ส่งน้ำเข้ากังหันน้ำของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ซึ่งท่อส่งน้ำดังกล่าวเรียกว่า Penstock เมื่อน้ำผ่านกังหันน้ำจะถูกปล่อยผ่านท่อรับน้ำ (Draft Tube) เพื่อนำน้ำออกไปยังท้ายน้ำ (Tailrace) ของโรงไฟฟ้า ภาพรวมทางกายภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาแสดงดังรูปที่ 2.1 (ก) และรูปที่ 2.1 (ข)



(ก) ภาพตัดขวางเขื่อนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

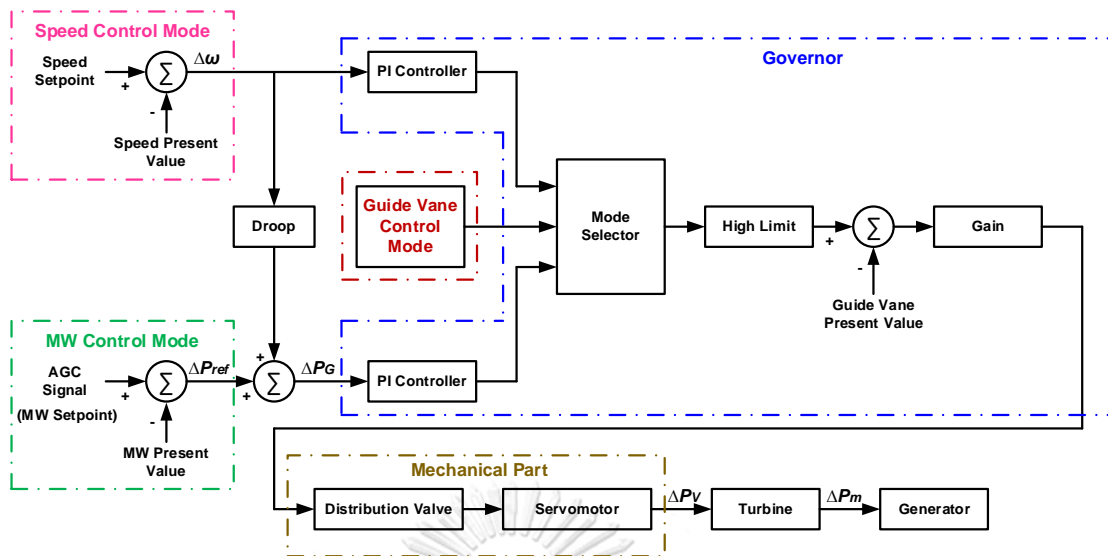


(ข) ภาพตัดขวางเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

รูปที่ 2.1 ภาพรวมทางกายภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา (ต่อ)

2.1.1 การควบคุมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

การควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบ่งออกเป็น 3 โหมด ได้แก่ โหมดการควบคุมความเร็ว (Speed Control Mode), โหมดการควบคุมโดยกำหนดกำลังผลิต (MW Control Mode) และโหมดการควบคุมโดยกำหนดตำแหน่งวาล์วน้ำเข้ากังหันน้ำ (Guide Vane Control Mode) แสดงดังรูปที่ 2.2



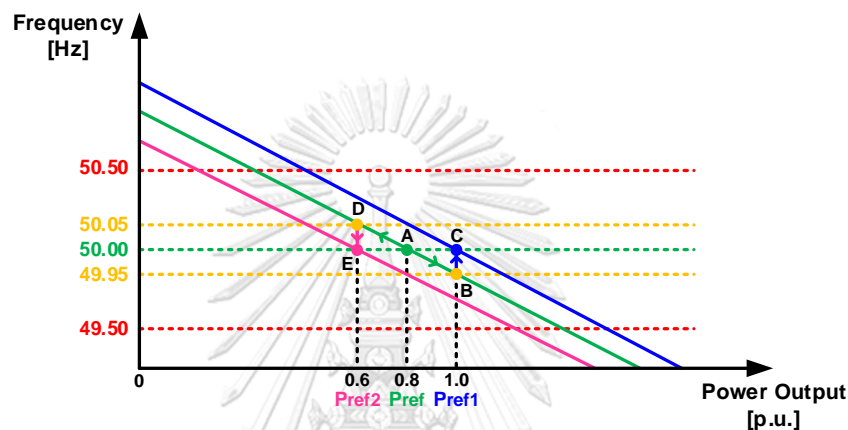
รูปที่ 2.2 บล็อกไดอะแกรมการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โดยปกติการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้โหมดการควบคุมโดยกำหนดกำลังผลิต (MW Control Mode) ซึ่งจะรับคำสั่งกำลังผลิต (MW Setpoint) มาจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ผ่านการส่งสัญญาณสั่งการควบคุมที่เรียกว่า สัญญาณ AGC มาให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยตรง สำหรับ AGC ย่อมาจากคำว่า Automatic Generation Control เป็นระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ คำสั่งกำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับมาจะถูกนำไปรวมกับกำลังผลิตจากการตอบสนองขั้นต้นตามคุณลักษณะद्रูปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนไป เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะตอบสนองโดยการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตตามค่าद्रูปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมีค่าประมาณ 4% ผลรวมของกำลังผลิตที่ได้ถูกใช้เป็นสัญญาณป้อนเข้าให้แก่ตัวควบคุมแบบสัดส่วนและอินทิกรัล เพื่อให้ได้สัญญาณควบคุมการทำงานของวาล์วสำหรับนำน้ำเข้ากังหันน้ำ ซึ่งเป็นการควบคุมกำลังทางกลของกังหันน้ำเพื่อให้ได้กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าตามค่าคำสั่ง โดยที่ในสภาวะอยู่ตัวกำลังทางกลด้านเข้าและกำลังผลิตด้านออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็จะสมดุลกัน

2.2 โครงสร้างพื้นฐานการควบคุมความถี่โหนดของระบบไฟฟ้าโดยศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ

การควบคุมความถี่โหนดของระบบไฟฟ้าเป็นการกำหนดกำลังผลิตอ้างอิง (P_{ref}) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เบี่ยงเบนไปเนื่องจากการตอบสนองขั้นต้นตามคุณลักษณะद्रูปกลับมาที่ความถี่ที่กำหนด (Scheduled Frequency) [14] ดังแสดงในรูปที่ 2.3 การควบคุมความถี่โหนดเป็นการตอบสนองขั้นที่สองของ

ระบบ เพื่อรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนดตามมาตรฐาน โดยที่ความถี่ที่กำหนดมีค่าเท่ากับ 50 Hz และ กพผ. ได้กำหนดมาตรฐานความถี่ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 49.5-50.5 Hz [4] กำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดโดยระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ซึ่งส่งกำลังผลิตอ้างอิงไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้สัญญาณ AGC ดังนั้นกำลังผลิตอ้างอิงจึงเป็นคำสั่งกำลังผลิต (MW Setpoint) ของวงรอบการควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง

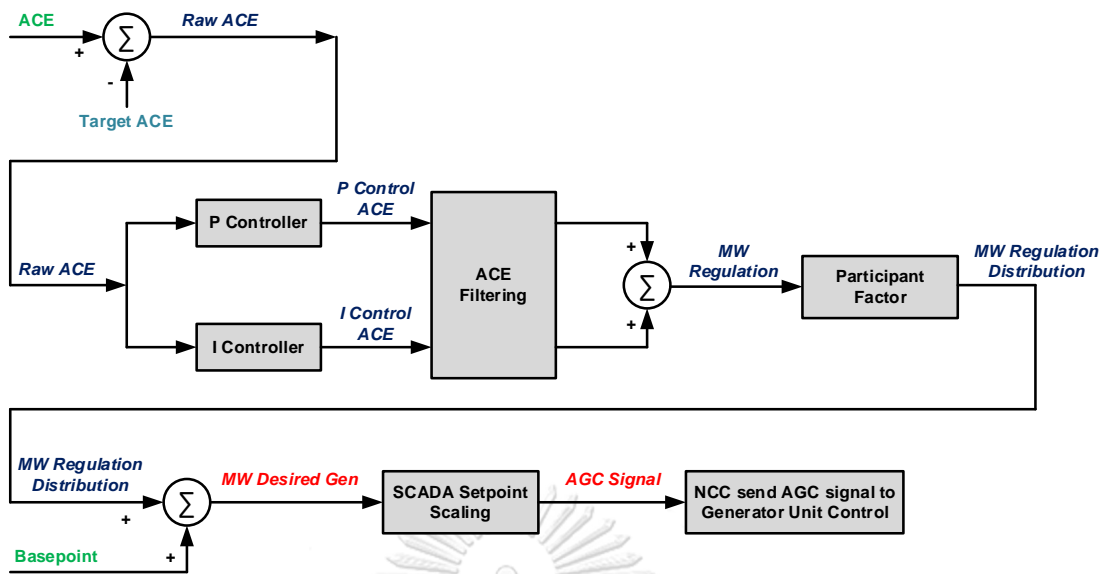


รูปที่ 2.3 การตอบสนองขั้นต้นและขั้นที่สองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.1 การกำหนดกำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ [15] กำหนดกำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้ค่า *MW Desired Gen* ซึ่งคำนวณจากสมการที่ (2.1) และการกำหนดกำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 2.4

$$MW\ Desired\ Gen = BP + MW\ Reg\ Dis \quad (2.1)$$



รูปที่ 2.4 การกำหนดกำลังผลิตอ้างอิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากสมการที่ (2.1) ค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำหนดจากประเภทของโรงไฟฟ้า ดังนี้

- 1) โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง: กำหนดให้ค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มาจากการคำนวณต้นทุนการผลิตตามหลักเศรษฐศาสตร์ (Control Economic Dispatch: CED) ร่วมกับการสำรองกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง เช่น โรงไฟฟ้าวังน้อย, โรงไฟฟ้าพระนครใต้, โรงไฟฟ้าขนอม เป็นต้น
- 2) โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า: กำหนดให้ค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างค่ากำลังผลิตต่ำสุดที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้ (Load Frequency Control Minimum: LFC Min.) และค่าพิกัดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นค่ากำลังผลิตสูงสุดที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้ (Load Frequency Control Maximum: LFC Max.) ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์, โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ์, โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เป็นต้น
- 3) โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามต้นทุนการผลิต: กำหนดให้ค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับค่าพิกัดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (LFC Max.) ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามต้นทุนการผลิต เช่น โรงไฟฟ้าแม่เมาะ, โรงไฟฟ้าหงสา เป็นต้น

ตัวอย่างการกำหนดค่า **BP** ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามประเภทของโรงไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติแสดงดังรูปที่ 2.5

Plant	PLC / Unit	Last Setpoint	Other States	Control Signal	Control Status	Base Pnt Mode	Reg Pri	TLM Status	Gen	Current Target	Base MW	Reg MW	LFC Max	LFC Mn	Reg Part Fact	MVAR	Ramp Rate Up	Ramp Rate Down	Company
EGAT	Clear All Suspend/Pause/NT for PLC																		
MM3	MM3-T8				MAN	BP	3	Loc	301	301	300A	300	285	1.0	37	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T9				MAN	BP	3	Loc	300	300	300A	300	285	1.0	3	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T10				MAN	BP	3	Loc	302	302	300A	300	285	1.0	0	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T11				MAN	BP	3	Loc	301	301	300A	300	285	1.0	3	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T12				MAN	BP	3	Loc	302	302	300A	300	285	1.0	4	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T13				MAN	BP	3	Loc	301	301	290A	300	284	1.0	0	2.5	2.5	GRS EGAT	
SB	SB-S42	588.88			AUT	CE	1	AGC	591	589	589	580A	590	370	1.0	98	34.3	35.0	NET EGAT
SB	SB-S41	591.88			AUT	CE	1	AGC	595	592	592	580A	593	370	1.0	95	35.0	34.0	NET EGAT
VRK	VRK-H1	68.01		68.0	AUT	BP	1	AGC	65	68	65	0A	72	60	1.0	25	30.0	30.0	GRS EGAT
VRK	VRK-H2	65.92			AUT	BP	1	AGC	64	68	65	0A	72	60	1.0	22	30.0	30.0	GRS EGAT
VRK	VRK-H3	64.37			AUT	BP	1	AGC	64	68	65	0A	72	60	1.0	23	30.0	30.0	GRS EGAT
SNR	SNR-H2	111.48			AUT	BP	1	AGC	112	114	110	0A	120	80	1.0	-14	75.0	71.0	NET EGAT
SNR	SNR-H3	111.48			AUT	BP	1	AGC	112	114	110	0A	120	80	1.0	-15	30.0	30.0	NET EGAT
TN	TN-H2				MAN				20	20	0A	18	15		0	6.5	6.5	GRS EGAT	
HSA	HSA-T1	496.70			MAN	BP	0	Loc	500	500	286A	493	286	1.0	1	15.7	15.6	NET EGAT	
HSA	HSA-T2	0.00			MAN	BP	0	Loc	502	502	286A	493	286	1.0	2	15.7	15.7	NET EGAT	
WN	WN_CC#4	736.28		736.3	AUT	CE	1	AGC	730	737	731	735A	750	451	1.0	278	35.0	35.0	NET EGAT

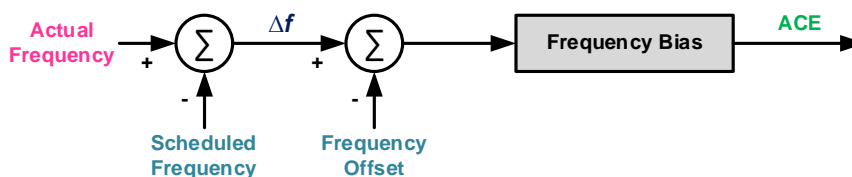
รูปที่ 2.5 ตัวอย่างการกำหนดค่า **BP** ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามประเภทของโรงไฟฟ้า

สำหรับค่า **MW Reg Dis** ในสมการที่ (2.1) เป็นค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรตามสมการที่ (2.2) เพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนองขั้นที่สอง เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบน

$$MWRegDis = \frac{(Reg\ Part\ Fact \times MW\ Reg)}{\sum Reg\ Part\ Fact\ in\ Group} \quad (2.2)$$

จากรูปที่ 2.4 ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติจะคำนวณค่า Area Control Error (**ACE**) เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนไป โดยใช้สมการที่ (2.3) ค่า **ACE** ที่ได้จากการคำนวณจะถูกใช้เป็นสัญญาณป้อนเข้าของตัวควบคุมแบบสัดส่วนและอินทิกรัล เพื่อใช้คำนวณค่า **MW Regulation** ที่ระบบไฟฟ้าต้องการใช้เพื่อรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้นให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด การคำนวณค่า **ACE** แสดงดังรูปที่ 2.6

$$ACE = B \times (\Delta f - Offset) \quad (2.3)$$



รูปที่ 2.6 การคำนวณค่า ACE ของระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติ

ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติได้กำหนดขอบเขตของค่า ACE เพื่อใช้สั่งการกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการตอบสนองขั้นที่สอง เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบน ดังนี้

- 1) ขอบเขต Deadband ($ACE \leq 70$ MW): เป็นช่วงที่ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติจะไม่สั่งการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกกลุ่มตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่
- 2) ขอบเขต Regulate ($70 \text{ MW} < ACE \leq 300$ MW): เป็นช่วงที่ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติสั่งการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 ตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่
- 3) ขอบเขต Assist ($300 \text{ MW} < ACE \leq 350$ MW): เป็นช่วงที่ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติยังคงสั่งการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 ตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่
- 4) ขอบเขต Emergency ($350 \text{ MW} < ACE$): เป็นช่วงที่ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติสั่งการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกกลุ่มตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่

ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ได้กำหนดกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ดังนี้

- 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้างroup 0: เป็นกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่ โดยกำหนดให้ค่า Regulation Priority Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 0 เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหงสา
- 2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้างroup 1: เป็นกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่เร็วที่สุด โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ต้องตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่เมื่อค่า ACE อยู่ในขอบเขต Regulate, Assist, Emergency และกำหนดให้ค่า Regulation Priority Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 1 เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ์, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าวังน้อย, เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม เป็นต้น
- 3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้างroup 3: เป็นกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่ช้ากว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้างroup 1 โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ต้องตอบสนองต่อการเบี่ยงเบนของความถี่ เมื่อค่า ACE อยู่ในขอบเขต Emergency และกำหนดให้ค่า

Regulation Priority Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 3, 5, 6, 9 ตามลำดับ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ

ทั้งนี้ ค่า Regulation Priority Factor เป็นค่าสำหรับใช้กำหนดกลุ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งยิ่งมีค่ามากจะยิ่งทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนั้นยิ่งตอบสนองช้า เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้า เบี่ยงเบน ตัวอย่างการกำหนดค่า Regulation Priority Factor และค่า Regulation Participant Factor ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของคุณ์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติแสดงดังรูปที่ 2.7

Plant	PLC / Unit	Last Setpoint	Other States	Control Signal	Control Status	Base Pnt Mode	Reg Pri	TLM Status	Gen	Current Target	Base MW	AED Base MW	LFC Max	LFC Min	Reg Part Fact	MVAR	Ramp Rate Up	Ramp Rate Down	Company
EGAT	MM3-T8				MAN	BP	3	Loc	301	301	300A	300	285	1.0	37	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T9				MAN	BP	3	Loc	300	300	300A	300	285	1.0	3	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T10				MAN	BP	3	Loc	302	302	300A	300	285	1.0	0	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T11				MAN	BP	3	Loc	301	301	300A	300	285	1.0	3	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T12				MAN	BP	3	Loc	302	302	300A	300	285	1.0	4	2.5	2.5	GRS EGAT	
MM3	MM3-T13				MAN	BP	3	Loc	301	301	290A	300	284	1.0	0	2.5	2.5	GRS EGAT	
SB	SB-S42	588.88			AUT	CE	1	AGC	591	589	589	580A	590	370	1.0	98	34.3	35.0	NET EGAT
SB	SB-S41	591.88			AUT	CE	1	AGC	595	592	592	580A	593	370	1.0	95	35.0	34.0	NET EGAT
VRK	VRK-H1	68.01		68.0	AUT	BP	1	AGC	65	68	65	0A	72	60	1.0	25	30.0	30.0	GRS EGAT
VRK	VRK-H2	65.92			AUT	BP	1	AGC	64	68	65	0A	72	60	1.0	22	30.0	30.0	GRS EGAT
VRK	VRK-H3	64.37			AUT	BP	1	AGC	64	68	65	0A	72	60	1.0	23	30.0	30.0	GRS EGAT
SNR	SNR-H2	111.48			AUT	BP	1	AGC	112	114	110	0A	120	80	1.0	-14	75.0	71.0	NET EGAT
SNR	SNR-H3	111.48			AUT	BP	1	AGC	112	114	110	0A	120	80	1.0	-15	30.0	30.0	NET EGAT
TN	TN-H2				MAN	BP			20	20	0A	18	15	0	0	6.5	6.5	GRS EGAT	
HSA	HSA-T1	496.70			MAN	BP	0	Loc	500	500	286A	493	286	1.0	1	15.7	15.6	NET EGAT	
HSA	HSA-T2	0.00			MAN	BP	0	Loc	502	502	286A	493	286	1.0	2	15.7	15.7	NET EGAT	
WN	WN_C#4	736.28		736.3	AUT	CE	1	AGC	730	737	731	735A	750	451	1.0	278	35.0	35.0	NET EGAT

รูปที่ 2.7 ตัวอย่างการกำหนดค่า Regulation Priority Factor และค่า Regulation Participant Factor ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากเงื่อนไขการกำหนดกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะพบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มหลักที่ต้องตอบสนองขั้นที่สองเมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบน ทำให้กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่จึงเป็นความรับผิดชอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 ซึ่งเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ รวมทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยที่กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคำนวณได้จากสมการที่ (2.4)

$$Unit\ SR = LFC\ Max - P_{Actual} \quad (2.4)$$

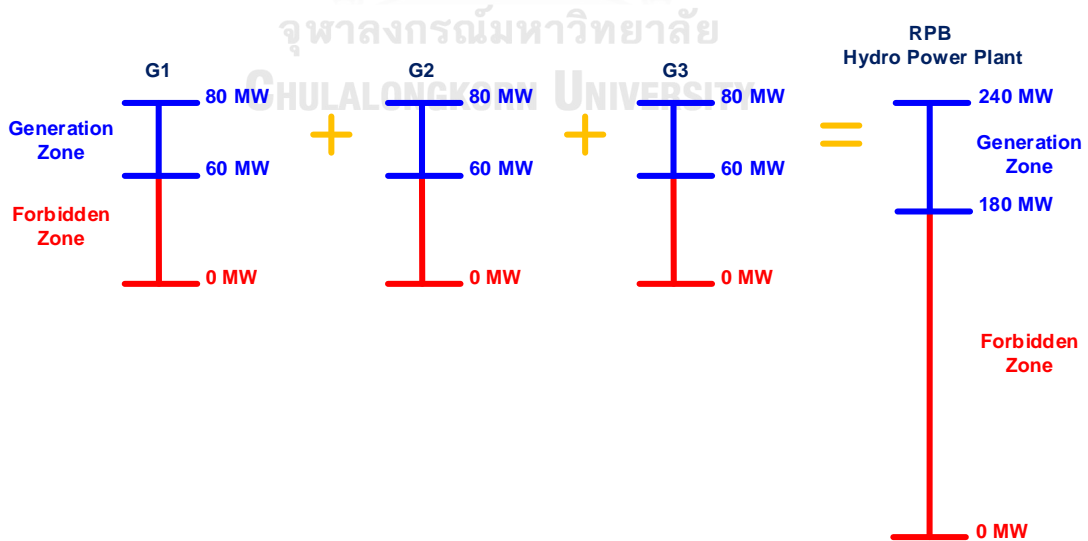
บทที่ 3

แนวทางใหม่ในการบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังน้ำกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

เนื้อหาของบทนี้นำเสนอแนวคิดหลักของงานวิทยานิพนธ์ในการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และการประยุกต์ใช้งาน

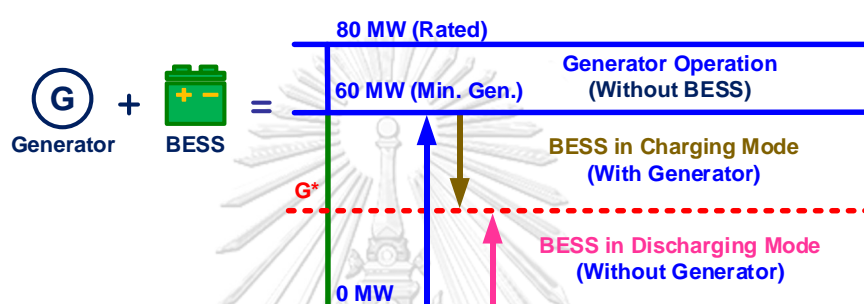
3.1 แนวคิดการบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง พิกัดกำลังผลิตเครื่องละ 80 MW กำลังผลิตรวม 240 MW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตต่ำสุดได้เครื่องละ 60 MW ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-80 MW การควบคุมการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยใช้การส่งสัญญาณสั่งการมาให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยตรง ในสภาวะปกติที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภามีศักยภาพในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ครบทั้ง 3 เครื่อง ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติจะสั่งการให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องเสมอ ทำให้ในสภาวะปกติโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 180-240 MW ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ภาพรวมความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

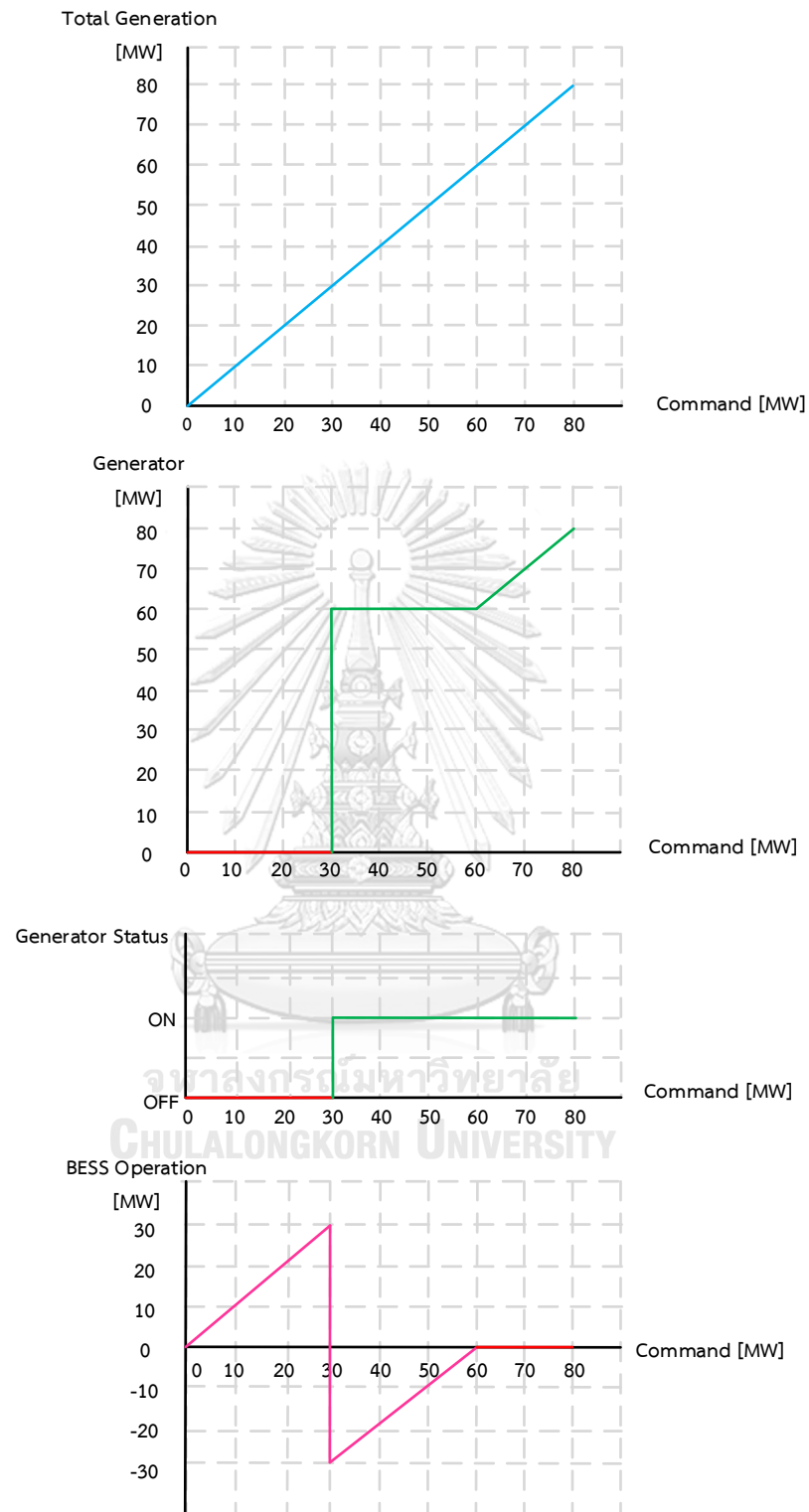
จากรูปที่ 3.1 จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 0-180 MW เนื่องจากข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จึงทำให้เกิดแนวคิดของงานวิทยานิพนธ์นี้ในการแก้ปัญหา โดยใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อให้การทำงานในภาพรวมเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 0-80 MW ดังรูปที่ 3.2 ทั้งนี้ เพื่อให้ให้เห็นภาพของการทำงานร่วมกัน จึงขอยกตัวอย่างการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW ทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง โดยมีรายละเอียดของการทำงานร่วมกัน ดังตารางที่ 3.1 และรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.2 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง

ตารางที่ 3.1 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง

Case	Power Command [MW]	Generator Output Power [MW]	BESS Operation	
			Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]
1	$0 \leq G^* < 30$	OFF	-	G^*
2	$30 \leq G^* < 60$	60	$60 - G^*$	-
3	$60 \leq G^* \leq 80$	G^*	Idling	Idling

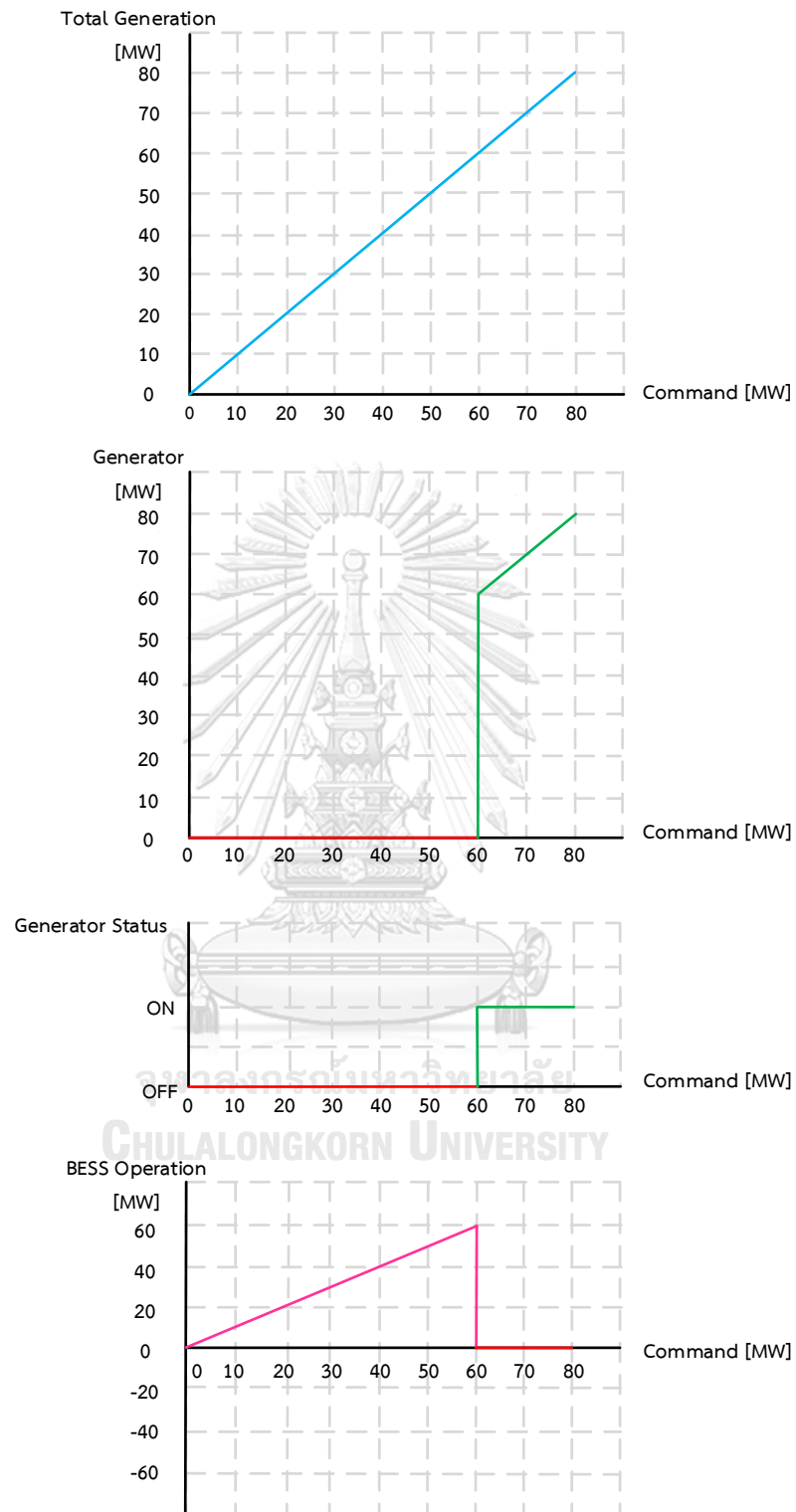


รูปที่ 3.3 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง

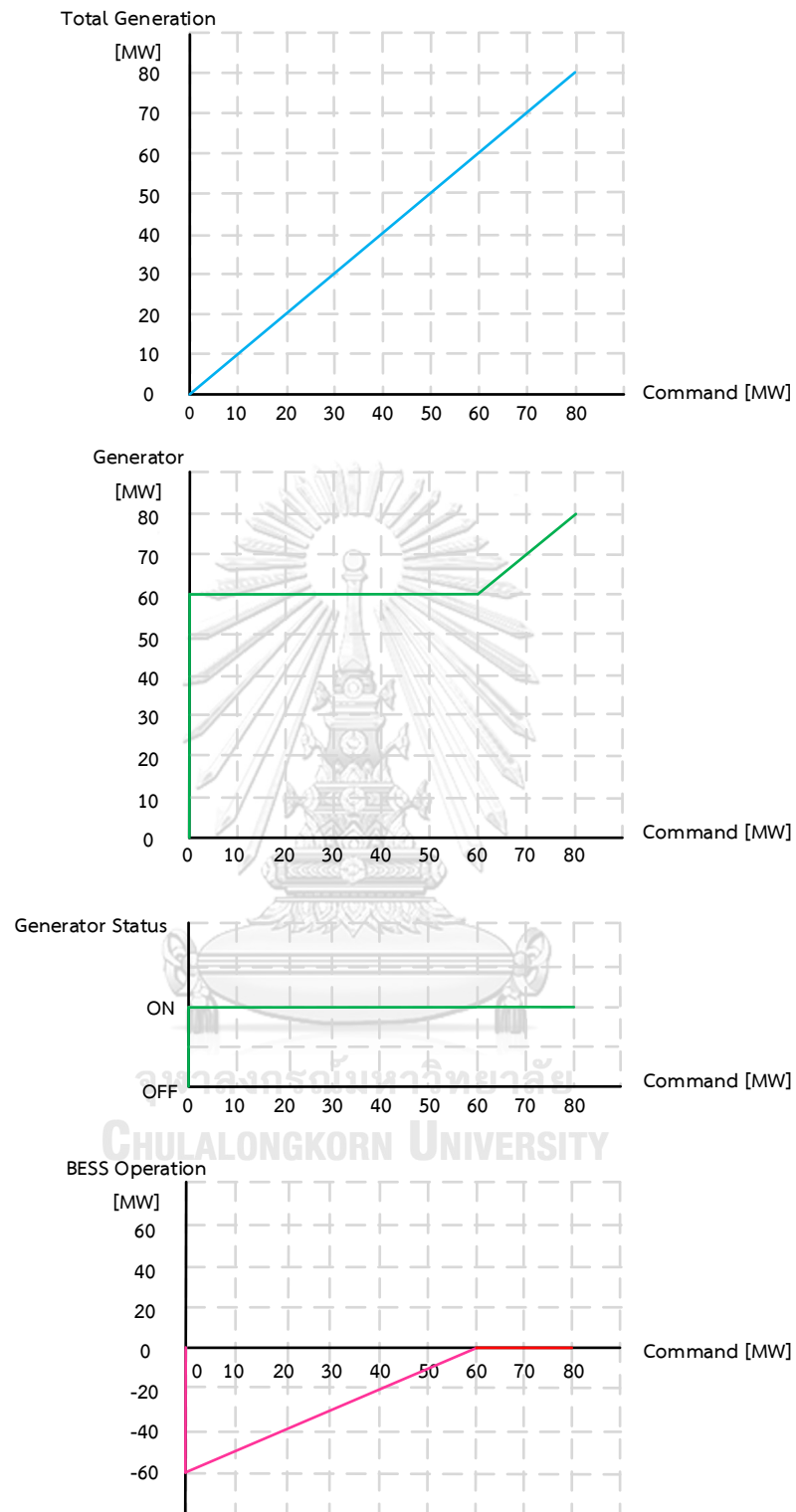
จากตารางที่ 3.1 และรูปที่ 3.3 จะเห็นว่าการทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ครอบคลุมทุกค่าในช่วง 0-80 MW อย่างไรก็ตาม การทำงานร่วมกันในลักษณะนี้ จะพบว่าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ต้องเลือกโหมดการทำงานอัดประจุหรือคายประจุเพียงอย่างใดอย่างหนึ่งเท่านั้นในการจ่ายกำลังผลิตค่าหนึ่ง โดยที่ไม่มีอิสระในการเลือกโหมดการทำงาน ทำให้เมื่อระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ต้องทำงานเป็นเวลานาน อาจจะนำไปสู่การอัดประจุจนล้นเกิน (Overcharge) หรือคายประจุจนหมด (Over-Discharge) อันจะส่งผลให้ไม่สามารถใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ได้ ปัญหานี้สามารถแก้ไขได้โดยต้องเลือกระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ให้มีขนาดมากกว่า 30 MW ในทางปฏิบัติจะเลือกใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดเล็กที่สุดเท่าที่จะทำได้ จึงขอยกตัวอย่างการทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง เพื่อแสดงให้เห็นว่าในภาพรวมของการทำงานร่วมกันสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ครอบคลุมทุกค่าในช่วง 0-80 MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระในทุกค่าของการจ่ายกำลังผลิต ดังตารางที่ 3.2, รูปที่ 3.4 และรูปที่ 3.5

ตารางที่ 3.2 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง

Case	Power Command [MW]	Generator Output Power [MW]	BESS Operation	
			Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]
1	$0 \leq G^* < 60$	OFF	-	G^*
		60	$60 - G^*$	-
2	$60 \leq G^* \leq 80$	G^*	Idling	Idling



รูปที่ 3.4 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมดคายประจุ) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง



รูปที่ 3.5 การทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมดอัดประจุ) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง

จากตารางที่ 3.2, รูปที่ 3.4 และรูปที่ 3.5 จะเห็นว่าการทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ครอบคลุมทุกค่าในช่วง 0-80 MW และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานอัดประจุหรือคายประจุได้อย่างอิสระในทุกค่าของการจ่ายกำลังผลิต โดยที่ไม่มีผลกระทบต่อการทำงานอัดประจุหรือคายประจุได้อย่างอิสระ ในทุกค่าของการจ่ายกำลังผลิต ดังนั้นขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้สำหรับนำมาใช้งานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระ จึงสามารถเขียนให้อยู่ในรูปทั่วไปได้ตามสมการที่ (3.1)

$$BESS\ Size \geq MinGen \quad (3.1)$$

โดยที่มีรายละเอียดของการทำงานร่วมกันระหว่างระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง ตามสมการที่ (3.2) และสมการที่ (3.3)

กรณีที่ 1: $0 < G^* < Min\ Gen$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Charging mode :} \\ \text{Discharging mode :} \end{array} \right\} \begin{array}{l} B_c = MinGen - G^* \\ MW_G = MinGen \\ B_d = G^* \\ MW_G = 0 \end{array} \quad (3.2)$$

กรณีที่ 2: $G^* \geq MinGen$

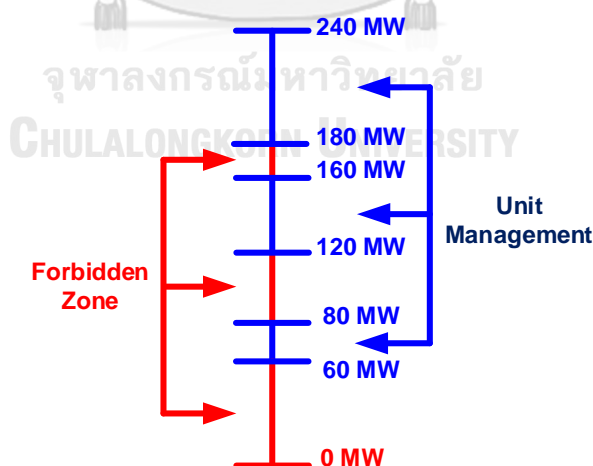
$$\left. \begin{array}{l} MW_G = G^* \\ B_d = B_c = 0 \end{array} \right\} \quad (3.3)$$

3.2 แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากการบูรณาการการทำงานร่วมกันของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง ทำให้สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ครอบคลุมทุกค่าในช่วง 0-80 MW ในทำนองเดียวกันสามารถใช้วิธีการทำงานแบบเดียวกันนี้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกจำนวน 2 เครื่อง ซึ่งจะส่งผลให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่ 0-240 MW อย่างไรก็ตาม การทำงานด้วยวิธีดังกล่าวต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาด 60 MW จำนวน 3 ชุด รวมเป็น 180 MW ซึ่งเป็นระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดใหญ่

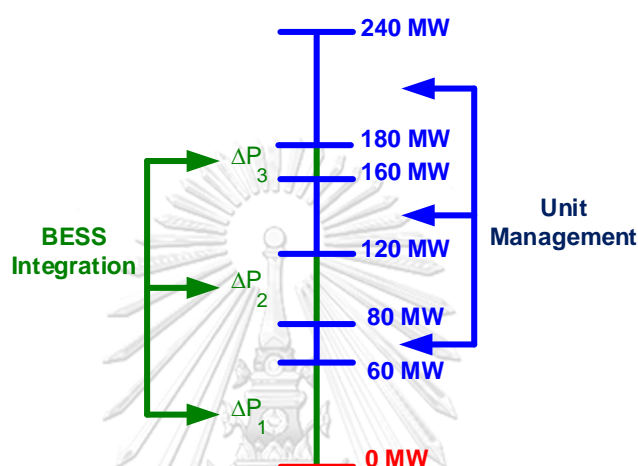
ดังนั้นเพื่อให้ได้มาซึ่งโรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 0-240 MW ด้วยระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดเล็กที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ วิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า (Unit Management) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

แนวคิดที่นำเสนอคือ การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าแยกกันอย่างอิสระ เพื่อที่จะได้ไม่ต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องพร้อม ๆ กันตลอดเวลา กล่าวคือ วิธีการที่นำเสนอจะเลือกเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 หรือ 2 หรือ 3 เครื่องก็ได้ โดยให้สอดคล้องกับความต้องการผลิตไฟฟ้า วิธีการนี้จะทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถขยายขอบเขตการจ่ายกำลังผลิตได้เป็น 3 ช่วง ได้แก่ 60-80 MW, 120-160 MW และ 180-240 MW ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจากการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยที่ยังไม่มีระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากรูปที่ 3.6 จะเห็นว่ายังคงมีช่วงที่ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ (เส้นสีแดง) เนื่องจากเงื่อนไขของกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งปัญหานี้สามารถแก้ไขได้โดยใช้การบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 3.1 เพื่อเพิ่มความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาให้สามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระตั้งแต่ 0-240 MW ดังรูปที่ 3.7

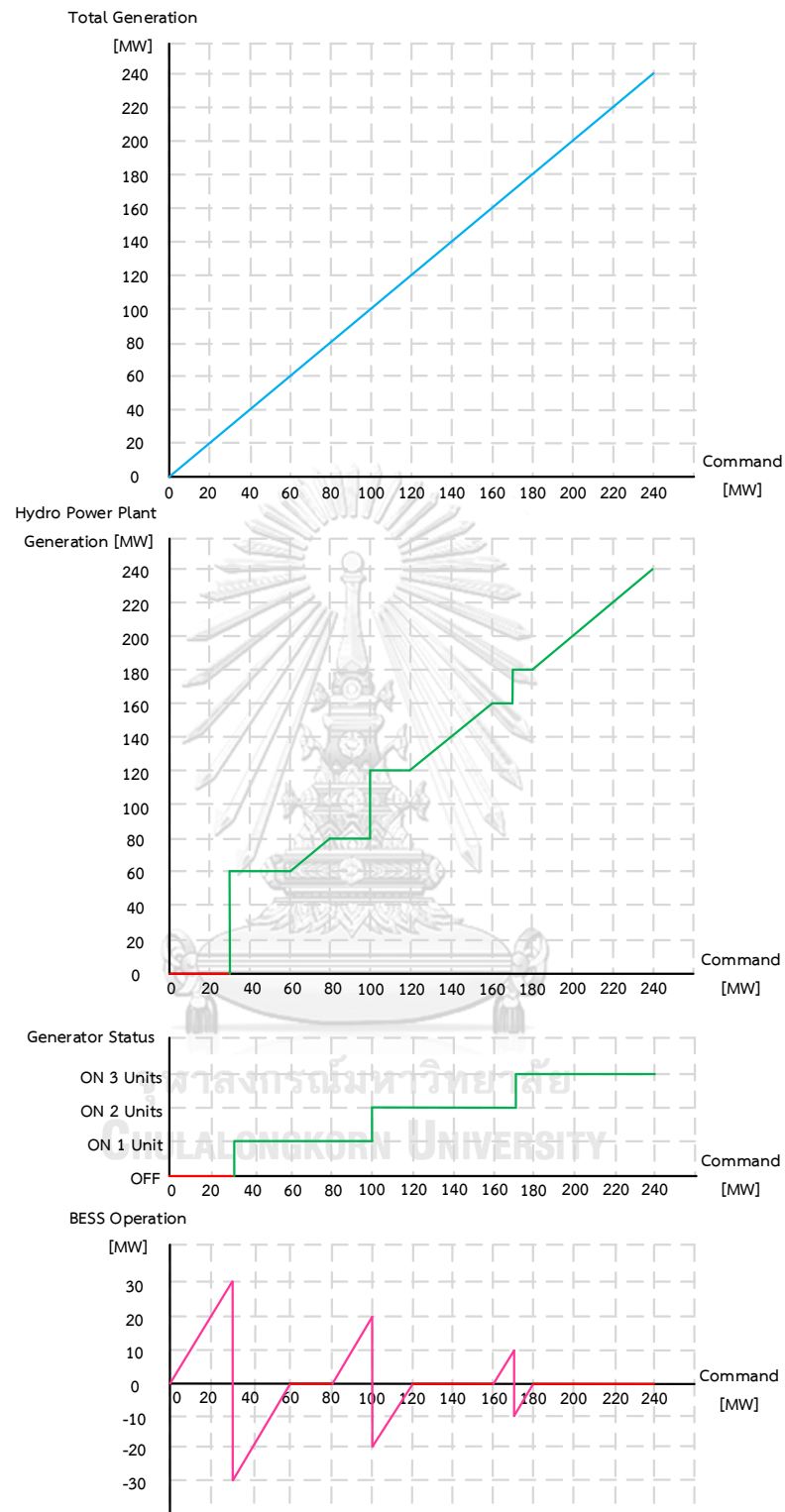


รูปที่ 3.7 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจากการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากรูปที่ 3.7 แสดงให้เห็นว่าการประสานการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง ทำให้มีช่วงที่ต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อเติมการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 0-60 MW, 80-120 MW และ 160-180 MW ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่ 0-240 MW ดังนั้นเพื่อให้เห็นการทำงานในภาพรวมของแนวคิดที่นำเสนอ จึงขอยกตัวอย่างการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW ดังตารางที่ 3.3 และรูปที่ 3.8

ตารางที่ 3.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW

Case	Power Command [MW]	Unit Management			BESS Operation	
		Generator Unit1 [MW]	Generator Unit2 [MW]	Generator Unit3 [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]
1	$0 \leq G^* < 30$	OFF	OFF	OFF	-	G^*
2	$30 \leq G^* < 60$	60	OFF	OFF	$60 - G^*$	-
3	$60 \leq G^* \leq 80$	G^*	OFF	OFF	Idling	Idling
4	$80 < G^* < 100$	80	OFF	OFF	-	$G^* - 80$
5	$100 \leq G^* < 120$	60	60	OFF	$120 - G^*$	-
6	$120 \leq G^* \leq 160$	$\frac{G^*}{2}$	$\frac{G^*}{2}$	OFF	Idling	Idling
7	$160 < G^* < 170$	80	80	OFF	-	$G^* - 160$
8	$170 \leq G^* < 180$	60	60	60	$180 - G^*$	-
9	$180 \leq G^* \leq 240$	$\frac{G^*}{3}$	$\frac{G^*}{3}$	$\frac{G^*}{3}$	Idling	Idling

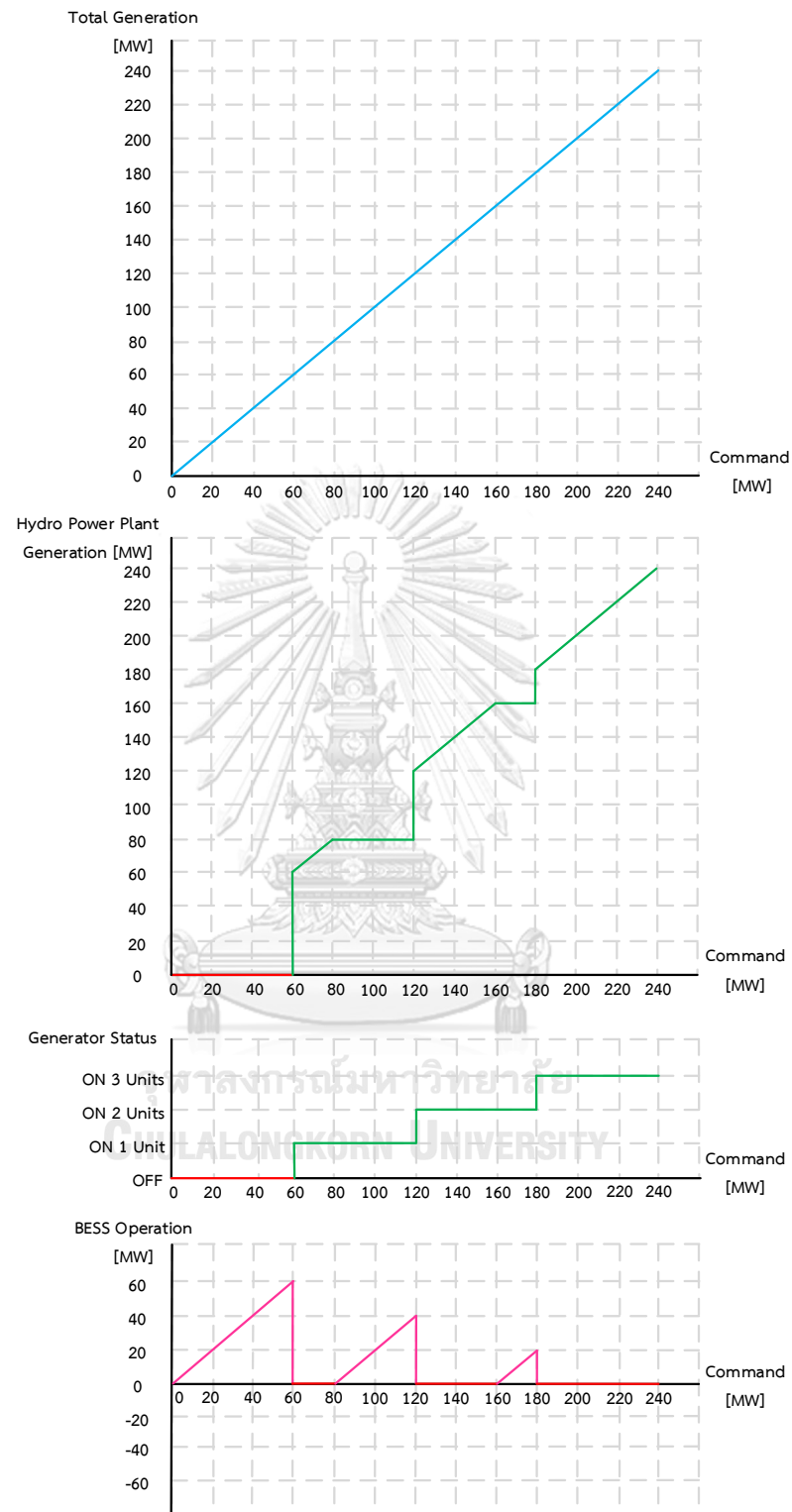


รูปที่ 3.8 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW

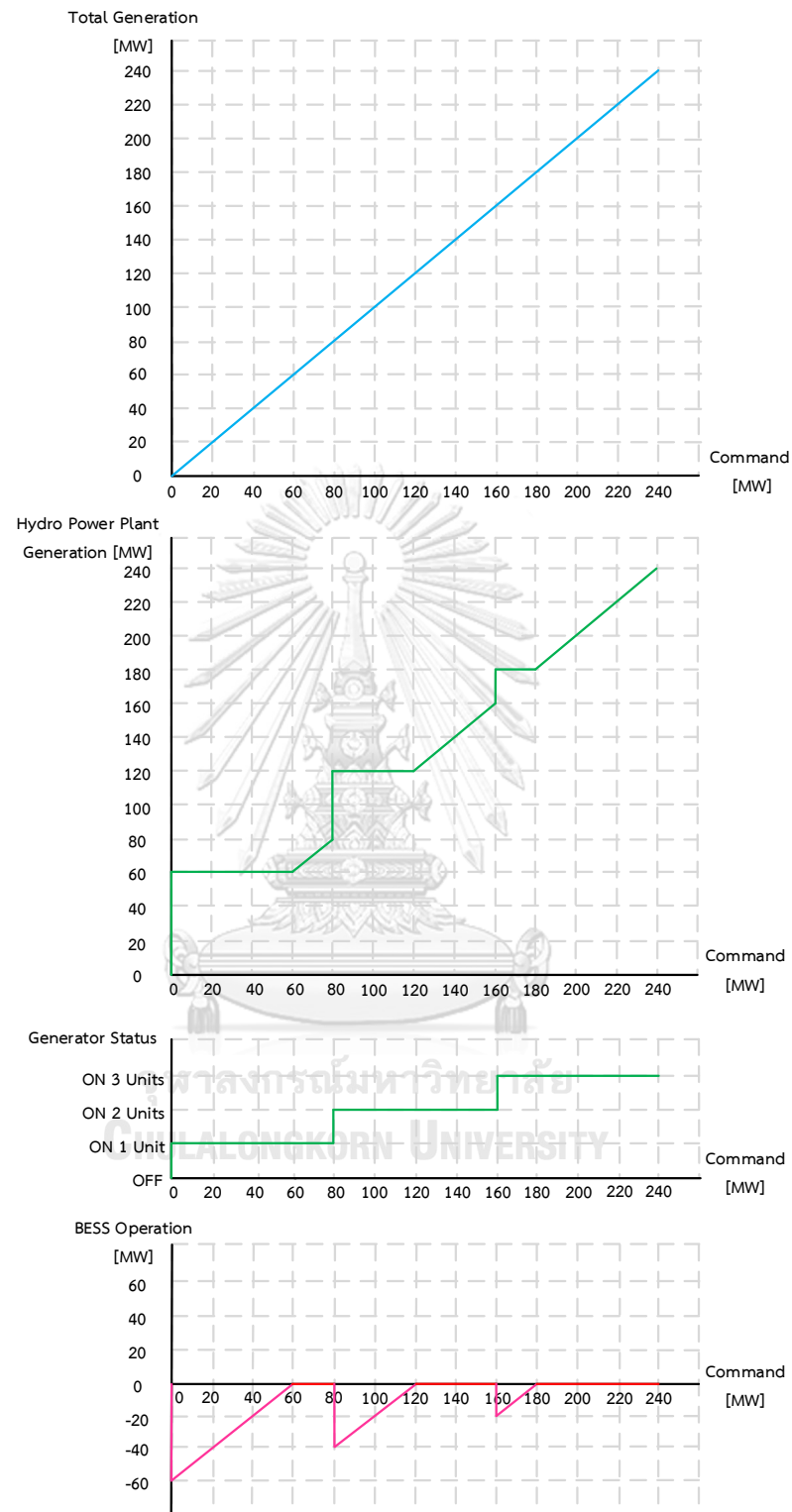
จากตารางที่ 3.3 และรูปที่ 3.8 จะเห็นว่าการประสานการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่ 0-240 MW อย่างไรก็ตาม การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW ทำให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ต้องเลือกโหมดการทำงานอัดประจุหรือคายประจุได้เพียงอย่างใดอย่างหนึ่งเท่านั้นในการจ่ายกำลังผลิตค่าหนึ่ง โดยที่ไม่มีอิสระในการเลือกโหมดการทำงาน ซึ่งเป็นเช่นเดียวกับกรณีตัวอย่างการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 30 MW ทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง ดังนั้นเพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระในทุกค่าของการจ่ายกำลังผลิตตั้งแต่ 0-240 MW ดังแสดงในรูปที่ 3.7 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จึงจำเป็นต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW โดยมีการประสานการทำงานร่วมกันดังตารางที่ 3.4, รูปที่ 3.9 และรูปที่ 3.10

ตารางที่ 3.4 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW

Case	Power Command [MW]	Unit Management			BESS Operation	
		Generator Unit1 [MW]	Generator Unit2 [MW]	Generator Unit3 [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]
1	$0 \leq G^* < 60$	OFF	OFF	OFF	-	G^*
		60	OFF	OFF	$60 - G^*$	-
2	$60 \leq G^* \leq 80$	G^*	OFF	OFF	Idling	Idling
3	$80 < G^* < 120$	80	OFF	OFF	-	$G^* - 80$
		60	60	OFF	$120 - G^*$	-
4	$120 \leq G^* \leq 160$	$\frac{G^*}{2}$	$\frac{G^*}{2}$	OFF	Idling	Idling
5	$160 < G^* < 180$	80	80	OFF	-	$G^* - 160$
		60	60	60	$180 - G^*$	-
6	$180 \leq G^* \leq 240$	$\frac{G^*}{3}$	$\frac{G^*}{3}$	$\frac{G^*}{3}$	Idling	Idling



รูปที่ 3.9 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมคคายประจุ)



รูปที่ 3.10 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW (โหมดอัดประจุ)

จากตารางที่ 3.4, รูปที่ 3.9 และรูปที่ 3.10 จะเห็นว่า การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่ 0-240 MW และทำให้ระบบ กักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระในทุกค่าของการจ่ายกำลัง ผลิต โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อ การจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อให้ใน ที่สุดแล้วสามารถใช้ประโยชน์จากการจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระตั้งแต่ 0-240 MW มากำหนดจุด ทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาให้สามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ ระบบไฟฟ้าได้เพิ่มมากขึ้น

ดังนั้นจากการวิเคราะห์ตามแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จึงสามารถสรุปได้ว่า การ กำหนดขนาดที่เล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเขียนให้อยู่ใน รูปทั่วไปได้ดังสมการที่ (3.4) เพื่อใช้กำหนดขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สำหรับ บูรณาการร่วมกับหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระและทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่าง อิสระตั้งแต่ศูนย์จนถึงค่ากำลังผลิตรวมของโรงไฟฟ้า

$$BESS\ Size \geq \underset{i=1,2,3,\dots,N}{Max}(\Delta P_i) \quad (3.4)$$

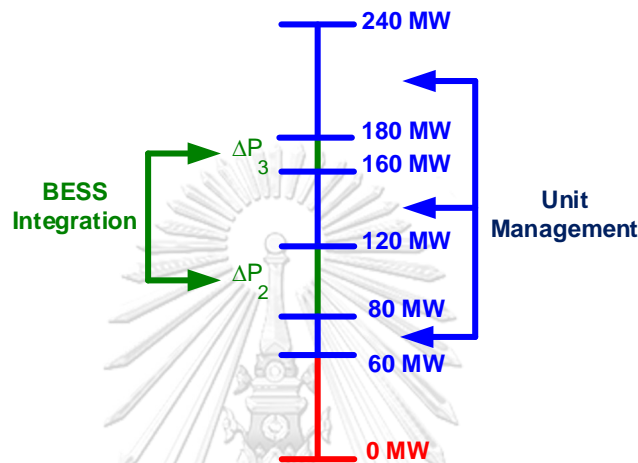
ทั้งนี้ ในกรณีที่มีการจำกัดช่วงการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในช่วง 60-240 MW ดังรูปที่ 3.11 โดยถือว่าการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 0-60 MW อาจจะไม่จำเป็นในทาง ปฏิบัติ และเมื่อเทียบกับการทำงานแบบเดิมที่จ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 180-240 MW ก็นับได้ว่ามีการ เพิ่มขึ้นของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้น จากรูปที่ 3.11 จึงสามารถใช้ระบบกัก เก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW เพื่อเพิ่มความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนรัชชประภาได้อย่างอิสระในช่วง 60-240 MW

สำหรับในกรณีที่มีการจำกัดช่วงการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำไว้ในช่วงตั้งแต่กำลัง ผลิตต่ำสุดไปจนถึงค่ากำลังผลิตรวมของโรงไฟฟ้า การกำหนดขนาดที่เล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ของ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จึงสามารถเขียนให้อยู่ในรูปทั่วไปได้ดังสมการที่ (3.5) เพื่อใช้ กำหนดขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สำหรับบูรณาการร่วมกับหน่วยผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่าง

อิสระและทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่กำลังผลิตต่ำสุดจนถึงค่ากำลังผลิตรวมของโรงไฟฟ้า

$$BESS \text{ Size} \geq \text{Max}(\Delta P_i) \quad (3.5)$$

$$i = k, \dots, N$$



รูปที่ 3.11 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในกรณีที่มีการจำกัดการจ่ายกำลังผลิตไว้ในช่วง 60-240 MW

สำหรับอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ สามารถเขียนให้อยู่ในรูปทั่วไปได้ดังตารางที่ 3.5 เพื่อให้สามารถนำแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ไปใช้กับโรงไฟฟ้าพลังน้ำอื่น ๆ ที่มีหน่วยผลิตไฟฟ้า N หน่วย โดยมีสมมติฐานที่ว่าขนาดพิกัดและกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องเท่ากันทุกเครื่อง รวมทั้งไม่มีการคร่อมกันระหว่างย่านการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน $(N-1)$ เครื่อง กับจำนวน N เครื่อง

ตารางที่ 3.5 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มี N หน่วย บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดพิกัดเท่ากับกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Case	Power Command [MW]	Unit Management				BESS Operation		
		Generator Unit 1 [MW]	Generator Unit 2 [MW]	Generator Unit (N-1) [MW]	Generator Unit (N) [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]	
1	$0 \leq G^* < Min Gen$	OFF	OFF	OFF	OFF	-	G^*	
2	$Min Gen \leq G^* \leq Max Gen$	$Min Gen$	OFF	OFF	OFF	$Min Gen - G^*$	-	
3	$Max Gen < G^* < (2 \times Min Gen)$	$Max Gen$	OFF	OFF	OFF	Idling	Idling	
4	$(2 \times Min Gen) \leq G^* \leq (2 \times Max Gen)$	$Min Gen$	$Min Gen$	OFF	OFF	$(2 \times Min Gen) - G^*$	$G^* - Max Gen$	
\vdots	\vdots	$\frac{G^*}{2}$	$\frac{G^*}{2}$	OFF	OFF	Idling	Idling	
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
$2 \times (N-1)$	$(N-1) \times Max Gen < G^* < (N \times Min Gen)$	$Max Gen$	$Max Gen$	$Max Gen$	OFF	-	$G^* - ((N-1) \times Max Gen)$	
$2 \times N$	$(N \times Min Gen) \leq G^* \leq (N \times Max Gen)$	$Min Gen$	$Min Gen$	$Min Gen$	$Min Gen$	$(N \times Min Gen) - G^*$	-	
		$\frac{G^*}{N}$	$\frac{G^*}{N}$	$\frac{G^*}{N}$	$\frac{G^*}{N}$	Idling	Idling	

จากการวิเคราะห์ตามแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จึงได้ข้อสรุปดังต่อไปนี้

- 1) การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่องสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 0-80 MW ซึ่งเป็นการแก้ปัญหาจากข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี อย่างไรก็ตาม การใช้วิธีการนี้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตั้งแต่ 0-240 MW จำเป็นต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาด 60 MW จำนวน 3 ชุด (รวม 180 MW) ซึ่งถือเป็นระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดใหญ่
- 2) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า (Unit Management) เป็นการประสานการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง ให้แต่ละเครื่องทำงานได้อย่างอิสระต่อกัน ซึ่งช่วยลดขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ต้องใช้สำหรับการทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระตั้งแต่ 0-240 MW
- 3) ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้อย่างอิสระในทุกค่าการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา จะมีขนาดที่เล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้เท่ากับกำลังผลิตสูงสุดที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ต้องจ่ายออกไป นั่นคือเท่ากับกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเท่ากับ 60 MW สอดคล้องตามสมการที่ (3.4) ดังนั้นการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW จะทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระตั้งแต่ 0-240 MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะไม่เกิดการอัดประจุจนล้นเกินหรือการคายประจุจนหมด
- 4) ในกรณีที่จำกัดช่วงการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 60-240 MW ดังแสดงในรูปที่ 3.11 สามารถเลือกใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดเพียง 40 MW ตามสมการที่ (3.5) ซึ่งการจำกัดช่วงการจ่ายกำลังผลิตทำให้ต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลดลง
- 5) สำหรับประเด็นเรื่องการเลือกขนาด MWh ของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่นั้นสามารถพิจารณาได้จากความสามารถของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในด้านสัดส่วนพิกัดกำลังต่อพลังงาน (ค่า C Rate) โดยหากสามารถใช้ค่า C rate ต่ำก็จะช่วยยืดอายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ได้ อย่างไรก็ตามต้องพิจารณาข้อจำกัดด้านการหยุดและเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประกอบด้วย ทั้งนี้ ค่า C rate

ที่เหมาะสมในเบื้องต้น คือ 1 C นั่นคือ ถ้าเลือกใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด พิกัด 40 MW ก็จะใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดพิกัด 40 MWh

- 6) งานวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในช่วง 60-240 MW ดังนั้นจากตารางที่ 3.5 จึงสามารถกำหนดอัลกอริทึมของการบริหารจัดการ หน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน ด้วยแบตเตอรี่ขนาดพิกัด 40 MW/40 MWh ดังตารางที่ 3.6

เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-240 MW ภายใต้ เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าได้ พิจารณาเงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน ด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้

- 1) อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าพิจารณาเงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เงื่อนไข ได้แก่
 - ✓ พิจารณาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุด
 - ✓ พิจารณา Ramp Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 40 MW/min
- 2) อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำหน้าที่ควบคุมสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ให้อยู่ระหว่าง 10%-90%
- 3) อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำหน้าที่กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงาน ด้วยแบตเตอรี่จ่ายกำลังผลิต (คายประจุ) ในช่วงที่มีการเพิ่มกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Up) และในช่วงที่อยู่ขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะช่วยจ่ายกำลังผลิต เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการเพิ่มกำลังผลิตจาก กำลังผลิตค่าเริ่มต้น (Initial Load) ไปจนถึงค่ากำลังผลิตเท่ากับกำลังผลิตต่ำสุด (60 MW) ทั้งนี้ ในขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้อนุมานว่าโรงไฟฟ้าสามารถคาดการณ์การ เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ล่วงหน้า เพื่อ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเปลี่ยนสถานะการ ทำงานจากสถานะ OFF (สถานะหยุดนิ่ง) ไปเป็นสถานะ No-Load ซึ่งเป็นการเตรียมพร้อม สำหรับขนานเครื่องเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยที่ไม่มีการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วย แบตเตอรี่ในช่วงดังกล่าว
- 4) ในทำนองเดียวกัน กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่รับกำลังผลิต (อัดประจุ) ในช่วงที่มีการลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Down) และในช่วงที่อยู่ใน ขั้นตอนการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตั้งแต่ช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลดกำลังผลิตจากกำลัง

ผลิตต่ำสุดไปจนถึงการจ่ายกำลังผลิตค่าสุดท้ายก่อนที่จะปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้า โดยที่ไม่มีการทำงานของระบบก็เก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่หลังจากที่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ ในทางปฏิบัติ การทำงานที่สถานะ No-Load เป็นสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีจ่ายกำลังผลิตและไม่มีภาระเครื่องเข้ากับระบบไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความเร็วในการหมุนมากกว่า 90% ของความเร็วพิกัด การทำงานที่สถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นขั้นตอนการทำงานก่อนที่จะขนานเครื่องเข้าสู่ระบบไฟฟ้า (กรณี Start) และเป็นขั้นตอนการทำงานหลังจากปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้าก่อนที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (กรณี Stop) สำหรับขั้นตอนการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้อธิบายเพิ่มเติมไว้ในภาคผนวก ค ของวิทยานิพนธ์



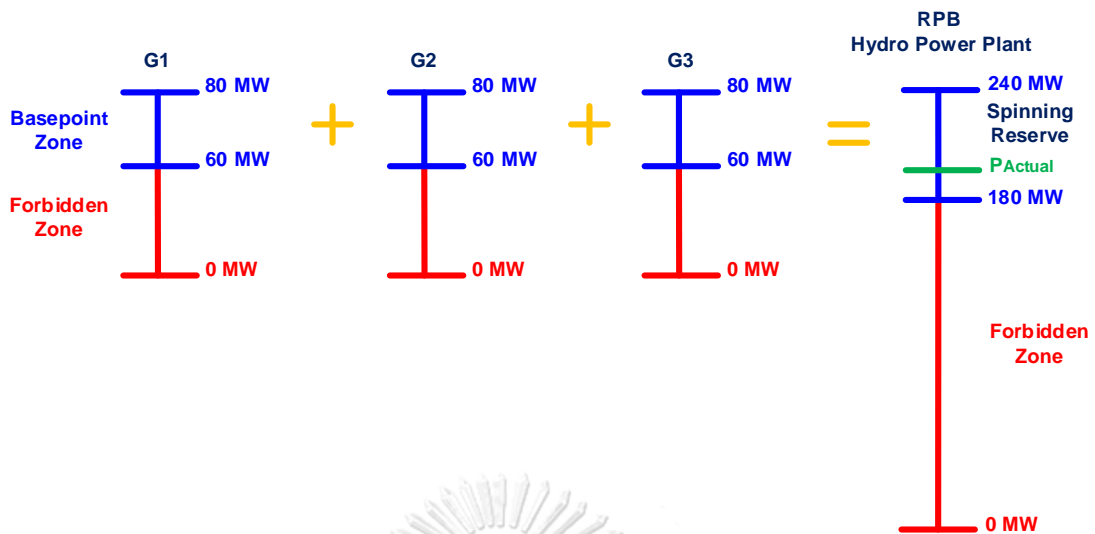
ตารางที่ 3.6 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh

Case	Power Command [MW]	Unit Management			BESS Operation	
		Generator Unit1 [MW]	Generator Unit2 [MW]	Generator Unit3 [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]
1	$60 \leq G^* \leq 80$	G^*	OFF	OFF	Idling	Idling
2	$80 < G^* < 120$	80	OFF	OFF	-	$G^* - 80$
3	$120 \leq G^* \leq 160$	$\frac{G^*}{2}$	60	OFF	$120 - G^*$	-
4	$160 < G^* < 180$	80	80	OFF	Idling	Idling
5	$180 \leq G^* \leq 240$	$\frac{G^*}{3}$	60	60	-	$G^* - 160$
		$\frac{G^*}{3}$	$\frac{G^*}{3}$	$\frac{G^*}{3}$	$180 - G^*$	-
					Idling	Idling

3.3 แนวคิดโรงไฟฟ้าเสมือนกับการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อประยุกต์ใช้การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

ณ ปัจจุบัน ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติเป็นผู้สั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยตรง เพื่อให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในระบบไฟฟ้าเพียงพอต่อการทำงานของระบบไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ เมื่อประยุกต์ใช้แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ให้ทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant) ที่มีขนาดพิกัด 240 MW เพียง 1 เครื่อง จึงอาจเกิดปัญหาด้านการสั่งการโดยศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติได้ เพราะไม่สอดคล้องกับสถานะการสั่งการในปัจจุบัน ซึ่งมีการสั่งการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง ที่มีขนาดพิกัดเครื่องละ 80 MW และการปรับแก้โครงสร้างการสั่งการก็ไม่ใช่เรื่องที่ทำเนิการได้โดยง่าย งานวิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอแนวทางการแก้ปัญหาด้วยแนวคิดโรงไฟฟ้าเสมือน เพื่อให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติยังสามารถสั่งการกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในภาพรวมได้เหมือนเดิมทุกประการตามโครงสร้างการสั่งการที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน กล่าวคือสามารถสั่งการกำลังผลิตไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องได้เหมือนเดิม วิธีการที่นำเสนออาศัยเพียงแต่การยอมให้มีอิสระในการบริหารจัดการเป็นการภายในของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าร่วมกับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ภายใต้เงื่อนไขว่าค่าตัวเลขของการจ่ายกำลังผลิตและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในภาพรวมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา มีค่าตรงตามที่คุณีควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติต้องการ ซึ่งสามารถอธิบายในรายละเอียดดังต่อไปนี้

ในสภาวะปกติโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจะทำหน้าที่จ่ายกำลังผลิต เพื่อติดตามโหลดในช่วงที่โหลดมีความผันผวนสูงและสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภารับคำสั่งการควบคุมจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยการใช้การส่งสัญญาณสั่งการควบคุมไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยตรง ซึ่งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติได้กำหนดค่า *BP* เพื่อสั่งการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องต้องจ่ายกำลังผลิต โดยมีค่าไม่น้อยกว่ากำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นั่นคืออยู่ที่ประมาณ 60 MW และมีค่า *LFC Max* เท่ากับ 80 MW จึงทำให้ภาพรวมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าสูงสุดได้ไม่เกิน 60 MW แสดงดังรูปที่ 3.12



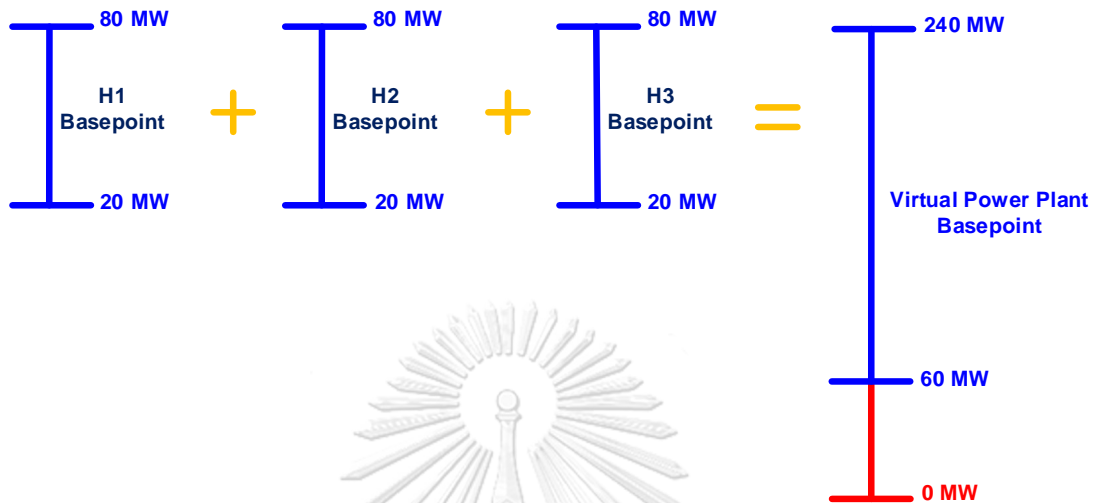
รูปที่ 3.12 การกำหนดค่า BP และค่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในปัจจุบัน

จากรูปที่ 3.12 กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย ณ ขณะนั้น คำนวณจากสมการที่ (3.6)

$$P_{Actual} = BP + DR \quad (3.6)$$

ในที่นี้ได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ในการบริหารจัดการ เพื่อจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-240 MW วิทยานิพนธ์นี้เสนอให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติมองโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant) ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน 3 เครื่อง ($H1$, $H2$, $H3$) ขนาดพิกัดเครื่องละ 80 MW โดยมีค่ากำลังผลิตต่ำสุดเครื่องละ 20 MW และมีค่า $LFC Max$ เครื่องละ 80 MW ซึ่งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง ได้ในช่วง 20-80 MW รวมทั้งสามารถกำหนดค่า BP สำหรับสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนแต่ละเครื่องได้ในช่วง 20-80 MW แสดงดังรูปที่ 3.13 โดยขึ้นอยู่กับว่าระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาขนาดเท่าไร การกำหนดค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนในลักษณะนี้หมายความว่า ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติต้องการกำลังผลิตรวมในช่วง 60-240 MW และกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายรวมในช่วง 0-180 MW เมื่อโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภารับคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตก็จะอาศัยการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อ 3.2 บริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาให้จ่ายกำลังผลิตในภาพรวมระหว่าง 60-240 MW แต่การเดินเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าและจ่ายกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงจะแตกต่างจากค่าที่สั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ



รูปที่ 3.13 ค่า *BP* ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้

การกำหนดค่า *BP* ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน และค่าคำนวณที่เกี่ยวข้อง มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสั่งการได้ มีค่าเท่ากับ

$$\text{MinGen}_{H_1} = \text{MinGen}_{H_2} = \text{MinGen}_{H_3} = 20 \text{ MW}$$

และกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสั่งการได้ มีค่าเท่ากับ

$$\text{LFC Max}_{H_1} = \text{LFC Max}_{H_2} = \text{LFC Max}_{H_3} = 80 \text{ MW}$$

ดังนั้น กำลังผลิตรวมต่ำสุดของโรงไฟฟ้าเสมือนที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้ จึงมีค่าเท่ากับ

$$\text{MinGen}(VPP) = \sum_{i=1}^n \text{MinGen}_H i \quad (3.7)$$

$$\text{MinGen}(VPP) = \sum_{i=1}^3 \text{MinGen}_H i = 20 + 20 + 20 = 60$$

$$\text{MinGen}(VPP) = 60 \text{ MW}$$

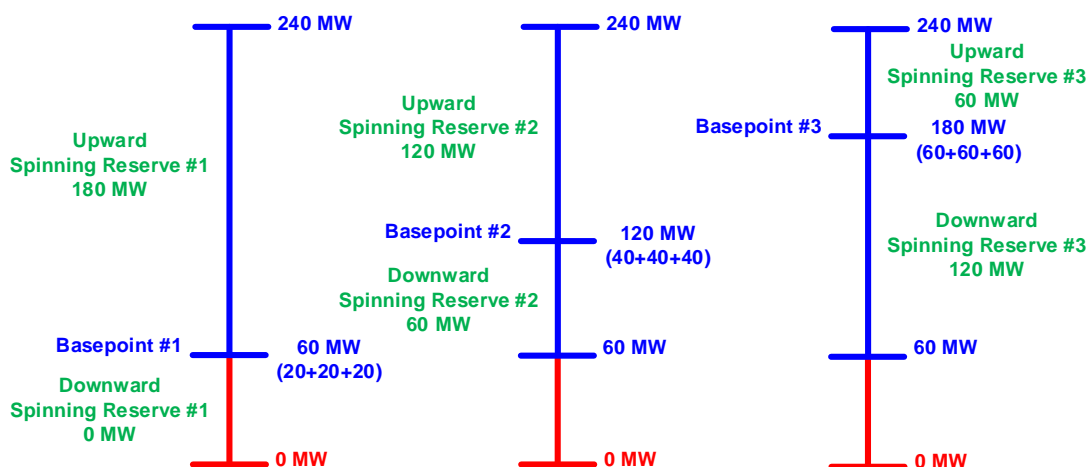
และกำลังผลิตรวมสูงสุดของโรงไฟฟ้าเสมือนที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถสั่งการได้ จึงมีค่าเท่ากับ

$$\text{LFC Max}(VPP) = \sum_{j=1}^n \text{LFC Max}_H j \quad (3.8)$$

$$\text{LFC Max}(VPP) = \sum_{j=1}^3 \text{LFC Max}_H j = 80 + 80 + 80 = 240$$

$$\text{LFC Max}(VPP) = 240 \text{ MW}$$

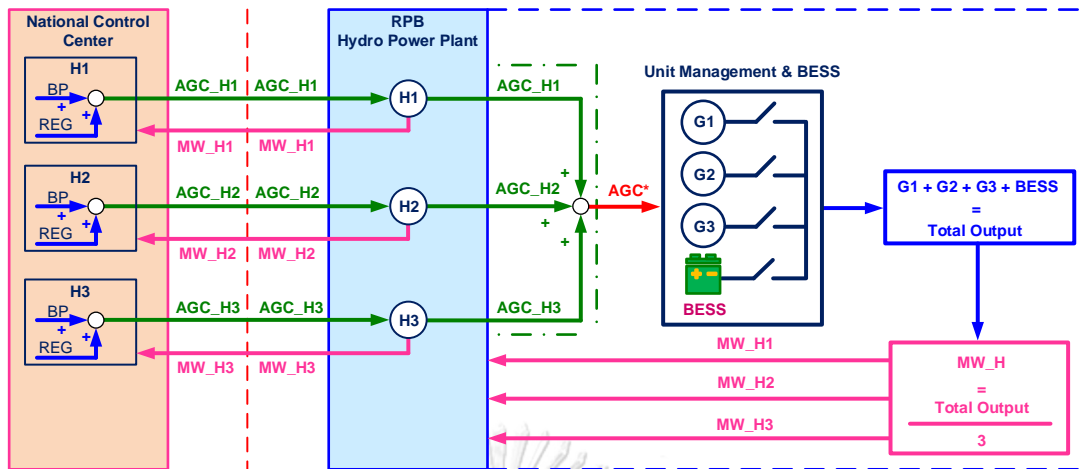
ทั้งนี้ การกำหนดค่า BP ให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ จะส่งผลต่อจุดทำงานและขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเสมือนที่สนับสนุนให้แก่ระบบไฟฟ้า ดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 จุดทำงานและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเสมือนจากการกำหนดค่า *BP*

เนื่องจากระบบไฟฟ้าในสถานการณ์ปกติมีความต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายด้านเพิ่ม (Upward Spinning Reserve) มากกว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายด้านล่าง (Downward Spinning Reserve) ดังนั้นการกำหนดค่า *BP* ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องละ 20 MW จะทำให้โรงไฟฟ้าเสมือนจ่ายกำลังผลิต 60 MW จึงเป็นค่าที่เหมาะสมในกรณีที่ต้องการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าสูงสุด 180 MW ซึ่งเพิ่มขึ้นจากกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำได้ในปัจจุบันถึง 3 เท่า และใกล้เคียงกับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม แต่หากระบบไฟฟ้ามีความต้องการกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายด้านล่าง (Downward) จะต้องกำหนดค่า *BP* ไว้ที่ค่าอื่น เช่น กำหนดค่า *BP* ที่ค่า 120 MW เป็นต้น ทั้งนี้ควรกำหนดค่า *BP* ณ จุดทำงานที่มีการจ่ายกำลังผลิตมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว เพื่อลดการใช้งานและยืดอายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

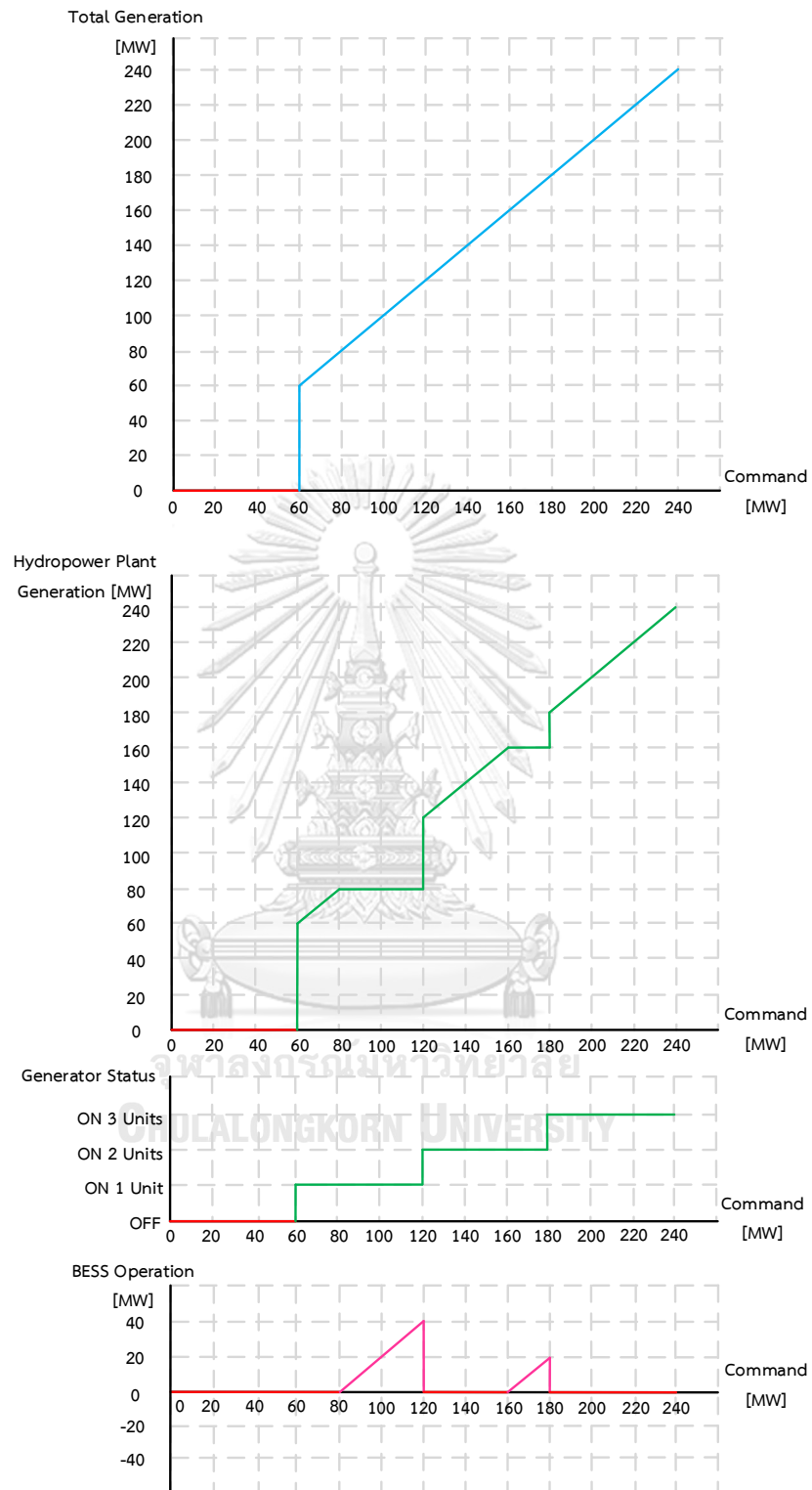
ภาพรวมการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ให้ทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-240 MW แสดงได้ดังรูปที่ 3.15



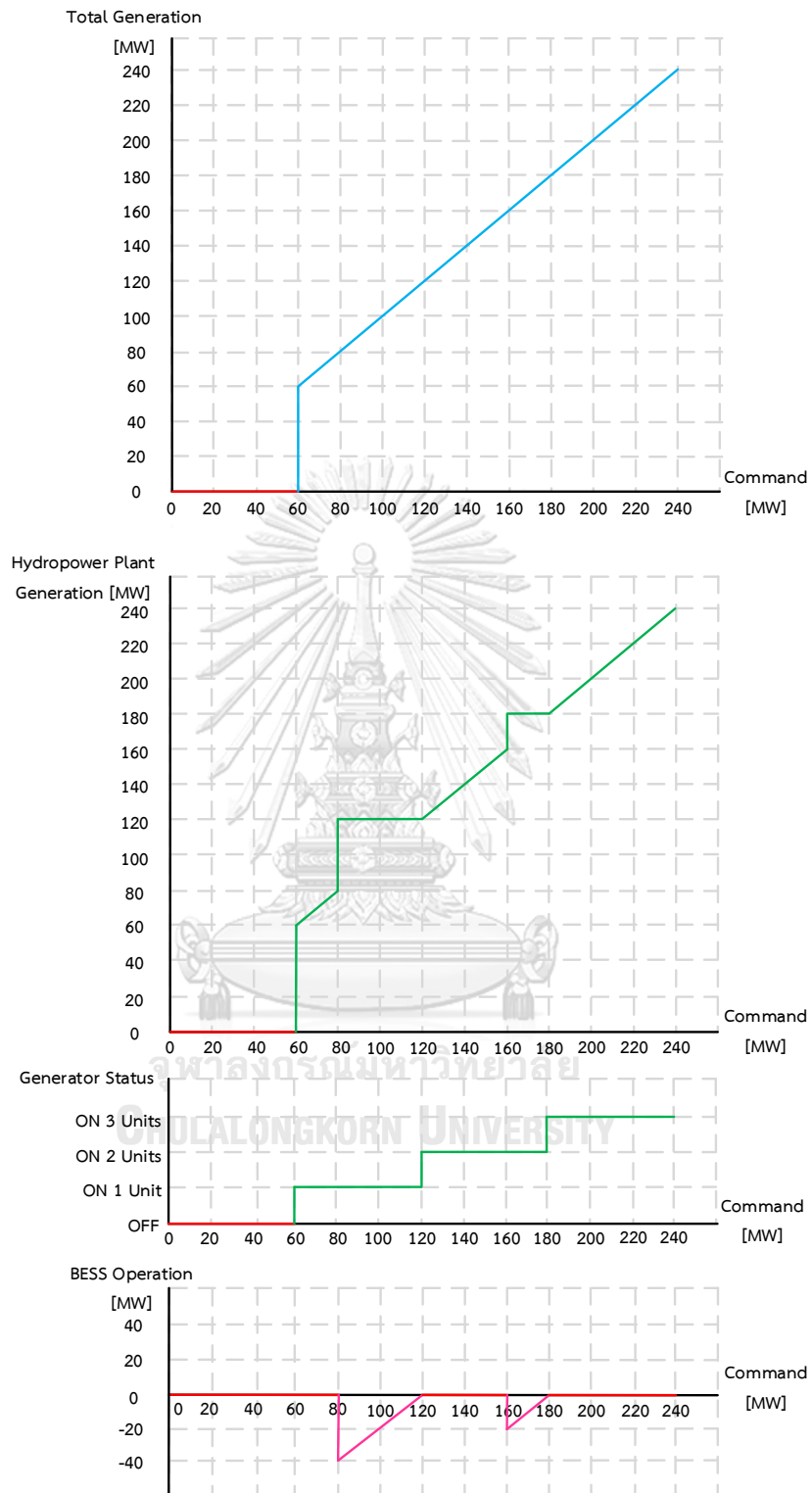
รูปที่ 3.15 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ให้ทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีขนาดพิกัด 240 MW

จากรูปที่ 3.15 มีรายละเอียดของขั้นตอนการทำงาน ดังนี้

- 1) ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสั่งการให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเริ่มต้นเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเปิดใช้งานการรับคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากสัญญาณ AGC
- 2) ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสั่งการควบคุมกำลังผลิตโดยส่งสัญญาณ AGC_{H1} , AGC_{H2} และ AGC_{H3} ไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
- 3) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำการรวมสัญญาณ AGC จากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติให้เป็นสัญญาณ AGC^* เพื่อใช้เป็นคำสั่งสำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- 4) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ($G1$, $G2$, $G3$) ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ($BESS$) ตามอัลกอริทึมในตารางที่ 3.6 เพื่อให้การทำงานในภาพรวมเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่งในช่วง 60-240 MW ดังรูปที่ 3.16 และรูปที่ 3.17
- 5) ค่ากำลังผลิตที่จ่ายออกไปของโรงไฟฟ้าเสมือน ($Total Output$) จะถูกนำมาหารด้วย 3 เพื่อใช้เป็นค่ากำลังผลิต ณ ขณะนั้น (MW_H) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนแต่ละเครื่อง และส่งค่ากลับไปให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ



รูปที่ 3.16 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh (โหมดคายประจุ)



รูปที่ 3.17 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh (โหมดอัดประจุ)

3.3.1 ตัวอย่างการทำงานของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

ขั้นตอนที่ 1: ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง เครื่องละ 30 MW

$$BP_{H1} = BP_{H2} = BP_{H3} = 30 \text{ MW}$$

จะได้ค่า BP รวมของโรงไฟฟ้าเสมือน เท่ากับ

$$BP (VPP) = 90 \text{ MW}$$

ขั้นตอนที่ 2: ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติส่งค่า BP มาให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องด้วยสัญญาณ AGC_{H1} , AGC_{H2} และ AGC_{H3}

ขั้นตอนที่ 3: การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำการรวมสัญญาณ AGC_{H1} , AGC_{H2} และ AGC_{H3} เพื่อให้ได้สัญญาณคำสั่ง AGC^* สำหรับสั่งการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือน

$$AGC^* = (AGC_{H1}) + (AGC_{H2}) + (AGC_{H3}) = 30+30+30$$

$$AGC^* = 90 \text{ MW}$$

ขั้นตอนที่ 4: การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าประสานการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามตารางที่ 3.6 ซึ่งการทำงานสามารถเป็นไปได้ 2 กรณี ขึ้นอยู่กับโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังตารางที่ 3.7

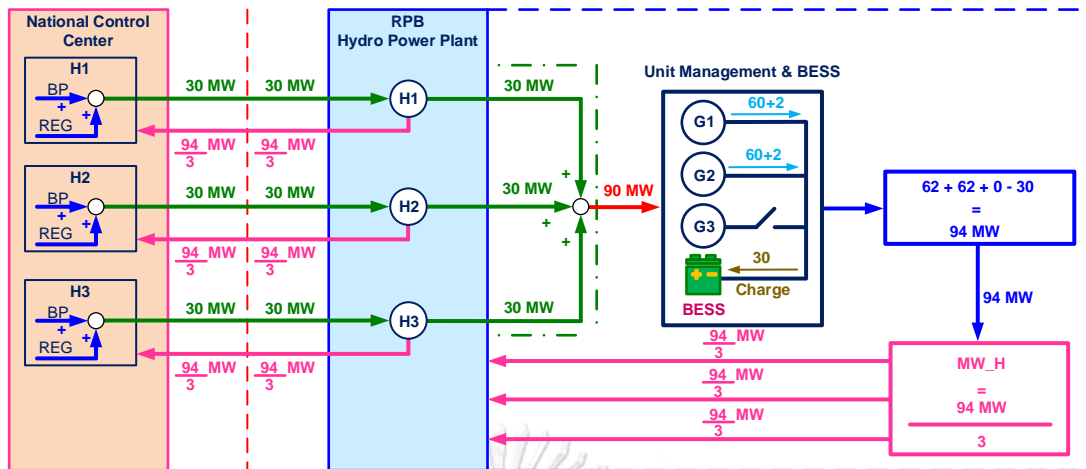
ตารางที่ 3.7 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ตามคำสั่ง *AGC** เท่ากับ 90 MW

Case	Generator Unit 1		Generator Unit 2		Generator Unit 3		BESS		Total [MW]	Spinning Reserve [MW]
	MW Setpoint [MW]	Primary Droop [MW]	MW Setpoint [MW]	Primary Droop [MW]	MW Setpoint [MW]	Primary Droop [MW]	Charge Mode [MW]	Discharge Mode [MW]		
1	60	2	60	2	OFF	OFF	30	-	94	146
2	60	2	OFF	OFF	OFF	OFF	-	30	92	148

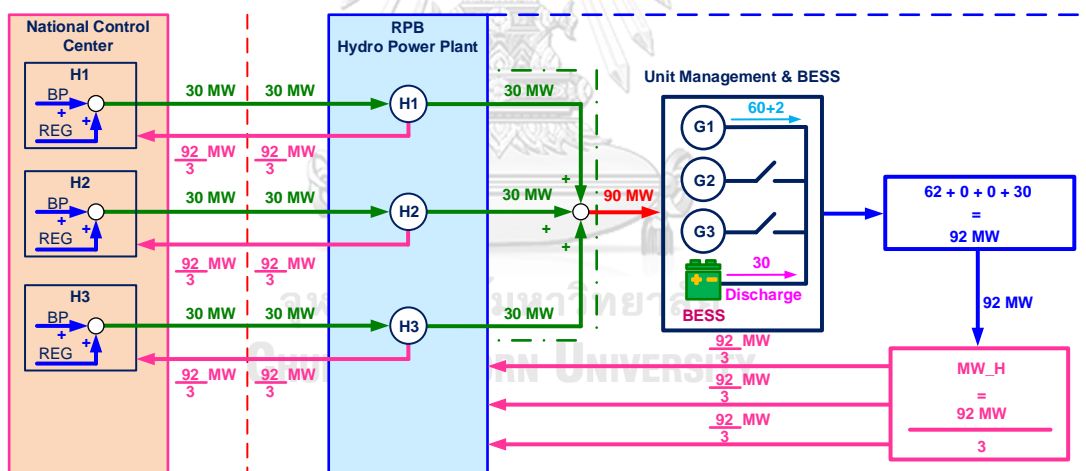
ขั้นตอนที่ 5: การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า นำค่า *Total Output* ของโรงไฟฟ้าเสมือนมาหารด้วย 3 เพื่อใช้เป็นค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (*MW_H*) และส่งค่ากลับไปให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ดังตารางที่ 3.8, รูปที่ 3.18 และรูปที่ 3.19

ตารางที่ 3.8 ค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (*MW_H*) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตเครื่องละ 30 MW

Case	<i>Total Output</i> [MW]	<i>MW_H1</i> [MW]	<i>MW_H2</i> [MW]	<i>MW_H3</i> [MW]
1	94	$\frac{94}{3}$	$\frac{94}{3}$	$\frac{94}{3}$
2	92	$\frac{92}{3}$	$\frac{92}{3}$	$\frac{92}{3}$

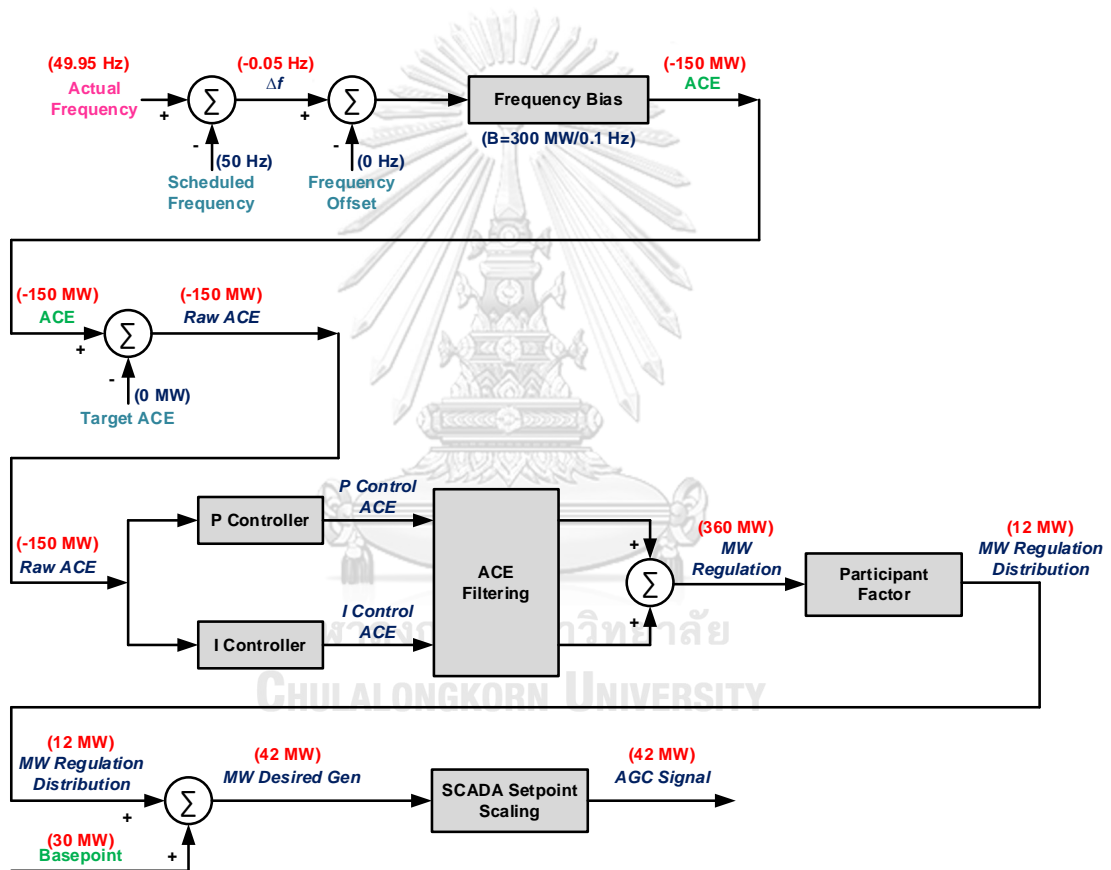


รูปที่ 3.18 การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ 1 เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิต 90 MW



รูปที่ 3.19 การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ 2 เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิต 90 MW

สมมติว่า ความถี่ของระบบไฟฟ้าเกิดการเบี่ยงเบนไปที่ 49.95 Hz ระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติจะนำค่าความถี่ที่เบี่ยงเบนไปมาคำนวณค่า *ACE* และจัดสรรค่ากำลังผลิตให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 เพื่อการตอบสนองขั้นที่สองดังรูปที่ 3.20 ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาถูกกำหนดให้อยู่ในกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้างroup ที่ 1 นี้ด้วย จากนั้นระบบควบคุมกำลังผลิตอัตโนมัติจะส่งคำสั่งกำลังผลิตที่ต้องการ ซึ่งได้จากการคำนวณไปให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้สัญญาณ *AGC_H1*, *AGC_H2* และ *AGC_H3* ทั้งนี้ ในตัวอย่างได้กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 มีจำนวน 30 เครื่อง และค่า Frequency Bias ณ ขณะนั้น มีค่าเท่ากับ 300 MW/0.1Hz



รูปที่ 3.20 การคำนวณค่า *ACE* และการจัดสรรค่ากำลังผลิตให้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อการตอบสนองขั้นที่สอง เมื่อความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนไป

ขั้นตอนที่ 6: การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้ารับสัญญาณ AGC_{H1} , AGC_{H2} และ AGC_{H3} ค่าใหม่และรวมสัญญาณ เพื่อให้ได้สัญญาณคำสั่ง AGC^* สำหรับสั่งการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือน นั่นคือ

$$AGC^* = (AGC_{H1}) + (AGC_{H2}) + (AGC_{H3}) = 42+42+42$$

$$AGC^* = 126 \text{ MW}$$

ขั้นตอนที่ 7: การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าประสานการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังตารางที่ 3.9

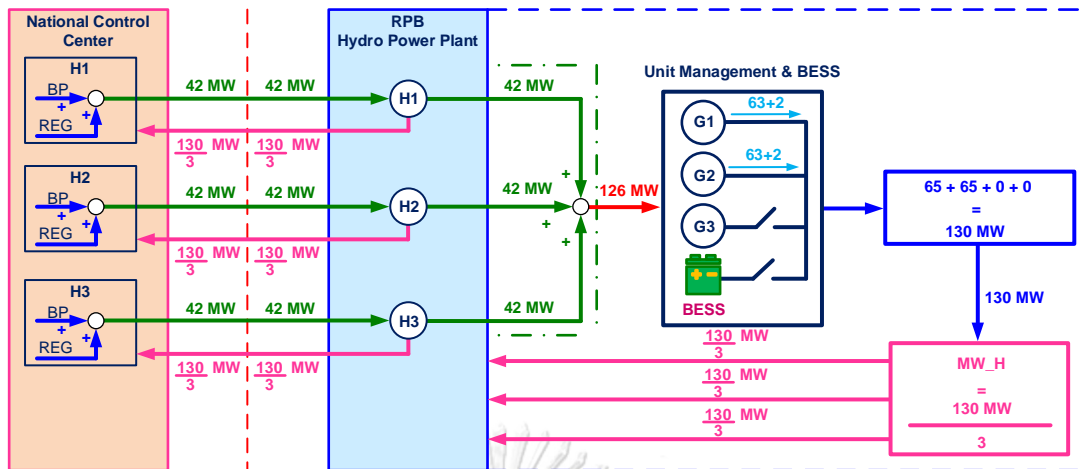
ตารางที่ 3.9 การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ตามคำสั่ง AGC^* เท่ากับ 126 MW

Case	Generator Unit 1		Generator Unit 2		Generator Unit 3		BESS		Total [MW]	Spinning Reserve [MW]
	MW Setpoint [MW]	Primary Droop [MW]	MW Setpoint [MW]	Primary Droop [MW]	MW Setpoint [MW]	Primary Droop [MW]	Charge Mode [MW]	Discharge Mode [MW]		
1	$\frac{126}{2}$	2	$\frac{126}{2}$	2	OFF	OFF	30	-	130	110

ขั้นตอนที่ 8: การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า นำค่า *Total Output* ของโรงไฟฟ้าเสมือนมาหารด้วย 3 เพื่อใช้เป็นค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (MW_H) และส่งค่ากลับไปให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ดังตารางที่ 3.10 และรูปที่ 3.21

ตารางที่ 3.10 ค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (MW_H) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตเครื่องละ 42 MW

Case	<i>Total Output</i> [MW]	MW_{H1} [MW]	MW_{H2} [MW]	MW_{H3} [MW]
1	130	$\frac{130}{3}$	$\frac{130}{3}$	$\frac{130}{3}$



รูปที่ 3.21 การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือน เมื่อศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติกำหนดให้จ่ายกำลังผลิต 126 MW

จะเห็นว่าการบริหารจัดการในรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน ทำให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติมองเห็นเสมือนว่ากำลังควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน 3 เครื่อง ($H1$, $H2$, $H3$) ซึ่งสอดคล้องกับโครงสร้างการรับส่งค่าสัญญาณที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติใช้งานจริงในปัจจุบัน ทำให้สามารถประยุกต์ใช้แนวทางการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาได้โดยไม่ต้องปรับแก้โครงสร้างการส่งการทางด้านศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ

การประยุกต์ใช้แนวทางการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ให้ทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างต่อเนื่องในช่วง 60-240 MW ทำให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถกำหนดจุดทำงานให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้เพิ่มมากขึ้นกว่าการทำงานแบบเดิม

บทที่ 4

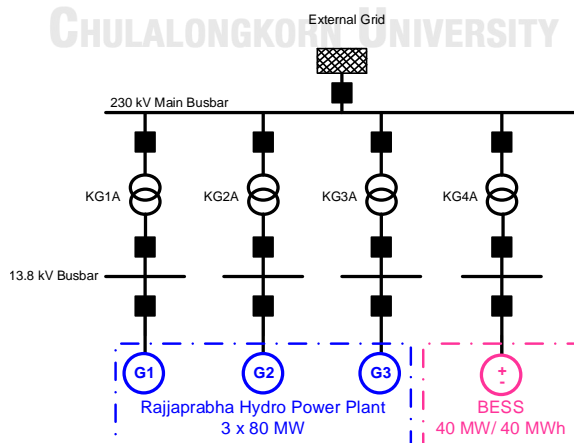
การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

เนื้อหาของบทนี้นำเสนอแบบจำลองระบบไฟฟ้า แบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ และการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาโดยใช้โปรแกรม DigSILENT เพื่อทดสอบแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามที่ได้มีการนำเสนอในบทที่ 3 นอกจากนี้เนื้อหาของบทนี้ได้นำเสนอเงื่อนไขและแนวปฏิบัติสำหรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา รวมถึงปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขในทางปฏิบัติ

4.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้าและแบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

4.1.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

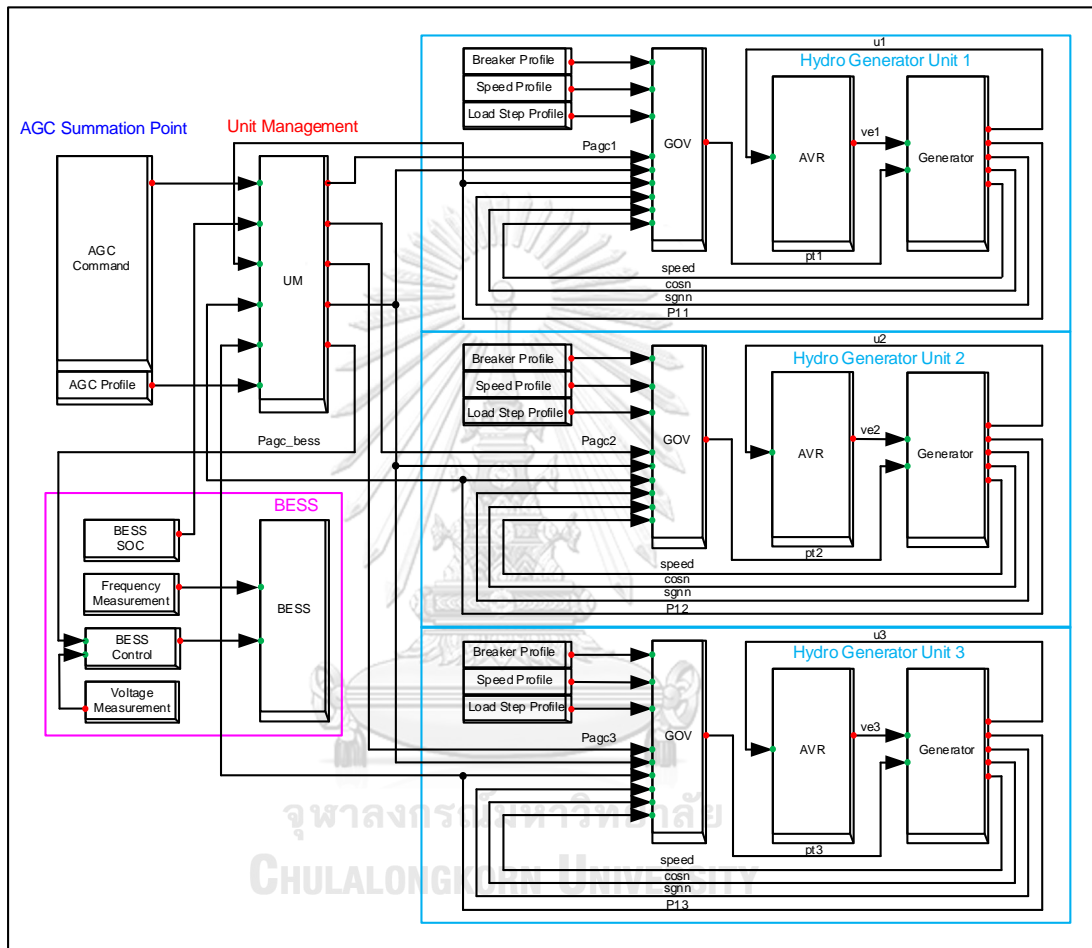
แบบจำลองระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh แสดงดังรูปที่ 4.1 ซึ่งใช้ในการจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยใช้โปรแกรม DigSILENT



รูปที่ 4.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

4.1.2 แบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

แบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แสดงดังรูปที่ 4.2



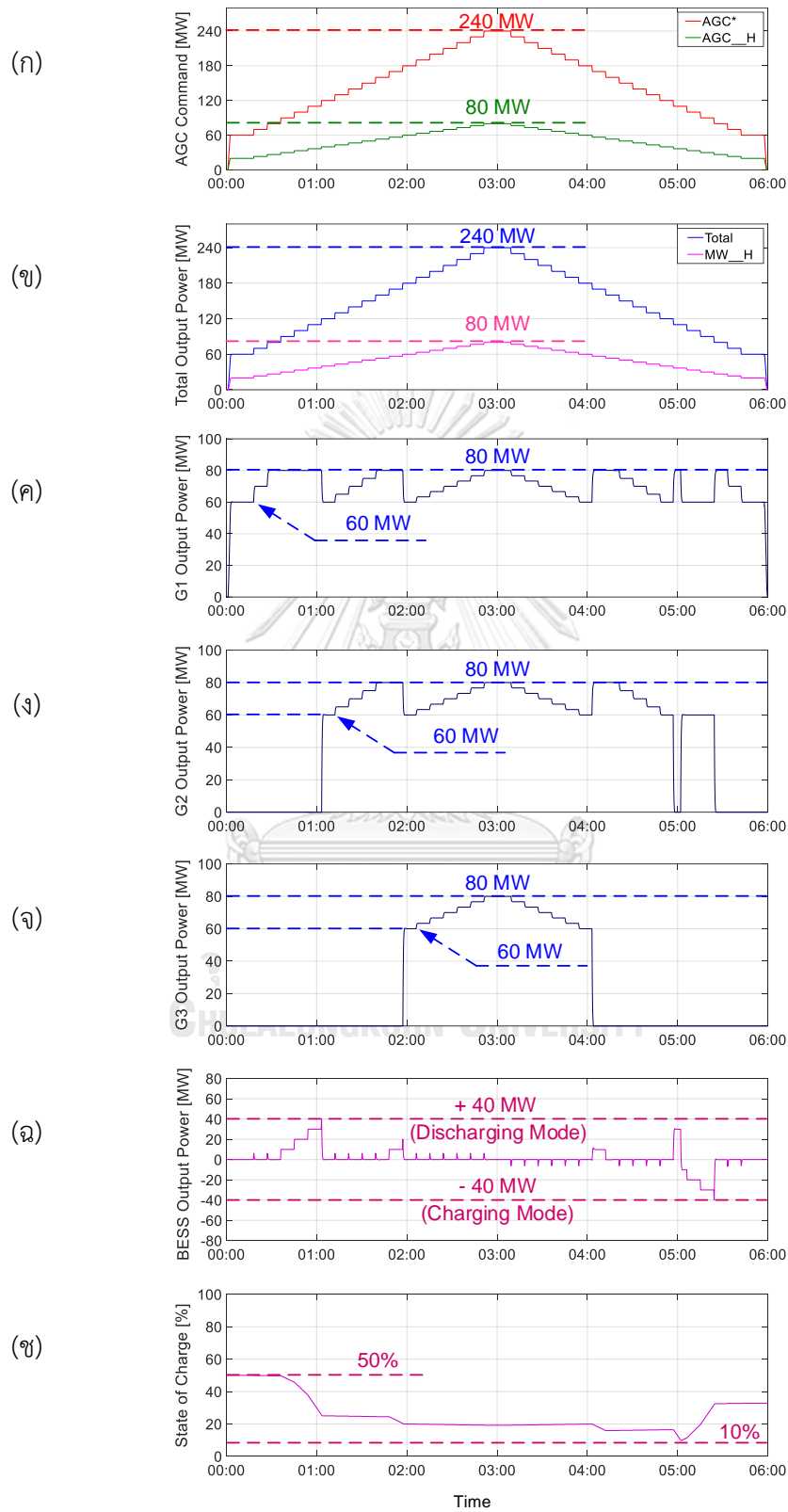
รูปที่ 4.2 แบบจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

4.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง

การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเป็นการทดสอบเพื่อยืนยันความเป็นไปได้ของแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามที่ได้มีการนำเสนอในบทที่ 3 โดยที่การจำลองการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh แบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ดังนี้

- กรณีศึกษาที่ 1: การจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในช่วง 60-240 MW
- กรณีศึกษาที่ 2: การรักษาสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- กรณีศึกษาที่ 3: การสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
- กรณีศึกษาที่ 4: การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยใช้ข้อมูลการเบี่ยงเบนของความถี่และคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

4.2.1 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 1



รูปที่ 4.3 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 1

จากรูปที่ 4.3 แสดงผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ในช่วง 60-240 MW โดยมีภาพรวมของการทำงาน ดังนี้

- 1) การจำลองได้ทำการจำลองการส่งคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาโดยใช้คำสั่ง *AGC_H* ดังกราฟเส้นสีเขียวในรูปที่ 4.3 (ก)
- 2) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำการรวมคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง เพื่อใช้เป็นคำสั่งสำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (*AGC**) ดังกราฟเส้นสีแดงในรูปที่ 4.3 (ก) โดยที่คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจ่ายกำลังผลิตในส่วนของค่า *BP* ในช่วง 60-240 MW เพียงอย่างเดียว โดยที่ไม่มีการจ่ายกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า (Frequency Regulation)
- 3) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงทั้ง 3 เครื่อง ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามอัลกอริทึมในตารางที่ 3.6 โดยมีการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 1, 2 และ 3 (*G1, G2, G3*) แสดงดังรูปที่ 4.3 (ค), รูปที่ 4.3 (ง) และรูปที่ 4.3 (จ) ตามลำดับ สำหรับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แสดงดังรูปที่ 4.3 (ฉ)
- 4) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-240 MW ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ดังกราฟเส้นสีน้ำเงิน (*Total Output*) ในรูปที่ 4.3 (ข) โดยที่มีการส่งคำสั่งกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (*MW_H*) ทั้ง 3 เครื่อง กลับไปยังศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อใช้ติดตามการทำงานตามคำสั่ง ดังกราฟเส้นสีชมพูในรูปที่ 4.3 (ข)
- 5) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งพิจารณาจากสถานะประจุ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ ดังรูปที่ 4.3 (ข) โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้า

จากผลการจำลองชี้ให้เห็นการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ รวมทั้งการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการเพิ่มและลดกำลังผลิต (Ramp Up/Ramp Down) ดังตัวอย่างของการทำงานในรูปที่ 4.4 และรูปที่ 4.5 โดยมีการประสานการทำงาน ดังนี้

- 1) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในกรณีที่มีคำสั่งเพิ่มกำลังผลิตแสดงดังรูปที่ 4.4 ซึ่งจะเห็นว่ามี การเพิ่มขึ้นของคำสั่ง (AGC^*) จาก 170 MW ไปเป็น 180 MW และ 190 MW ตามลำดับ ดังกราฟเส้นสีแดงในรูปที่ 4.4 (ก) ทำให้มีการประสานการจ่ายกำลังผลิต ดังนี้

- $AGC^* = 170 \text{ MW}: G1 = G2 = 80 \text{ MW}, G3 = 0 \text{ MW}, BESS = + 10 \text{ MW}$
 $Total \text{ Output} = 170 \text{ MW}$

- $AGC^* = 180 \text{ MW}: G1 = G2 = G3 = 60 \text{ MW}, BESS = 0 \text{ MW}$
 $Total \text{ Output} = 180 \text{ MW}$

- $AGC^* = 190 \text{ MW}: G1 = G2 = G3 = 63.334 \text{ MW}, BESS = 0 \text{ MW}$
 $Total \text{ Output} = 190 \text{ MW}$

- 2) จากกราฟเส้นสีน้ำเงิน ($Total \text{ Output}$) ในรูปที่ 4.4 (ข) ชี้ให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตขนาด 170 MW, 180 MW และ 190 MW ตามค่าคำสั่ง (AGC^*) ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมาจากการทำงานอย่างอิสระต่อกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงทั้ง 3 เครื่อง ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังรูปที่ 4.4 (ค), รูปที่ 4.4 (ง), รูปที่ 4.4 (จ) และรูปที่ 4.4 (ฉ) ตามลำดับ

- 3) จากรูปที่ 4.4 (ฉ) ชี้ให้เห็นว่าระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีการช่วยจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ($G3$) และในช่วงที่มีการเพิ่มกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Up) เพื่อทำให้การจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถตอบสนองต่อคำสั่งได้ทันที

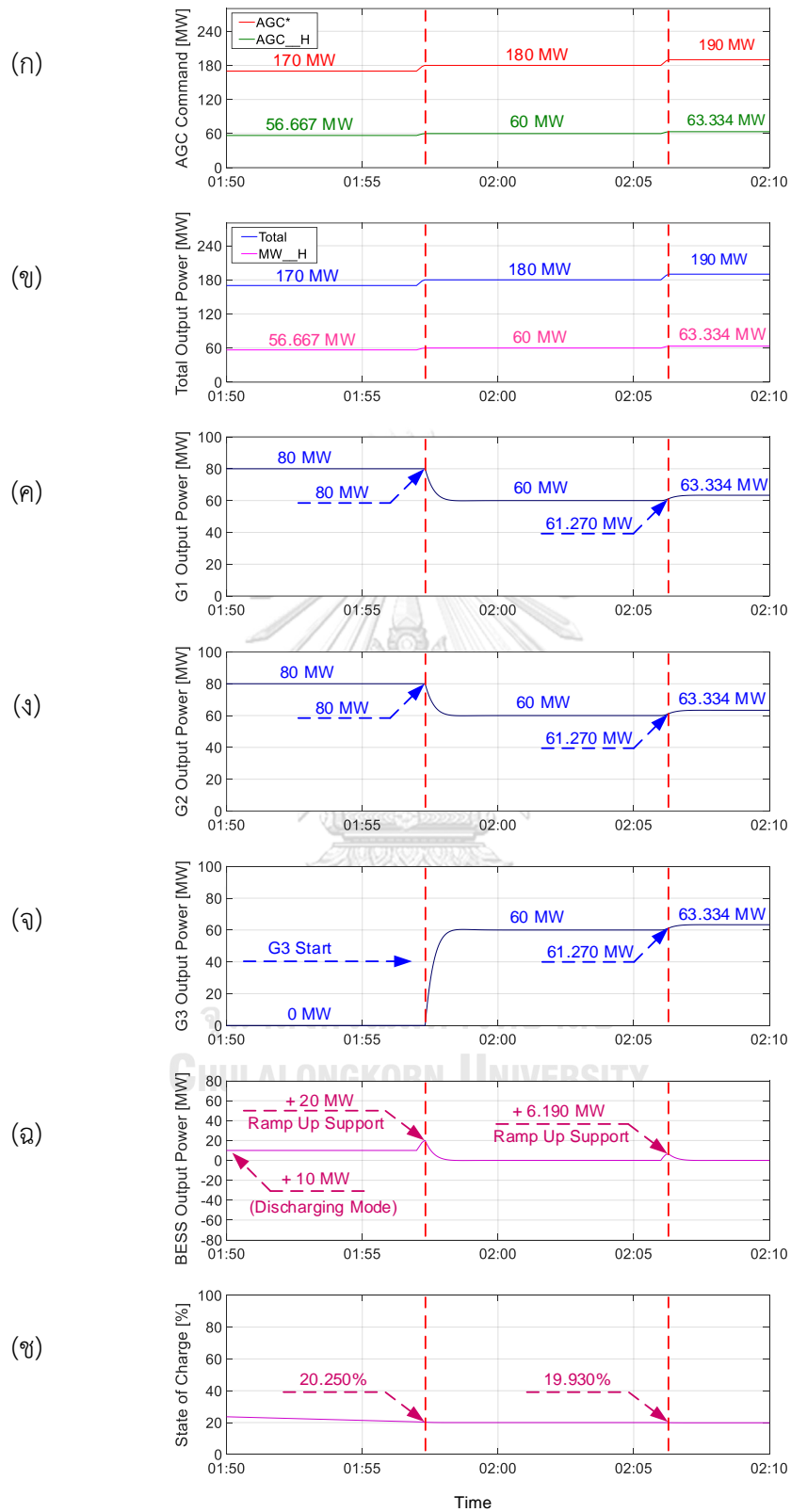
- 4) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในกรณีที่มีคำสั่งลดกำลังผลิตแสดงดังรูปที่ 4.5 ซึ่งจะเห็นว่ามี การลดลงของคำสั่ง (AGC^*) จาก 160 MW ไปเป็น 150 MW และ 140 MW ตามลำดับ ดังกราฟเส้นสีแดงในรูปที่ 4.5 (ก) โดยมีการประสานการจ่ายกำลังผลิต ดังนี้

- $AGC^* = 160 \text{ MW}: G1 = G2 = 80 \text{ MW}, G3 = 0 \text{ MW}, BESS = 0 \text{ MW}$
 $Total \text{ Output} = 160 \text{ MW}$

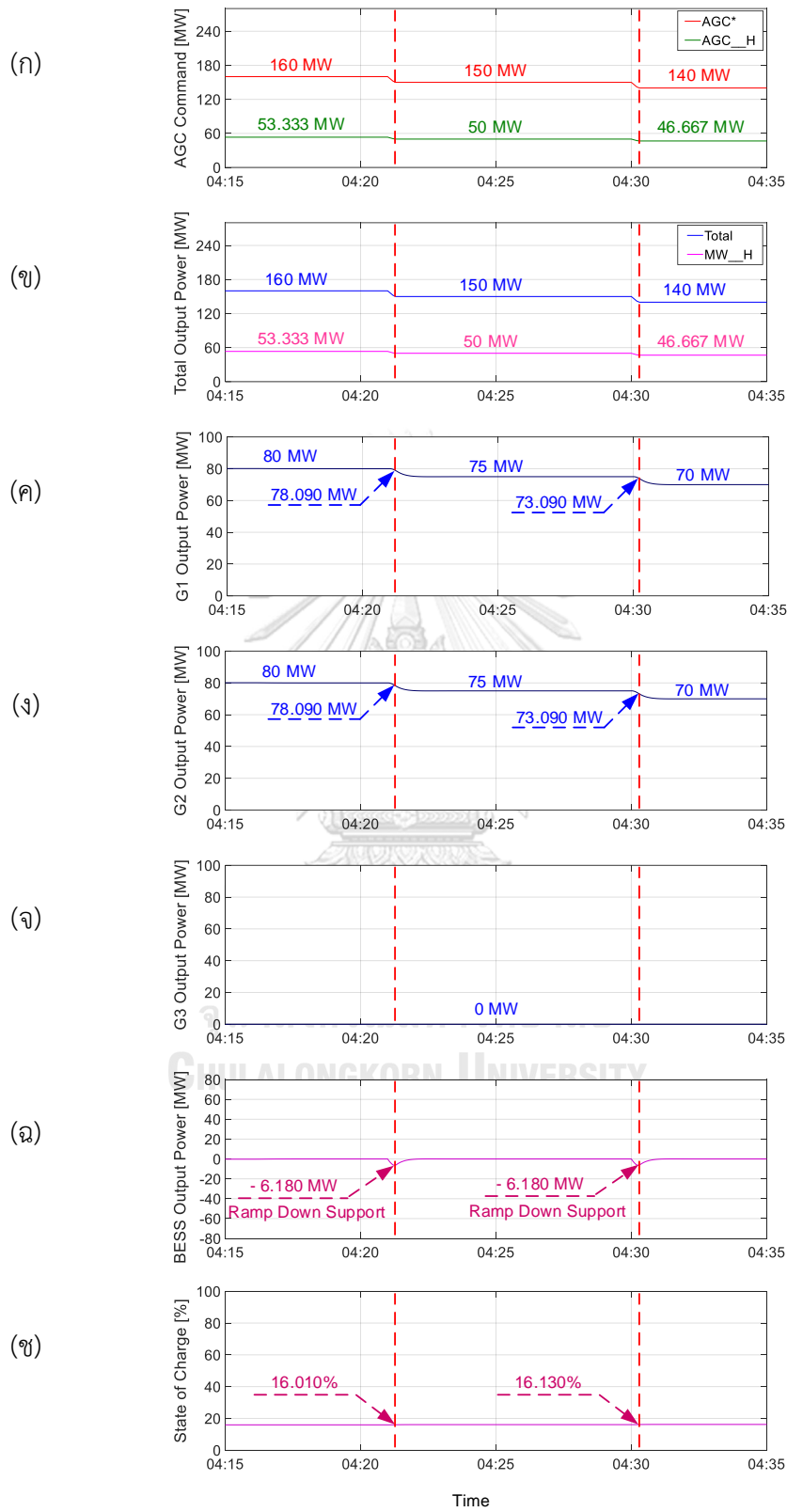
- $AGC^* = 150$ MW: $G1 = G2 = 75$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = 0$ MW
Total Output = 150 MW
- $AGC^* = 140$ MW: $G1 = G2 = 70$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = 0$ MW
Total Output = 140 MW

- 5) จากกราฟเส้นสีน้ำเงิน (*Total Output*) ในรูปที่ 4.5 (ข) ชี้ให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตขนาด 160 MW, 150 MW และ 140 MW ตามค่าคำสั่ง (AGC^*) ซึ่งมาจากการทำงานอย่างอิสระต่อกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงทั้ง 3 เครื่อง ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังรูปที่ 4.5 (ค), รูปที่ 4.5 (ง), รูปที่ 4.5 (จ) และรูปที่ 4.5 (ฉ) ตามลำดับ
- 6) จากรูปที่ 4.5 (ฉ) ชี้ให้เห็นว่า แม้ว่าคำสั่งจะอยู่ในโซนคำสั่ง $120 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 160 \text{ MW}$ ซึ่งเป็นโซนที่มีการจ่ายกำลังผลิตมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แต่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ได้มีการช่วยลดกำลังผลิตในช่วงที่มีการลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Down) เพื่อให้การจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อคำสั่งได้ทันที

ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 1 ได้ยืนยันถึงความเป็นไปได้ของแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง ทำงานอย่างอิสระต่อกัน รวมทั้งมีการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ส่งผลให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-240 MW ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในช่วงที่มีการเพิ่มและลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Up/Ramp Down) ทำให้การตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตทำได้ทันที ส่งผลให้ภาพรวมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาดีขึ้น ซึ่งจะช่วยให้การจ่ายกำลังผลิตเพื่อรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าทำได้ดีขึ้นเช่นกัน

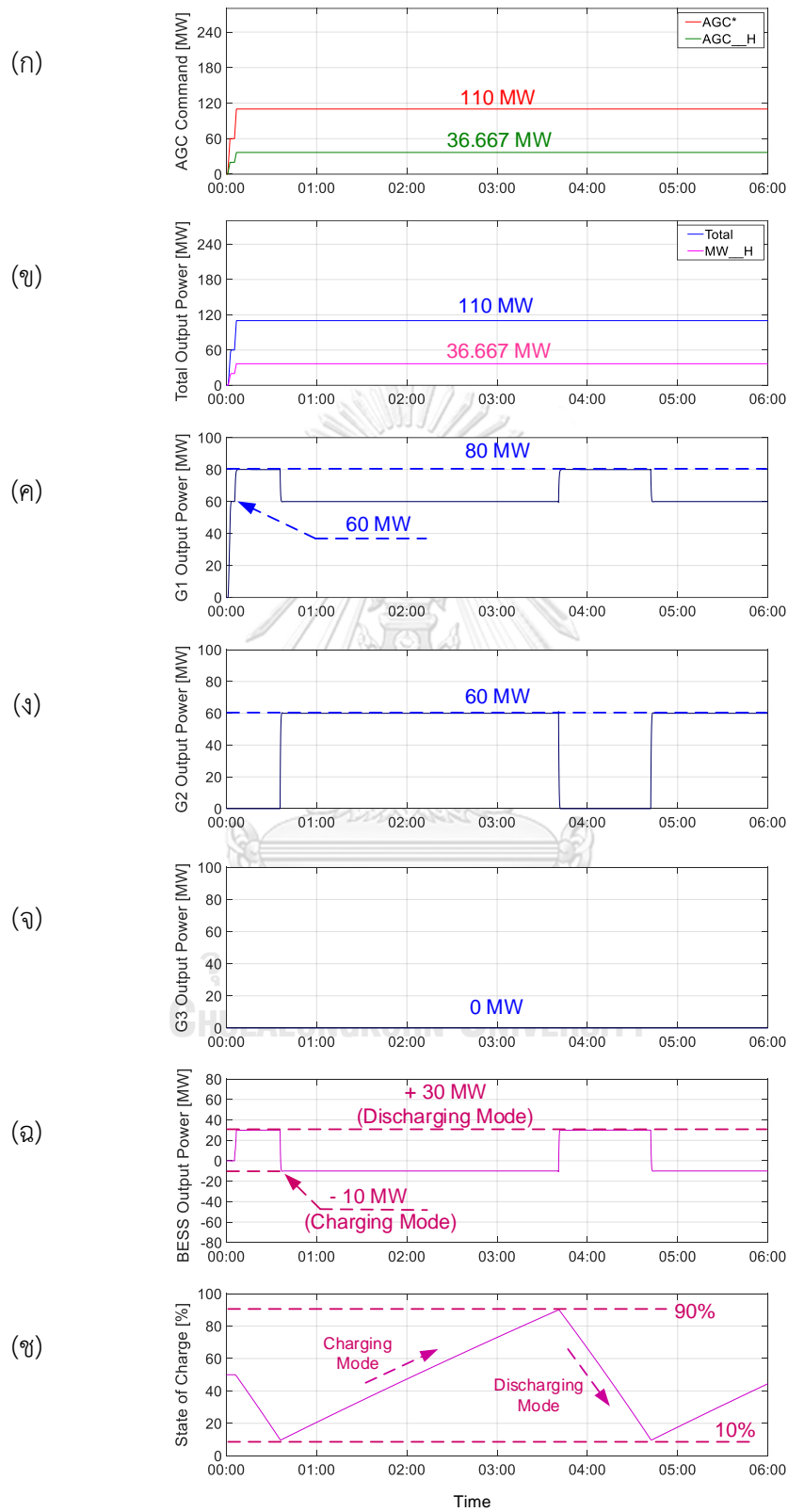


รูปที่ 4.4 ตัวอย่างการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในกรณีที่มีคำสั่งเพิ่มกำลังผลิต



รูปที่ 4.5 ตัวอย่างการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในกรณีที่มีคำสั่งลดกำลังผลิต

4.2.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 4.6 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 2

จากรูปที่ 4.6 แสดงผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตคงที่ 110 MW เพื่อทดสอบการรักษาสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งมีภาพรวมของการทำงานและประเด็นที่ชี้ให้เห็น ดังนี้

- 1) การจำลองได้ทำการจำลองการส่งคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาโดยใช้คำสั่ง *AGC_H* ดังกราฟเส้นสีเขียวในรูปที่ 4.6 (ก)
- 2) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำการรวมคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง เพื่อใช้เป็นคำสั่งสำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (*AGC**) ดังกราฟเส้นสีแดงในรูปที่ 4.6 (ก) สำหรับคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจ่ายกำลังผลิตในส่วนของค่า *BP* เท่ากับ 110 MW และไม่มีการจ่ายกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า
- 3) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงทั้ง 3 เครื่อง ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามอัลกอริทึมในตารางที่ 3.6 โดยมีการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง เครื่องที่ 1, 2 และ 3 แสดงดังรูปที่ 4.6 (ค), รูปที่ 4.6 (ง) และรูปที่ 4.6 (จ) ตามลำดับ สำหรับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แสดงดังรูปที่ 4.6 (ฉ)
- 4) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งจ่ายกำลังผลิตคงที่ 110 MW ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ดังกราฟเส้นสีน้ำเงิน (*Total Output*) ในรูปที่ 4.6 (ข) โดยที่มีการส่งค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (*MW_H*) ทั้ง 3 เครื่อง กลับไปยังศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อใช้ติดตามการทำงานตามคำสั่ง ดังกราฟเส้นสีชมพูในรูปที่ 4.6 (ข)
- 5) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งพิจารณาจากสถานะประจุ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ ดังรูปที่ 4.6 (ซ)

6) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำการประสานการจ่ายกำลังผลิตตามโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้

- Charging Mode: การทำงานในโหมดอัดประจุเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อ $SOC \leq 10\%$ โดยมีการประสานการจ่ายกำลังผลิต ดังนี้

$$AGC^* = 110 \text{ MW: } G1 = G2 = 60 \text{ MW, } G3 = 0 \text{ MW, } BESS = -10 \text{ MW}$$

$$Total = 110 \text{ MW}$$

แสดงดังรูปที่ 4.6 (ก), รูปที่ 4.6 (ข), รูปที่ 4.6 (ค), รูปที่ 4.6 (ง), รูปที่ 4.6 (จ) และรูปที่ 4.6 (ฉ) ตามลำดับ

โดยการทำงานในโหมดอัดประจุจะสิ้นสุดก็ต่อเมื่อ $SOC \geq 90\%$

- Discharging Mode: การทำงานในโหมดคายประจุเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อ $SOC \geq 90\%$ โดยมีการประสานการจ่ายกำลังผลิต ดังนี้

$$AGC^* = 110 \text{ MW: } G1 = 80 \text{ MW, } G2 = G3 = 0 \text{ MW, } BESS = +30 \text{ MW}$$

$$Total \text{ Output} = 110 \text{ MW}$$

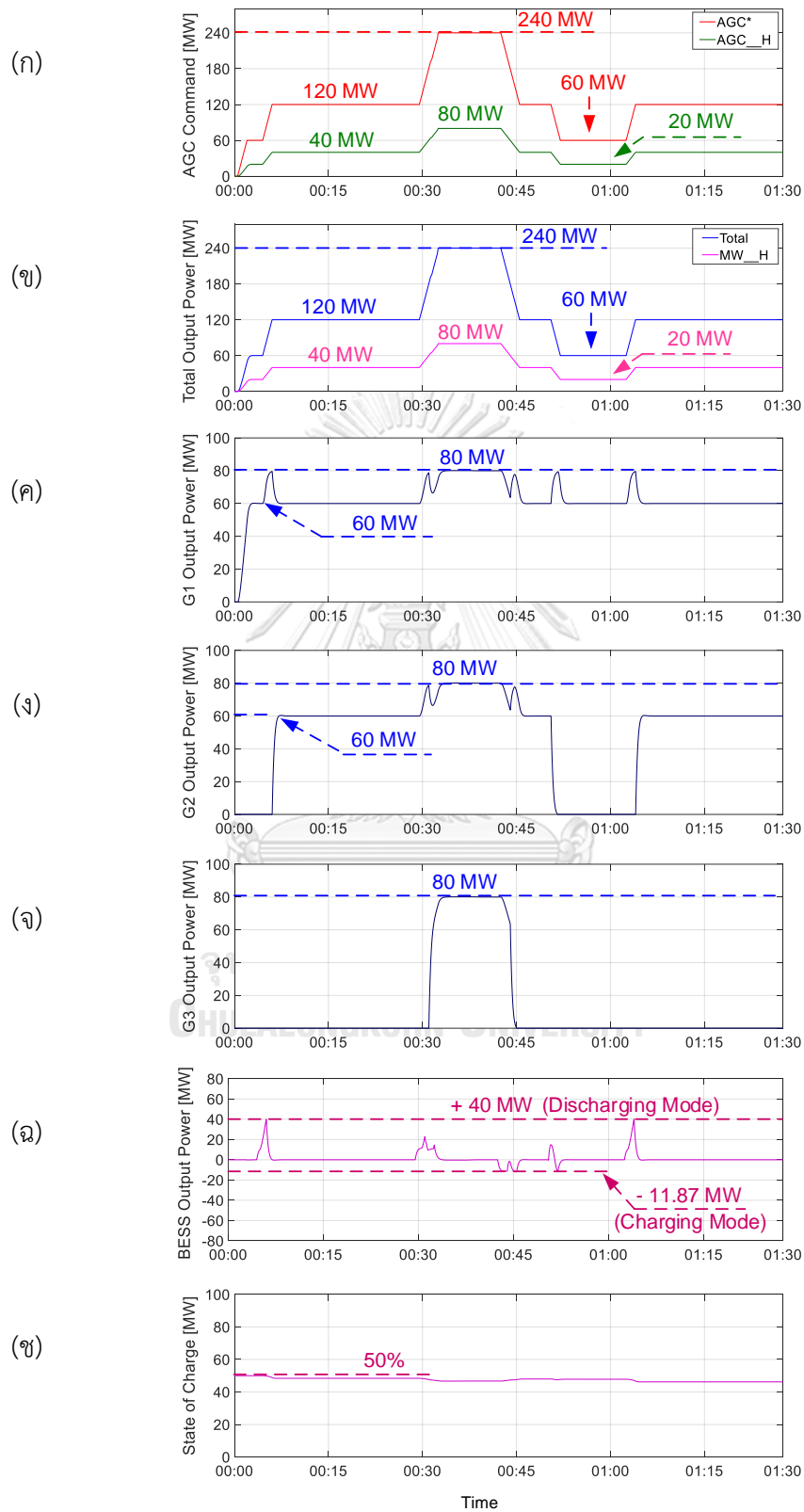
แสดงดังรูปที่ 4.6 (ก), รูปที่ 4.6 (ข), รูปที่ 4.6 (ค), รูปที่ 4.6 (ง), รูปที่ 4.6 (จ) และรูปที่ 4.6 (ฉ) ตามลำดับ

โดยการทำงานในโหมดคายประจุจะสิ้นสุดก็ต่อเมื่อ $SOC \leq 10\%$

7) จะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ไม่ส่งผลกระทบต่อการจ่ายกำลังผลิตขนาด 110 MW ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ดังรูปที่ 4.6 (ข) และรูปที่ 4.6 (ฉ)

ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 2 ยืนยันได้ว่า แนวทางการกำหนดขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดเล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อใช้บูรณาการร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ทำให้การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ได้ทุกช่วงเวลา ซึ่งพิจารณาจากสถานะประจุ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

4.2.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 3



รูปที่ 4.7 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 3

จากรูปที่ 4.7 แสดงผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยกำหนดให้จ่ายกำลังผลิตในส่วนของค่า *BP* เท่ากับ 120 MW เพื่อทดสอบความสามารถในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายด้านเพิ่ม 120 MW และด้านลง 60 MW ซึ่งมีภาพรวมของการทำงานและประเด็นที่ชี้ให้เห็น ดังนี้

- 1) การจำลองได้ทำการจำลองการส่งคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาโดยใช้คำสั่ง *AGC_H* ดังกราฟเส้นสีเขียวในรูปที่ 4.7 (ก)
- 2) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำการรวมคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนทั้ง 3 เครื่อง เพื่อใช้เป็นคำสั่งสำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (*AGC**) ดังกราฟเส้นสีแดงในรูปที่ 4.7 (ก) สำหรับคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจ่ายกำลังผลิตในส่วนของค่า *BP* เท่ากับ 120 MW โดยที่ในการจำลองได้ทำการส่งคำสั่งสำหรับการให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายด้านเพิ่ม 120 MW และด้านลง 60 MW เพื่อทดสอบความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตสำหรับการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ
- 3) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงทั้ง 3 เครื่อง ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามอัลกอริทึมในตารางที่ 3.6 โดยมีการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงเครื่องที่ 1, 2 และ 3 แสดงดังรูปที่ 4.7 (ค), รูปที่ 4.7 (ง) และรูปที่ 4.7 (จ) ตามลำดับ สำหรับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แสดงดังรูปที่ 4.7 (ฉ)
- 4) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งจ่ายกำลังผลิตตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ดังกราฟเส้นสีน้ำเงิน (*Total Output*) ในรูปที่ 4.7 (ข) โดยที่มีการส่งค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือน (*MW_H*) ทั้ง 3 เครื่อง กลับไปยังศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อใช้ติดตามการทำงานตามคำสั่ง ดังกราฟเส้นสีชมพูในรูปที่ 4.7 (ข)
- 5) การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งพิจารณาจากสถานะประจุ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ ดังรูปที่ 4.7 (ข) โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้า

6) การเพิ่มกำลังผลิตในส่วนของกำลังผลิตสำหรับการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าขนาด 120 MW มาจากการที่คำสั่ง AGC^* เพิ่มขึ้นจาก 120 MW ไปเป็น 240 MW ดังกราฟเส้นสีแดง ในรูปที่ 4.7 (ก) โดยมีการประสานการจ่ายกำลังผลิต ดังนี้

- $AGC^* = 120$ MW: $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = 0$ MW

Total Output = 120 MW

- $AGC^* = 240$ MW: $G1 = G2 = G3 = 80$ MW, $BESS = 0$ MW

Total Output = 240 MW

แสดงดังรูปที่ 4.7 (ก), รูปที่ 4.7 (ข), รูปที่ 4.7 (ค), รูปที่ 4.7 (ง), รูปที่ 4.7 (จ) และ รูปที่ 4.7 (ฉ) ตามลำดับ

7) การลดกำลังผลิตในส่วนของกำลังผลิตสำหรับการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าขนาด 60 MW มาจากการที่คำสั่ง AGC^* ลดลงจาก 120 MW ไปเป็น 60 MW ดังกราฟเส้นสีแดงใน รูปที่ 4.7 (ก) โดยมีการประสานการจ่ายกำลังผลิต ดังนี้

- $AGC^* = 120$ MW: $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = 0$ MW

Total Output = 120 MW

- $AGC^* = 60$ MW: $G1 = 60$ MW, $G2 = G3 = 0$ MW, $BESS = 0$ MW

Total Output = 60 MW

แสดงดังรูปที่ 4.7 (ก), รูปที่ 4.7 (ข), รูปที่ 4.7 (ค), รูปที่ 4.7 (ง), รูปที่ 4.7 (จ) และ รูปที่ 4.7 (ฉ) ตามลำดับ

ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 3 ยืนยันได้ว่า แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทั้งด้านเพิ่มและด้านลง เพื่อใช้ในการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า โดยที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถ กำหนดจุดทำงานของโรงไฟฟ้าได้จากการกำหนดค่ากำลังผลิตในส่วนของค่า BP เพื่อกำหนดขนาด กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสำหรับใช้ในการรักษาความถี่ของ ระบบไฟฟ้า

4.2.4 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4

การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยใช้ข้อมูลการเบี่ยงเบนของความถี่และคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม เป็นการทดสอบเพื่อยืนยันความเป็นไปได้ของแนวคิดตามทีมงานวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอ รวมทั้งเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและความสามารถในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลรายวัน ซึ่งแบ่งประเภทของวันตามสภาพของระบบไฟฟ้า ดังนี้

- 1) วันที่ปกติ คือ วันที่ไม่มีเหตุการณ์ความผิดปกติและไม่มีการปลดหรือการนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า:
 - วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563
- 2) วันที่ไม่ปกติ เนื่องจากมีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นและส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:
 - วันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 18:58 น. มีเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต (Generation Loss) ขนาด 1493.4 MW
- 3) วันที่ไม่ปกติ เนื่องจากมีการปลดหรือการนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:
 - วันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

ในการจำลองได้ใช้ข้อมูลคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม มีเป้าหมายเพื่อทดสอบความสามารถของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต เพื่อจ่ายกำลังผลิตสำหรับการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ รวมทั้งเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและความสามารถในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ดังนั้นคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตสำหรับจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา (AGC^*) จึงประกอบด้วยคำสั่งกำลังผลิตในส่วนของค่า BP และคำสั่งกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ (FR) โดยที่ค่า FR ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจะมีค่าเท่ากับค่า FR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ซึ่งคำนวณโดยใช้ข้อมูลคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งไปให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ

โรงไฟฟ้าขนอม (AGC_{KN}) ดังสมการที่ (4.1) โดยที่กำหนดให้ค่า BP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม มีค่าเท่ากับ 270 MW นั่นคือ

$$AGC_{KN} = BP + FR \quad (4.1)$$

จะได้ว่า

$$FR = AGC_{KN} - BP$$

$$FR = AGC_{KN} - 270$$

จากนั้นนำค่า FR ที่ได้จากการคำนวณไปใช้เป็นคำสั่งกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยที่กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา มีค่า BP เท่ากับ 60 MW ดังนั้นคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต (AGC^*) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจึงคำนวณจากสมการที่ (4.2) นั่นคือ

$$AGC^* = BP + FR \quad (4.2)$$

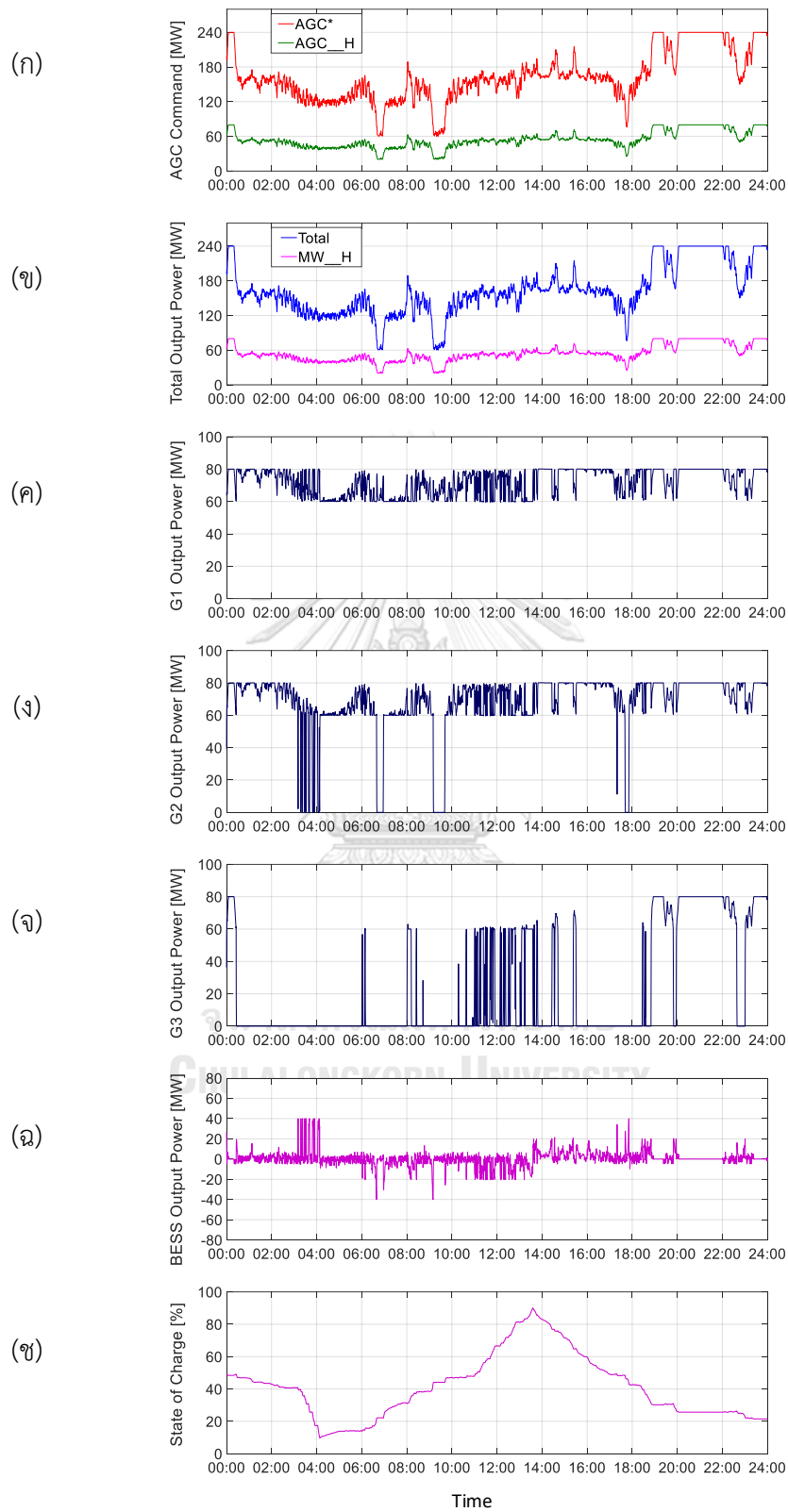
จะได้ว่า

$$AGC^* = 60 + FR \quad (4.3)$$

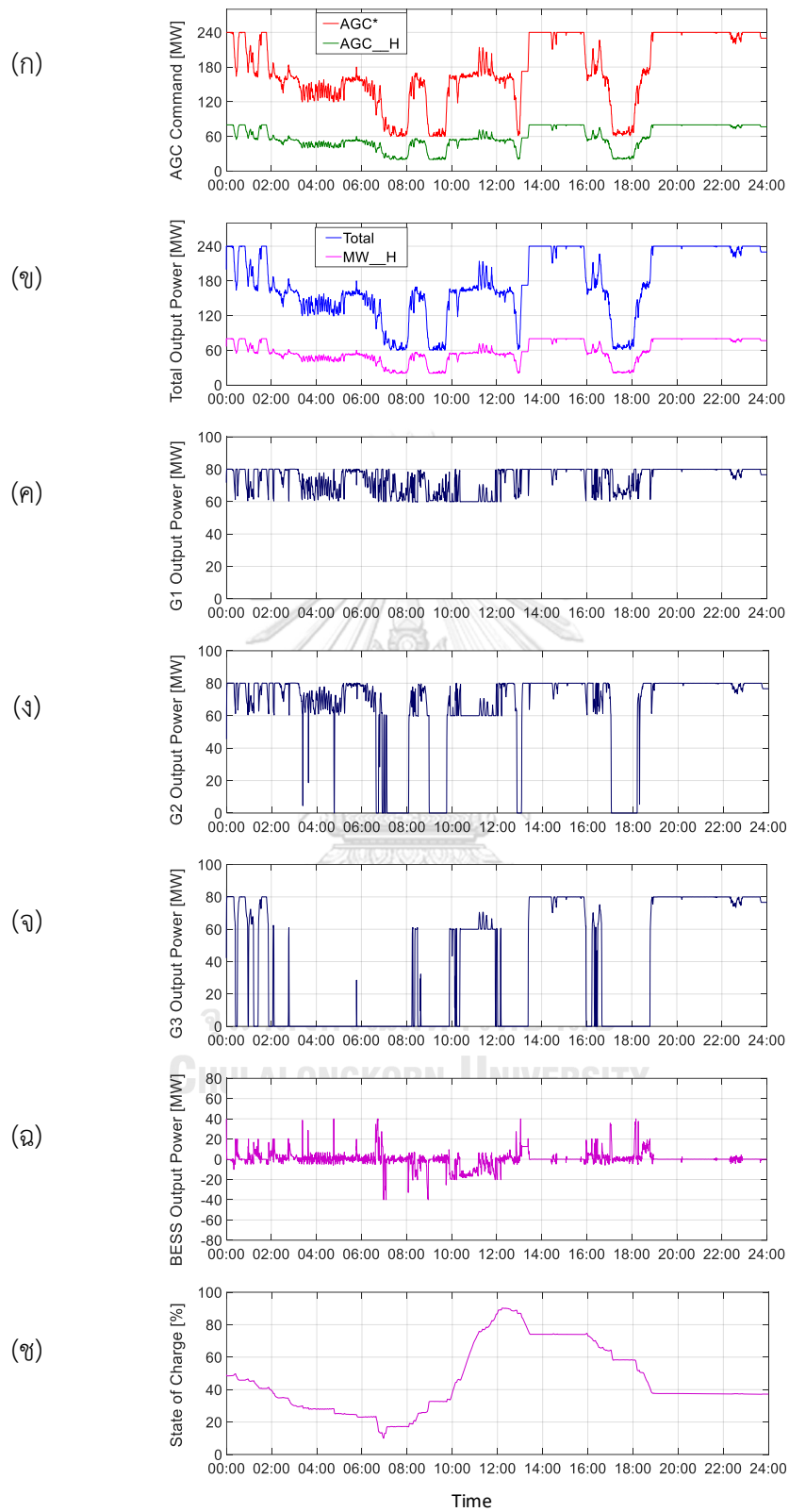
การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาโดยใช้คำสั่ง AGC^* จะทำให้เห็นความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตสำหรับการรักษาความถี่ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ซึ่งเป็นการตอบสนองต่อคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ ในกรณีที่คำสั่ง AGC^* ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาตามสมการที่ (4.3) มีค่ามากกว่า 240 MW กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจ่ายกำลังผลิตเท่ากับ 240 MW ซึ่งเป็นกำลังผลิตสูงสุด (LFC_{Max}) ที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายได้

จากรูปที่ 4.8, รูปที่ 4.9 และรูปที่ 4.10 แสดงผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา สำหรับการเปรียบเทียบขนาดของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออยู่ในแต่ละช่วงเวลา (Residual Spinning Reserve) และการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเพื่อใช้รักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า (*FR*) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ 4.11, รูปที่ 4.12 และรูปที่ 4.13 ตามลำดับ

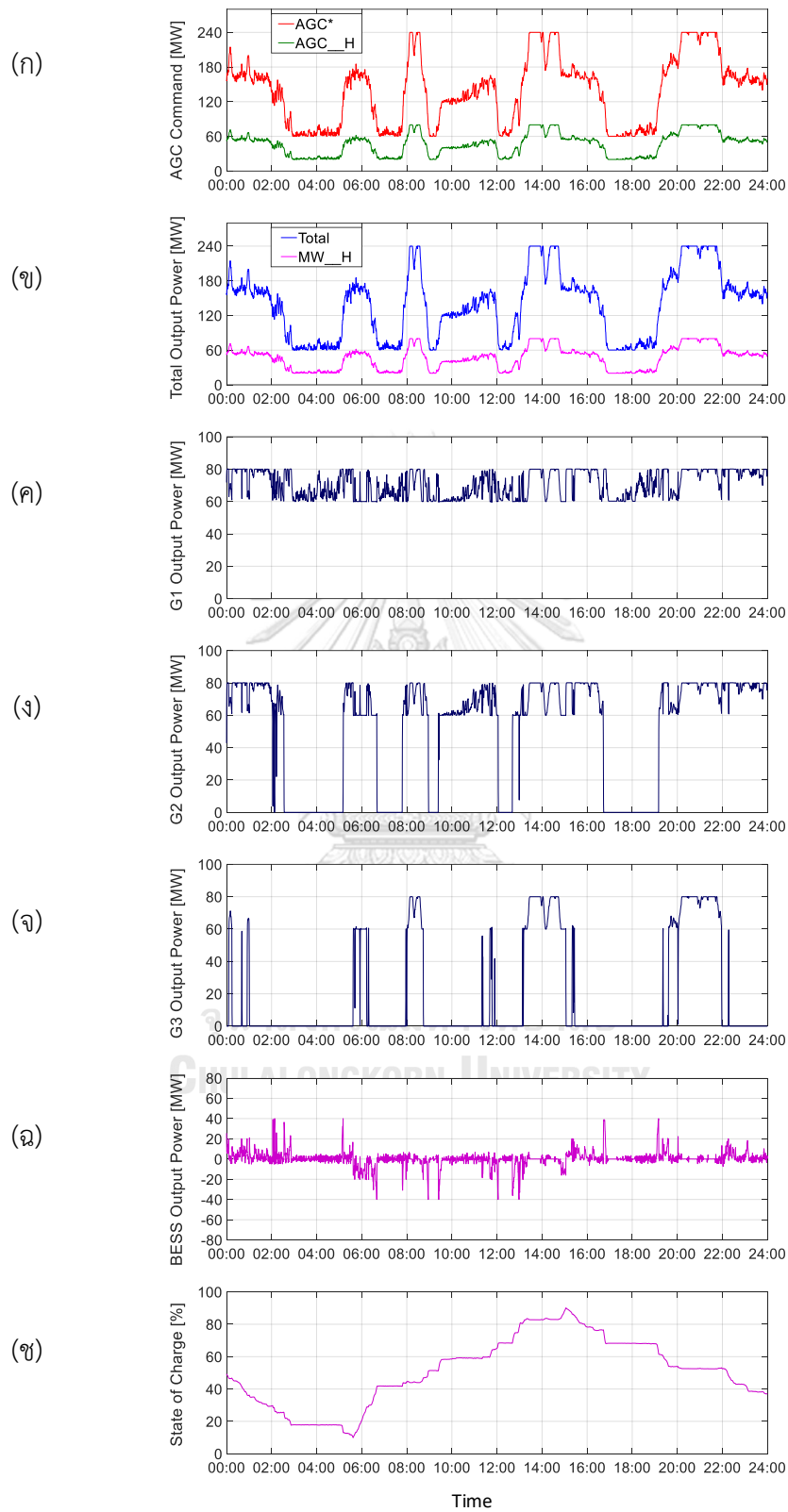




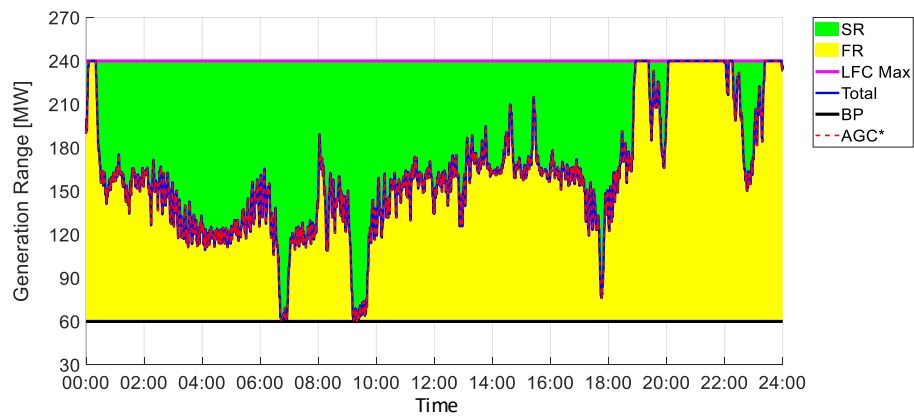
รูปที่ 4.8 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563



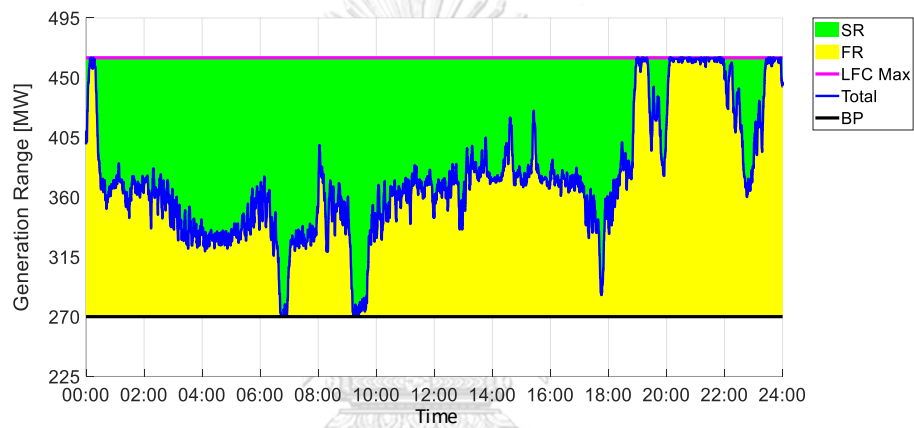
รูปที่ 4.9 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ 4.10 ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

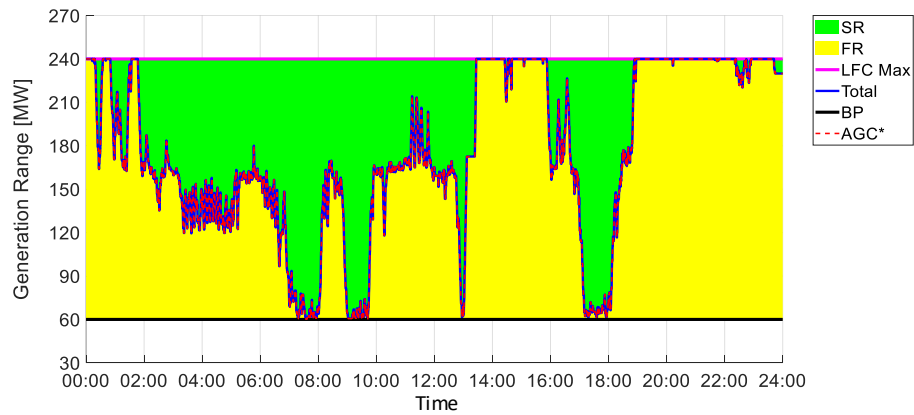


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

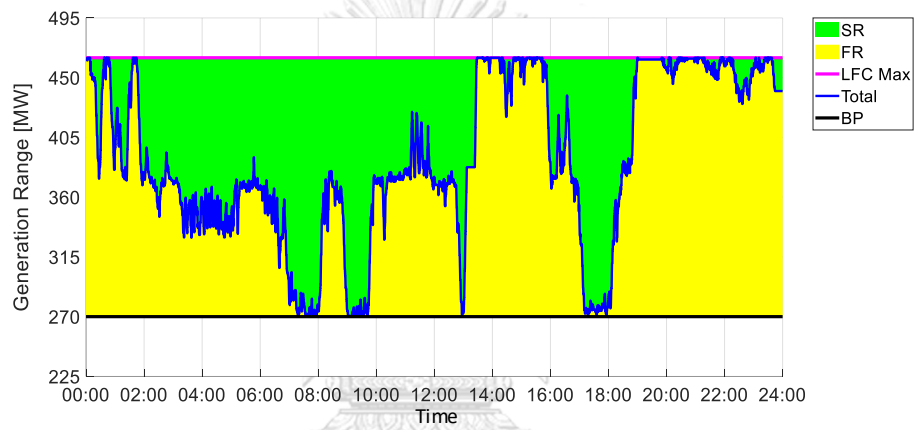


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ 4.11 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563

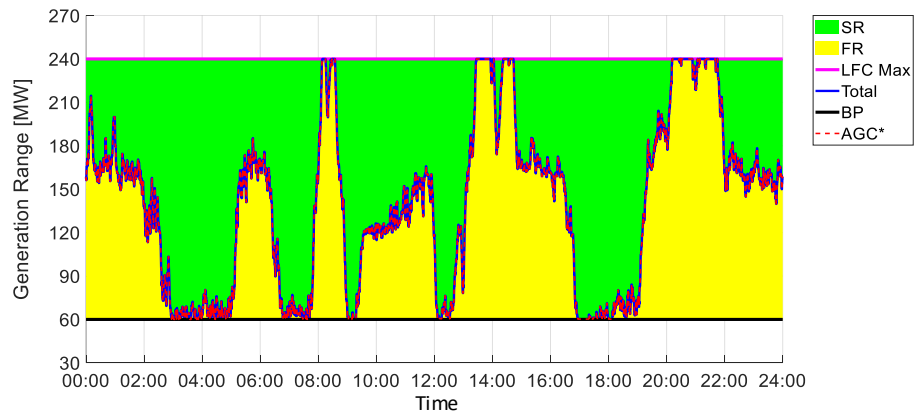


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

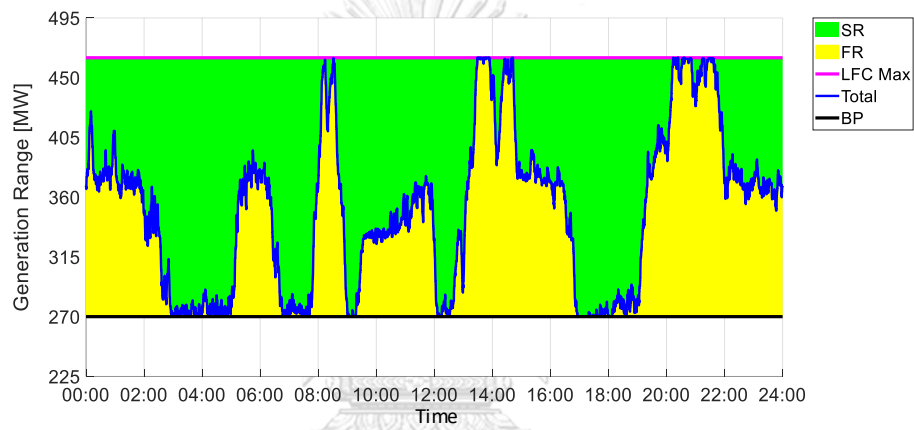


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ 4.12 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563



(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ 4.13 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาคับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

ภาพรวมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาแสดงดังรูปที่ 4.8, รูปที่ 4.9 และรูปที่ 4.10 ตามลำดับ จากรูปที่ 4.8 (ข), รูปที่ 4.9 (ข) และรูปที่ 4.10 (ข) ชี้ให้เห็นว่า การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างต่อเนื่องในช่วง 60-240 MW ตามคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตดังรูปที่ 4.8 (ก), รูปที่ 4.9 (ก) และรูปที่ 4.10 (ก) ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมาจากการทำงานอย่างอิสระต่อกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง และมีการประสานการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ รวมทั้งมีการเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้า ถือเป็นการยืนยันความเป็นไปได้ของแนวคิดตามที่งานวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอได้เป็นอย่างดี

จากการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (*SR*) และการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (*FR*) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ดังรูปที่ 4.11, รูปที่ 4.12 และรูปที่ 4.13 มีประเด็นที่ชี้ให้เห็น ดังนี้

- 1) จากรูปที่ 4.11 (ก), รูปที่ 4.12 (ก) และรูปที่ 4.13 (ก) แสดงกราฟเส้นทึบสีน้ำเงิน (*Total Output*) เป็นการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยมีกราฟเส้นประสีแดง (*AGC**) แสดงคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามคำสั่งตลอดเวลา ชี้ให้เห็นถึงความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตเพื่อรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ
- 2) พื้นที่แรเงาสีเขียวในรูปที่ 4.11 (ก), รูปที่ 4.12 (ก) และรูปที่ 4.13 (ก) ชี้ให้เห็นถึงขนาดของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออยู่ในแต่ละช่วงเวลา (*SR*) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา จะเห็นว่ามีความใกล้เคียงกับพื้นที่แรเงาสีเขียวในรูปที่ 4.11 (ข), รูปที่ 4.12 (ข) และรูปที่ 4.13 (ข) ซึ่งเป็นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออยู่ในแต่ละช่วงเวลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม
- 3) พื้นที่แรเงาสีเหลืองในรูปที่ 4.11 (ก), รูปที่ 4.12 (ก) และรูปที่ 4.13 (ก) ชี้ให้เห็นถึงการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า (*FR*) จะเห็นว่ามีความใกล้เคียงกับพื้นที่แรเงาสีเหลืองในรูปที่ 4.11 (ข), รูปที่ 4.12 (ข) และรูปที่ 4.13 (ข) ซึ่งเป็นการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม
- 4) ทั้งนี้ ในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะมีบางช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมสามารถจ่ายกำลังผลิตได้มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เนื่องจาก

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตสูงสุด (*LFC Max*) เท่ากับ 240 MW ซึ่งสังเกตได้จากกราฟเส้นทึบสีน้ำเงิน (*Total Output*) ในรูปที่ 4.11 (ก), รูปที่ 4.12 (ก) และรูปที่ 4.13 (ก) มีค่าสูงสุดไม่เกิน 240 MW ในกรณีที่ค่า *BP* ของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 60 MW จึงทำให้สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้สูงสุด 180 MW ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมมีกำลังผลิตสูงสุด (*LFC Max*) เท่ากับ 465 MW ในกรณีที่ค่า *BP* ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 270 MW จึงสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้สูงสุด 195 MW ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา 15 MW อย่างไรก็ตาม จะเห็นว่าภาพรวมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เทียบเท่ากับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

ผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 ยืนยันได้ว่า แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามที่ได้นำเสนอในบทที่ 3 ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ทั้งในมิติของขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและมิติของความสามารถในการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ เพื่อจ่ายกำลังผลิตสำหรับการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า ซึ่งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่ในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมได้

อย่างไรก็ตาม การใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่แทนการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมจะต้องสามารถแทนที่ได้ทั้งการจ่ายกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่และการจ่ายกำลังผลิตในส่วนของคุณค่า *BP* กล่าวคือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาที่มีค่า *BP* ที่ไม่เท่ากันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ทำให้การใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่ในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมจึงต้องมีการกำหนดค่า *BP* ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมให้เพิ่มขึ้นจากการทำงานแบบเดิม โดยที่ไม่มีจ่ายกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า

เพื่อให้เห็นภาพของการใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม จึงขอยกตัวอย่างการทำงาน ดังนี้ ในปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมจ่ายกำลังผลิตในส่วนของคุณค่า *BP* เท่ากับ 270 MW ร่วมกับการจ่ายกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ขนาด 100 MW ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อน

รัชชประภาจ่ายกำลังผลิตในส่วนองค่า **BP** เท่ากับ 180 MW โดยที่ไม่มีการจ่ายกำลังผลิตในส่วนของการรักษาความถี่ ทำให้ภาพรวมของการจ่ายกำลังผลิตในส่วนองค่า **BP** เท่ากับ 450 MW โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตในส่วนองการรักษาความถี่ เท่ากับ 100 MW ดังนั้นการใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่ในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม จึงต้องกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมจ่ายกำลังผลิตในส่วนองค่า **BP** เท่ากับ 390 MW เพียงอย่างเดียว โดยที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจ่ายกำลังผลิตในส่วนองค่า **BP** เท่ากับ 60 MW และจ่ายกำลังผลิตในส่วนองการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าขนาด 100 MW ซึ่งจะทำให้ภาพรวมการจ่ายกำลังผลิตในส่วนองค่า **BP** เท่ากับ 450 MW โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตในส่วนองการรักษาความถี่ขนาด 100 MW เทียบเท่ากับการทำงานในปัจจุบัน

ดังนั้นการใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่ในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ทำให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติต้องมีการเปลี่ยนแปลงการกำหนดค่า **BP** ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม (Redistributed Basepoint) เพื่อให้การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมได้ทั้งการจ่ายกำลังผลิตในส่วนองค่า **BP** และการจ่ายกำลังผลิตในส่วนองการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ แม้ว่าผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 ยืนยันได้ว่า แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เพิ่มขึ้นมากกว่าการทำงานในปัจจุบันและเทียบเท่ากับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดใหญ่ แต่เมื่อพิจารณาในรายละเอียดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง จากรูปที่ 4.8, รูปที่ 4.9 และรูปที่ 4.10 พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานที่ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ซึ่งจะได้กล่าวถึงในหัวข้อต่อไป

4.3 เงื่อนไขและแนวปฏิบัติสำหรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

จากผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในหัวข้อที่ 4.2 ได้ยืนยันถึงความเป็นไปได้ของแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา บูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ อย่างไรก็ตาม การนำแนวคิดของงานวิทยานิพนธ์ไปใช้กับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจำเป็นต้องพิจารณาเงื่อนไขและแนวปฏิบัติสำหรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะ使得การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นที่ยอมรับในทางปฏิบัติ

4.3.1 เงื่อนไขการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [16]

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาได้กำหนดเงื่อนไขการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องต้องมีระยะเวลาห่างกันอย่างน้อย 20 นาที เพื่อป้องกันการพังทลายของตลิ่ง เนื่องจากการลดลงของระดับน้ำในลำคลองอย่างรวดเร็ว ซึ่งการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาเงื่อนไขนี้ร่วมด้วย เพื่อให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสอดคล้องตามเงื่อนไขในทางปฏิบัติ

4.3.2 เงื่อนไขการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าได้ที่ละเครื่อง เนื่องจากมีอุปกรณ์ Auto-Synchroscope สำหรับการตรวจสอบเงื่อนไขของการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติเพียงเครื่องเดียว ด้วยเหตุนี้ จึงทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาไม่สามารถ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพร้อมกันได้ทั้ง 3 เครื่อง อย่างไรก็ตาม โดยทั่วไปในการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะทำการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ซึ่งไม่ได้มีการส่งคำสั่งที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วจนทำให้ต้องทำการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพร้อมกันทั้ง 3 เครื่อง นอกจากนี้จากผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 ยืนยันได้ว่าคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติไม่ได้เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วจนทำให้ต้องทำการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพร้อมกันทั้ง 3 เครื่อง ดังนั้นจึงไม่จำเป็นต้องนำเงื่อนไขนี้มาพิจารณาสำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า

4.3.3 แนวปฏิบัติสำหรับการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

แนวปฏิบัติสำหรับการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจะไม่ทำการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกัน แม้ว่าในทางปฏิบัติไม่ได้มีการระบุจำนวนครั้งของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดต่อกัน รวมทั้งไม่มีการระบุระยะเวลาที่ห่างกันของการ Start และ Stop แต่ละครั้ง แต่การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกัน ส่งผลต่อความเค้นทางกลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้อายุการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสั้นลง ดังนั้นการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาแนวปฏิบัติสำหรับการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อป้องกันปัญหาที่อาจเกิดขึ้นได้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

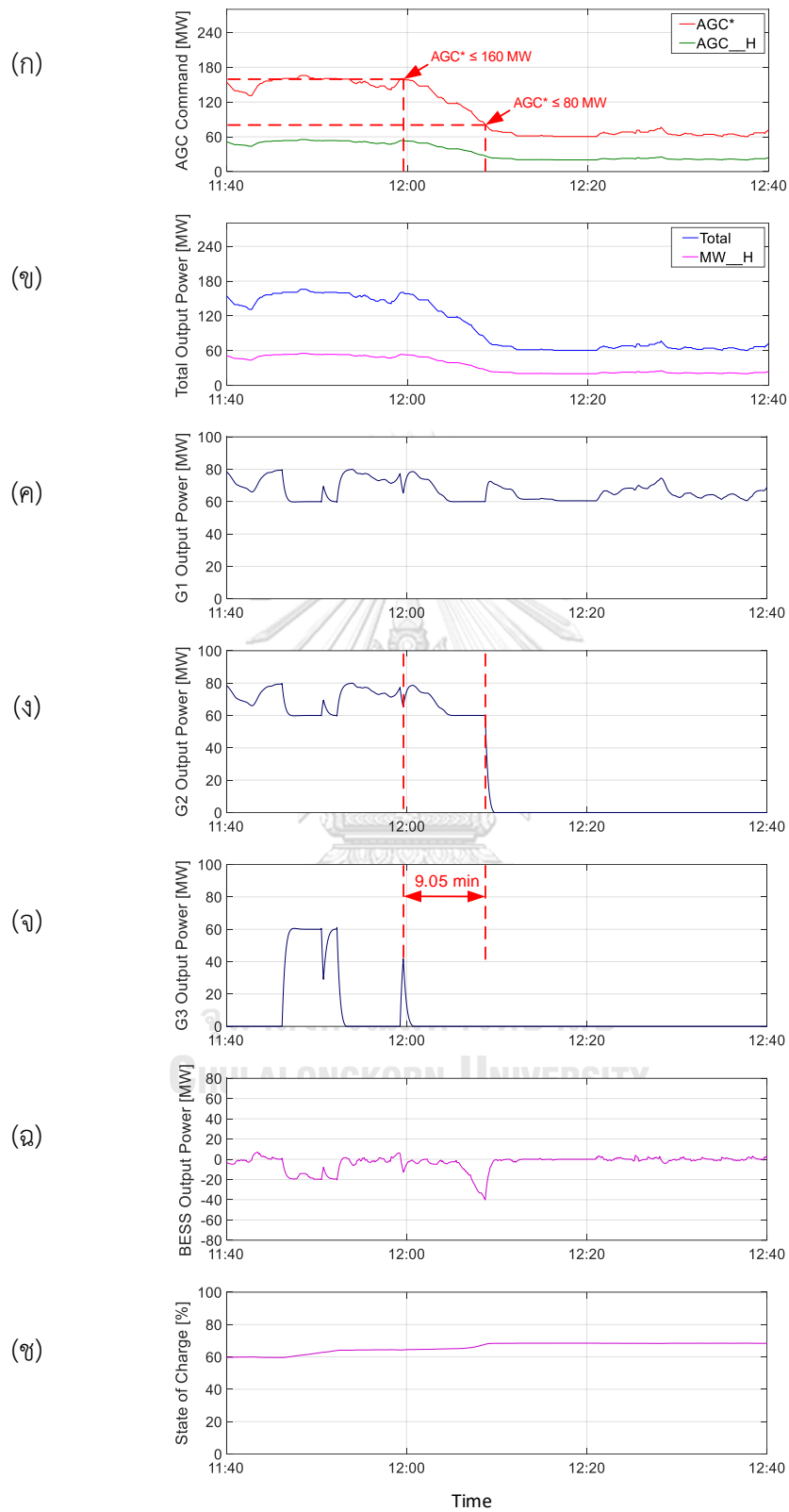
จากเงื่อนไขและแนวปฏิบัติสำหรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะเห็นว่า การนำแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ไปใช้ในทางปฏิบัติจำเป็นต้องทำให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ซึ่งจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานเป็นที่ยอมรับในทางปฏิบัติและป้องกันปัญหาต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

4.4 ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

จากผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 พบว่า มีปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ดังนี้

4.4.1 ปัญหาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 พบว่า มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ห่างจากการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เป็นระยะเวลา 9.05 นาที แสดงดังรูปที่ 4.14 ซึ่งมีระยะเวลาห่างกันน้อยกว่า 20 นาที จึงทำให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่ใช้ในทางปฏิบัติ

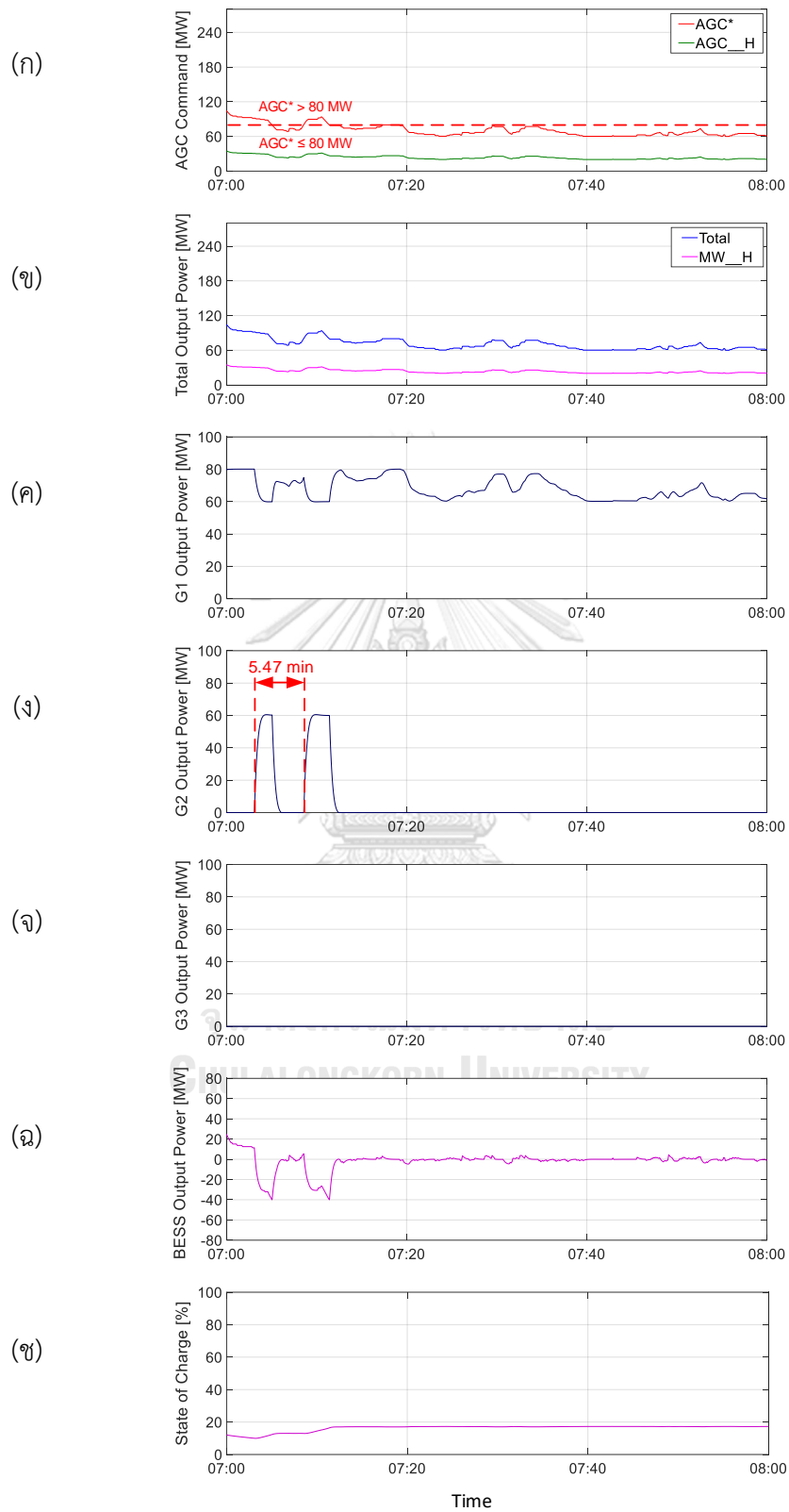


รูปที่ 4.14 การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีระยะเวลาห่างกันน้อยกว่า 20 นาที อ้างอิงข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

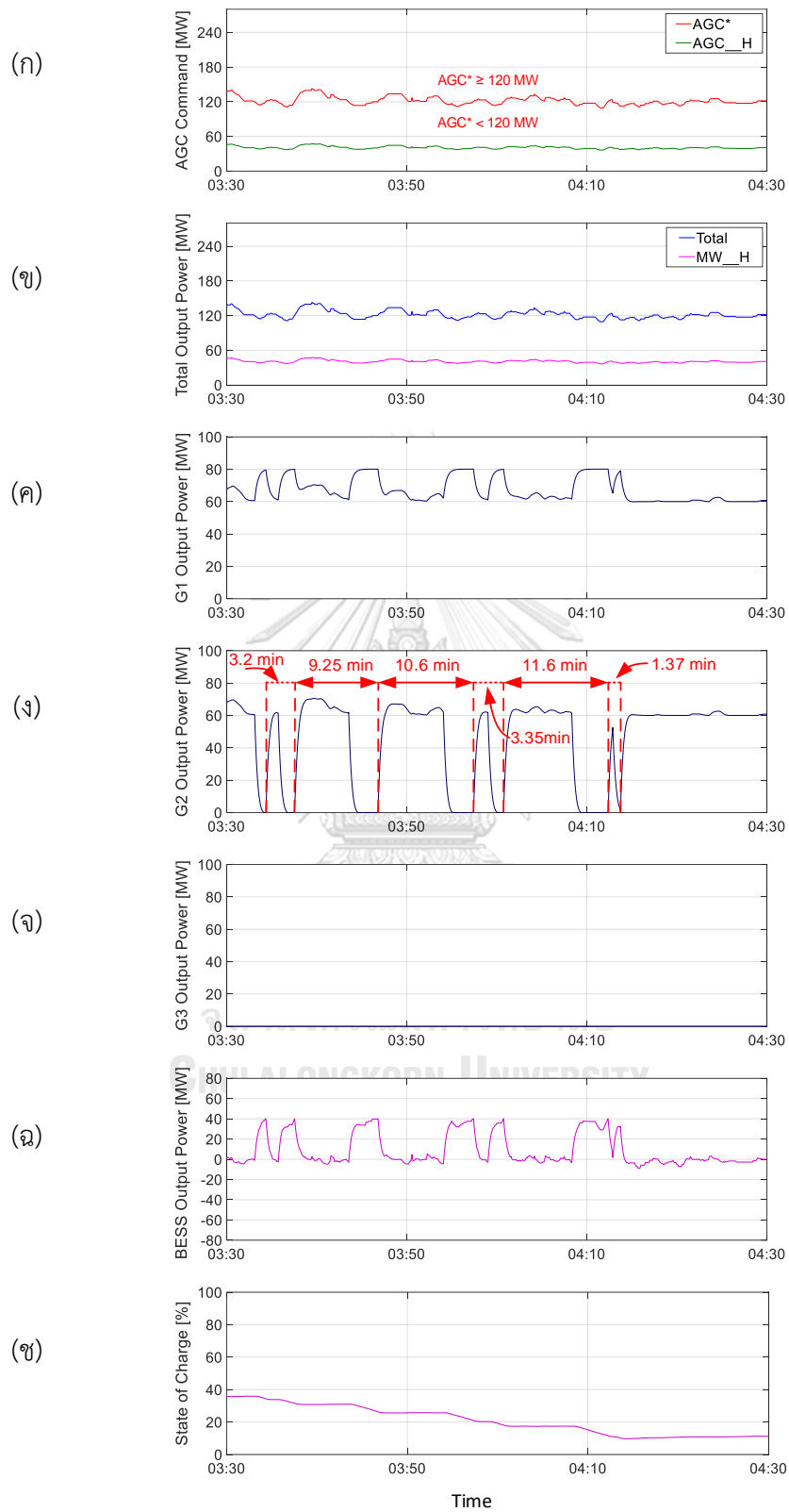
4.4.2 ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง

จากผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 พบว่า มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกัน ซึ่งมีผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต (AGC^*) และโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ในขณะที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลง โดยมีตัวอย่างการทำงาน ดังนี้

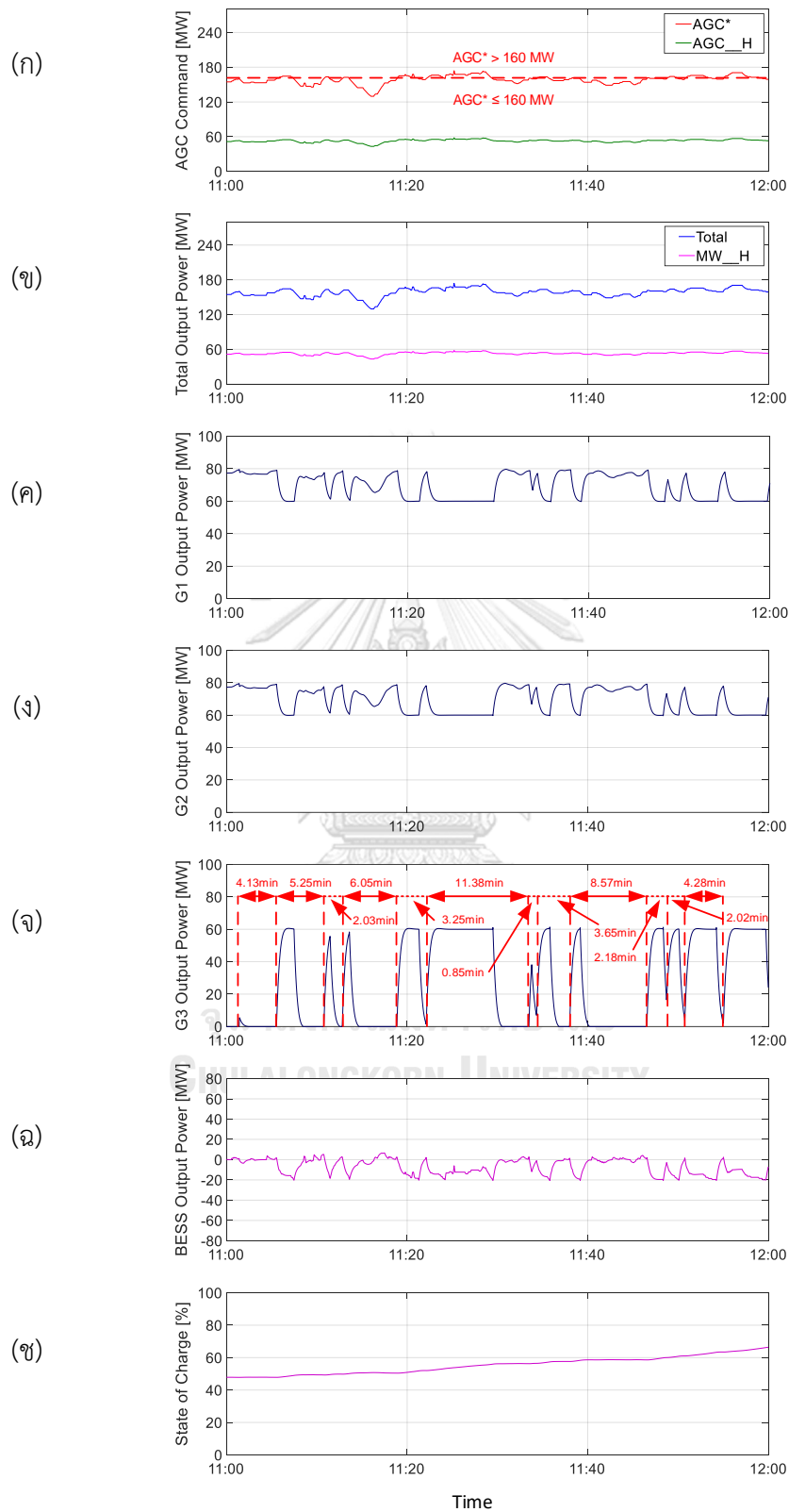
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* \leq 80$ MW และ $AGC^* > 80$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดอัดประจุ ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 จำนวน 2 ครั้ง ภายในเวลา 1 ชั่วโมง โดยที่การ Start แต่ละครั้งเกิดขึ้นห่างกันเป็นเวลา 5.47 นาที ดังรูปที่ 4.15 (ง)
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดคายประจุ ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 จำนวน 7 ครั้ง ภายในเวลา 1 ชั่วโมง โดยที่การ Start แต่ละครั้งเกิดขึ้นห่างกันเป็นเวลา 3.2 นาที, 9.25 นาที, 10.6 นาที, 3.35 นาที, 11.6 นาที และ 1.37 นาที ตามลำดับ ดังรูปที่ 4.16 (ง)
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* \leq 160$ MW และ $AGC^* > 160$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดอัดประจุ ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 จำนวน 13 ครั้ง ภายในเวลา 1 ชั่วโมง โดยที่การ Start แต่ละครั้งเกิดขึ้นห่างกันเป็นเวลา 4.13 นาที, 5.25 นาที, 2.03 นาที, 6.05 นาที, 3.25 นาที, 11.38 นาที, 0.85 นาที, 3.65 นาที, 8.57 นาที, 2.18 นาที, 2.02 นาที และ 4.28 นาที ตามลำดับ ดังรูปที่ 4.17 (จ)
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* < 180$ MW และ $AGC^* \geq 180$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดคายประจุ ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 จำนวน 4 ครั้ง ภายในเวลา 1 ชั่วโมง โดยที่การ Start แต่ละครั้งเกิดขึ้นห่างกันเป็นเวลา 9.15 นาที, 3.9 นาที และ 1.82 นาที ตามลำดับ ดังรูปที่ 4.18 (จ)



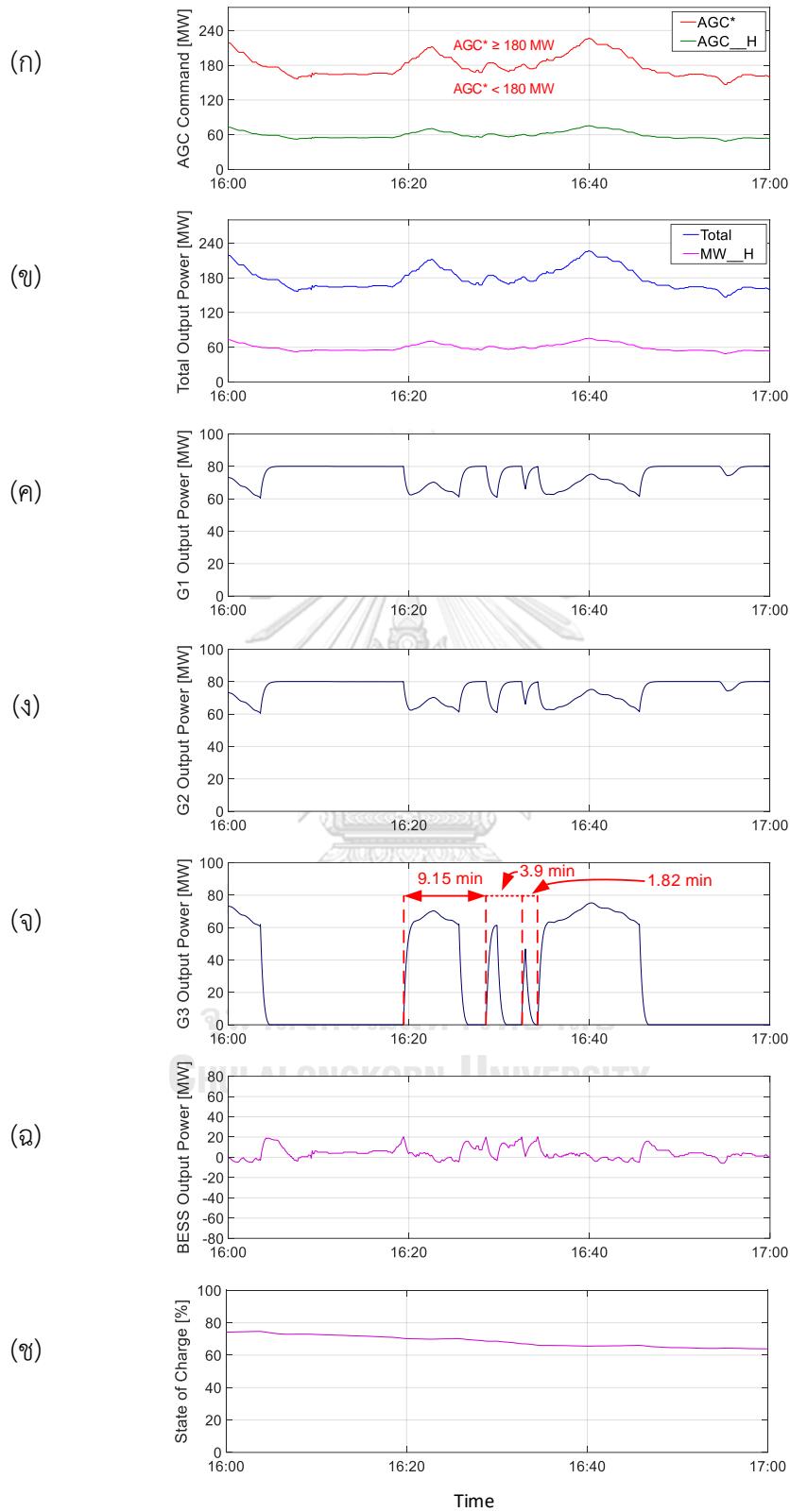
รูปที่ 4.15 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \leq 80$ MW และ $AGC^* > 80$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ 4.16 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ 4.17 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \leq 160$ MW และ $AGC^* > 160$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ 4.18 การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 180$ MW และ $AGC^* \geq 180$ MW อ้างอิงข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563

ทั้งนี้ ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องเนื่องจากผลการจำลองกรณีศึกษาที่ 4 สอดคล้องกับผลการวิเคราะห์การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยใช้ State Machine Diagram แสดงดังรูปที่ 4.19 ดังนี้

- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* \leq 80$ MW และ $AGC^* > 80$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดอัดประจุ ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 1 และสถานะ 3 ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 มีการ Start และ Stop ติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดคายประจุ ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 2 และสถานะ 4 ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 มีการ Start และ Stop ติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* \leq 160$ MW และ $AGC^* > 160$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดอัดประจุ ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 4 และสถานะ 6 ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 มีการ Start และ Stop ติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง
- การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* < 180$ MW และ $AGC^* \geq 180$ MW โดยที่ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดคายประจุ ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 5 และสถานะ 7 ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 มีการ Start และ Stop ติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง
- สำหรับการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 2 และสถานะ 3 เป็นการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อทำการอัดประจุและคายประจุ เมื่อคำสั่งอยู่ในโซน $80 \text{ MW} < AGC^* < 120 \text{ MW}$ ซึ่งจะมีการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 เพื่ออัดประจุ และมีการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 เพื่อคายประจุ อย่างไรก็ตาม การอัดประจุและคายประจุไม่ได้ทำให้เกิดการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน เนื่องจากระยะเวลาที่ใช้ในการอัดประจุจะใช้เวลาอย่างน้อยที่สุด 48 นาที และระยะเวลาที่ใช้ในการคายประจุจะใช้เวลาอย่างน้อยที่สุด 48 นาที โดยที่ใช้กำลังในการอัดประจุและคายประจุขนาด 40 MW ซึ่งมาจากการคำนวณดังนี้

- Charging Mode:

$$G1 = G2 = 60 \text{ MW}, G3 = 0 \text{ MW}, BESS = (120 - AGC^*)$$

พิจารณาคำสั่ง $AGC^* = 80$ MW และการอัดประจุจาก $SOC = 10\%$ ไปจนถึง $SOC = 90\%$ คิดเป็น 80% ของ 40 MWh

$$\text{ระยะเวลาที่ใช้} = \frac{32 \text{ MWh}}{(120 - 80) \text{ MW}} = 0.8 \text{ ชั่วโมง} = 48 \text{ นาที}$$

- Discharging Mode:

$$G1 = 80 \text{ MW}, G2 = G3 = 0 \text{ MW}, BESS = (AGC^* - 80)$$

พิจารณาคำสั่ง $AGC^* = 120$ MW และการคายประจุจาก $SOC = 90\%$ ไปจนถึง $SOC = 10\%$ คิดเป็น 80% ของ 40 MWh

$$\text{ระยะเวลาที่ใช้} = \frac{32 \text{ MWh}}{(120 - 80) \text{ MW}} = \frac{32 \text{ MWh}}{40 \text{ MW}} = 0.8 \text{ ชั่วโมง} = 48 \text{ นาที}$$

- ดังนั้นเมื่อคำสั่งอยู่ในโซน $80 \text{ MW} < AGC^* < 120 \text{ MW}$ จึงทำให้มีการอัดประจุและคายประจุด้วยกำลังที่น้อยกว่า 40 MW ส่งผลให้ระยะเวลาที่ต้องใช้สำหรับการอัดประจุและคายประจุมากกว่า 48 นาที ทำให้ระยะเวลาของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ห่างกันมากกว่า 48 นาที จึงไม่ถึงว่าเป็นการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน เมื่อเทียบกับการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่ง
- ในทำนองเดียวกัน การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 5 และสถานะ 6 เป็นการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานเพื่อทำการอัดประจุและคายประจุ เมื่อคำสั่งอยู่ในโซน $160 \text{ MW} < AGC^* < 180 \text{ MW}$ ซึ่งจะมีการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เพื่ออัดประจุและมีการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เพื่อคายประจุ อย่างไรก็ตาม การอัดประจุและคายประจุไม่ได้ทำให้เกิดการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน เนื่องจากระยะเวลาที่ใช้ในการอัดประจุจะใช้เวลาน้อยที่สุด 96 นาที และระยะเวลาที่ใช้ในการคายประจุจะใช้เวลาน้อยที่สุด 96 นาที โดยที่ใช้กำลังในการอัดประจุและคายประจุขนาด 20 MW ซึ่งมาจากการคำนวณดังนี้

- Charging Mode:

$$G1 = G2 = G3 = 60 \text{ MW}, BESS = (180 - AGC^*)$$

พิจารณาคำสั่ง $AGC^* = 160$ MW และการอัดประจุจาก $SOC = 10\%$ ไปจนถึง $SOC = 90\%$ คิดเป็น 80% ของ 40 MWh

$$\text{ระยะเวลาที่ใช้} = \frac{32 \text{ MWh}}{(180 - 160) \text{ MW}} = \frac{32 \text{ MWh}}{20 \text{ MW}} = 1.6 \text{ ชั่วโมง} = 96 \text{ นาที}$$

- Discharging Mode:

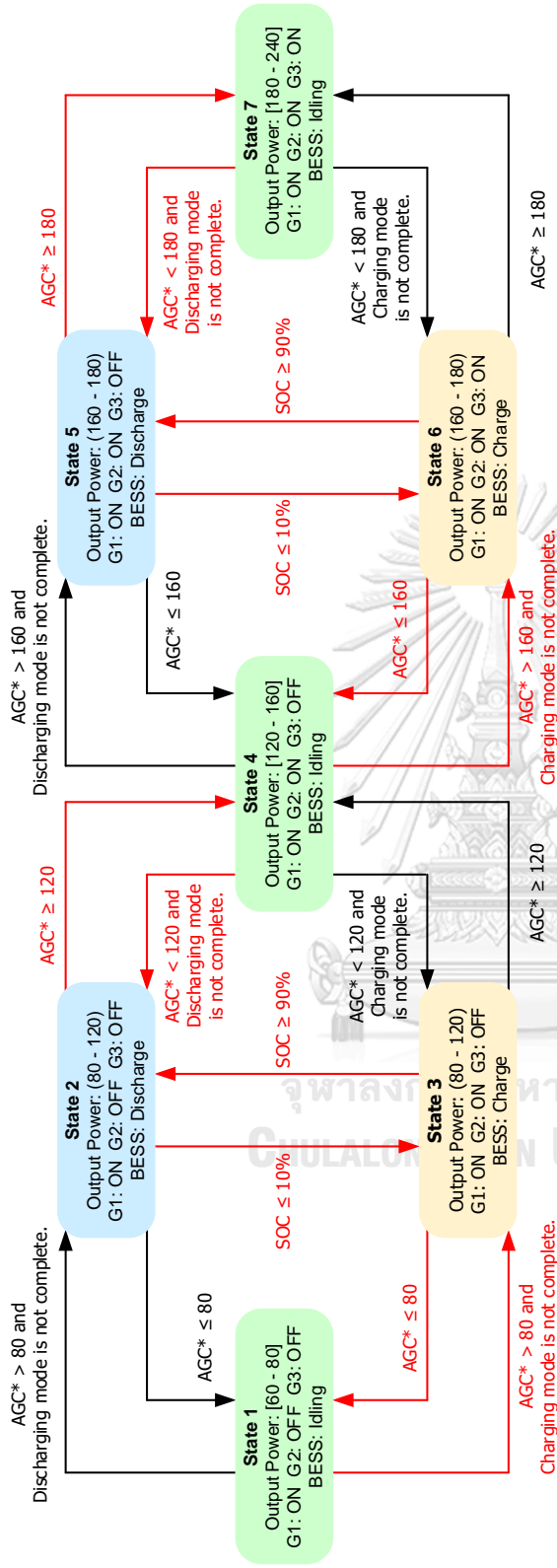
$$G1 = G2 = 80 \text{ MW}, G3 = 0 \text{ MW}, BESS = (AGC^* - 160)$$

พิจารณาค่าสั่ง $AGC^* = 180 \text{ MW}$ และการคายประจุจาก $SOC = 90\%$ ไปจนถึง $SOC = 10\%$ คิดเป็น 80% ของ 40 MWh

$$\text{ระยะเวลาที่ใช้} = \frac{32 \text{ MWh}}{(180 - 160) \text{ MW}} = 1.6 \text{ ชั่วโมง} = 96 \text{ นาที}$$

- ดังนั้นเมื่อคำสั่งอยู่ในโซน $160 \text{ MW} < AGC^* < 180 \text{ MW}$ จึงทำให้มีการอัดประจุและคายประจุด้วยกำลังที่น้อยกว่า 20 MW ส่งผลให้ระยะเวลาที่ต้องใช้สำหรับการอัดประจุและคายประจุมากกว่า 96 นาที ทำให้ระยะเวลาของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ห่างกันมากกว่า 96 นาที จึงไม่ถือว่าเป็นการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน เมื่อเทียบกับการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่ง

จากผลการวิเคราะห์ชี้ให้เห็นถึงสาเหตุของปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมาจากการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในช่วงที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่ง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาวิธีการแก้ไขปัญหารวมทั้งปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า เพื่อให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



รูปที่ 4.19 สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบที่เก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW/40 MWh ตามอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า

จากที่กล่าวมาข้างต้น แม้ว่าผลการจำลองในหัวข้อที่ 4.2 ได้ยืนยันถึงความเป็นไปได้ของแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถทำงานได้ตามแนวคิดของงานวิทยานิพนธ์ อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการจำลองโดยอาศัยข้อมูลในทางปฏิบัติ พบว่า การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่ได้สอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เนื่องจากอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ได้นำเสนอในบทที่ 3 ไม่ได้กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานที่สอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ดังนั้น เพื่อให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติ จึงจำเป็นต้องมีมาตรการเพื่อแก้ไขปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมทั้งมีการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะได้กล่าวต่อไปในบทที่ 5



บทที่ 5

การแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในทางปฏิบัติ

เนื้อหาของบทนี้นำเสนอมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา และการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

5.1 มาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

มาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีเป้าหมายเพื่อใช้แก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่สอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ซึ่งจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานเป็นที่ยอมรับในทางปฏิบัติ โดยมีมาตรการดังนี้

- มาตรการที่ 1 การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- มาตรการที่ 2 การเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต
- มาตรการที่ 3 การกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load
- มาตรการที่ 4 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

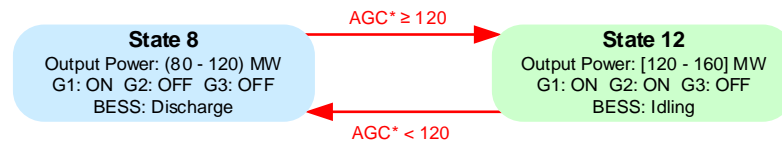
5.1.1 มาตรการที่ 1 การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

อัลกอริทึมสำหรับการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่ให้มีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งถูกนำมาใช้เพื่อแก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่ง 80 MW, 120 MW, 160 MW และ 180 MW อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งจากโซน $AGC^* > 80$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \leq 80$ MW การรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าส่งผลกระทบให้มีการจ่ายกำลังผลิตมากกว่าค่าคำสั่ง เนื่องจากการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ เพื่อกักเก็บกำลังผลิตส่วนเกินในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-80 MW ทำให้เมื่อคำสั่งมีค่าต่ำกว่า 80 MW จะมีปัญหาการจ่ายกำลังผลิตมากกว่าค่าคำสั่ง สำหรับการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 120 MW, 160 MW และ 180 MW ไม่มีปัญหาการจ่ายกำลังผลิตจากการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW ดังนั้น เพื่อให้การทำงานในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง มาตรการที่ 1 จึงเสนอให้เพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จาก 40 MW เป็น 60 MW โดยที่ยังคงมีพิกัดพลังงานเท่าเดิม คือ 40 MWh

การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจรร่วมกับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง ทำให้สามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-120 MW ซึ่งจะเป็นการทำงานในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อ 80 MW และ 120 MW ในทำนองเดียวกัน การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจรร่วมกับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง ทำให้สามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 120-180 MW ซึ่งจะเป็นการทำงานในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อ 160 MW และ 180 MW

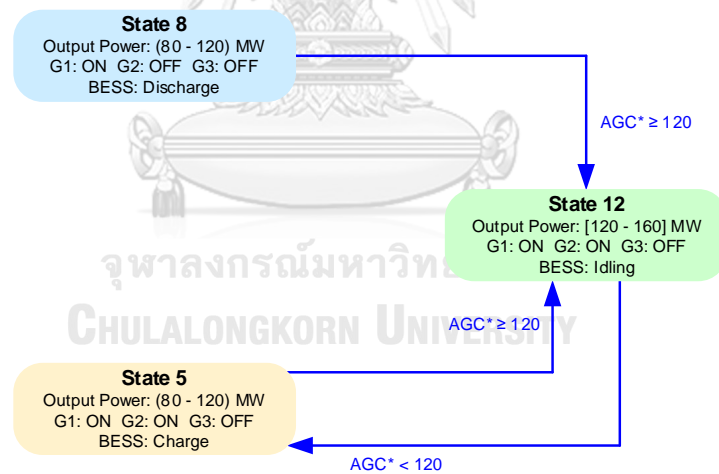
สำหรับรายละเอียดและที่มาของมาตรการที่ 1 มีดังนี้

- 1) จากรูปที่ 5.1 แสดงการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานของแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่ง



รูปที่ 5.1 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 120 MW

- 2) จากการทำงานในลักษณะข้างต้น จึงกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ ดังรูปที่ 5.2 ซึ่งมีการทำงาน ดังนี้ พิจารณาสถานะเริ่มต้นการทำงานที่สถานะ 8 เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120$ MW ทำให้สถานะการทำงานเปลี่ยนจากสถานะ 8 ไปเป็นสถานะ 12 จากนั้นเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW กำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะระหว่างสถานะ 5 และสถานะ 12 โดยที่ไม่มีการเปลี่ยนจากสถานะ 12 ไปเป็นสถานะ 8 ดังเช่นการทำงานแบบเดิม เพื่อรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ไม่ให้มีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่ง

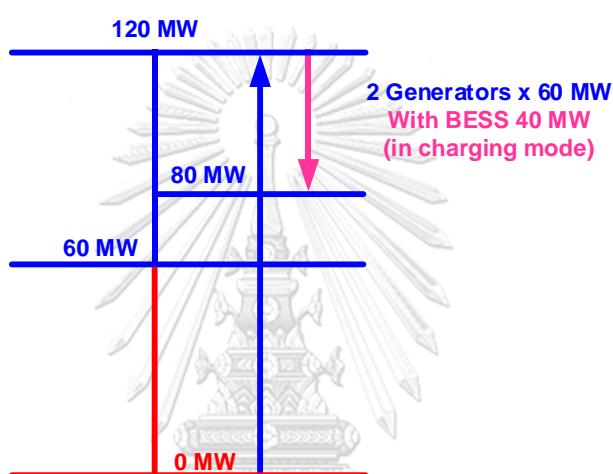


รูปที่ 5.2 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 120 MW

- 3) จากรูปที่ 5.2 จะเห็นว่าสถานะ 5 มีสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้

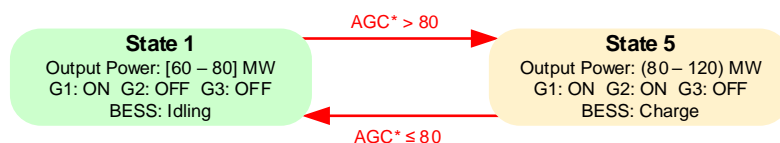
$G1$: ON $G2$: ON $G3$: OFF $BESS$: Charge

โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 80-120 MW มาจากการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 1 และ 2 เครื่องละ 60 MW ร่วมกับการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW ดังรูปที่ 5.3

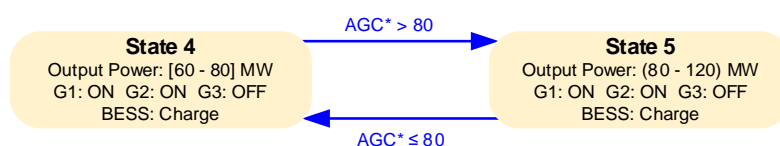


รูปที่ 5.3 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ

- 4) จากรูปที่ 5.4 แสดงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \leq 80$ MW และ $AGC^* > 80$ MW ซึ่งส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่ง ดังนั้นเพื่อรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW จึงกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ โดยเปลี่ยนจากสถานะ 5 ไปเป็นสถานะ 4 ดังรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.4 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 80 MW

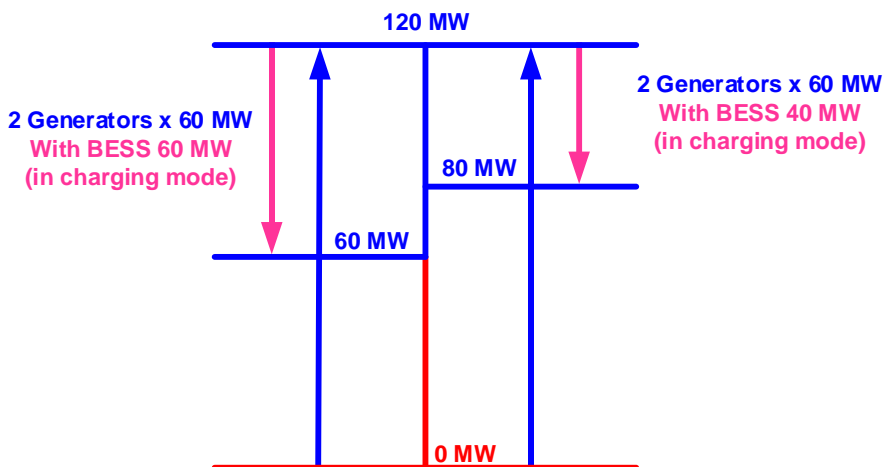


รูปที่ 5.5 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 80 MW

- 5) จากรูปที่ 5.5 จะเห็นว่าสถานะ 4 มีสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้

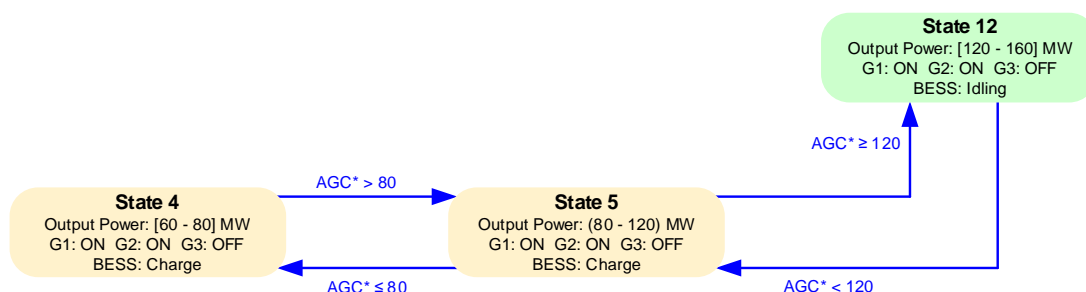
G1: ON ***G2***: ON ***G3***: OFF ***BESS***: Charge

โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-80 MW มาจากการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 1 และ 2 เครื่องละ 60 MW ร่วมกับการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ อย่างไรก็ตาม ในกรณีนี้การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-80 MW ได้ เนื่องจากกำลังที่ใช้ในการอัดประจุมากกว่าขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนั้นเพื่อให้สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-80 MW จึงจำเป็นต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจุร่วมกับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง ดังรูปที่ 5.6



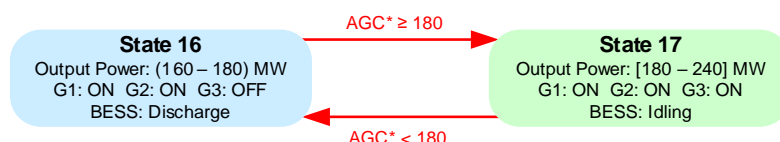
รูปที่ 5.6 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 40 MW และ 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ

- 6) จากรูปที่ 5.6 ชี้ให้เห็นว่า การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง ทำให้สามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างต่อเนื่องในช่วง 60-120 MW ส่งผลให้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อ 80 MW และ 120 MW จะสามารถรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังรูปที่ 5.7 โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง ดังนั้นมาตรการที่ 1 จึงเสนอให้เพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จาก 40 MW เป็น 60 MW โดยที่มีพิกัดพลังงานเท่าเดิม คือ 40 MWh เพื่อให้สามารถใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW/40 MWh ในการแก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่ง โดยที่ยังคงสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง

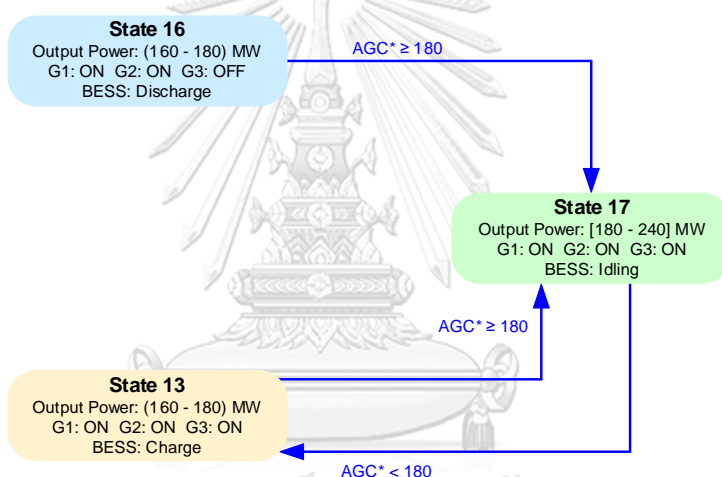


รูปที่ 5.7 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW และ 120 MW

- 7) จากรูปที่ 5.8 แสดงการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 180$ MW และ $AGC^* \geq 180$ MW ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อ 180 MW จึงกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ ดังรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.8 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 180 MW

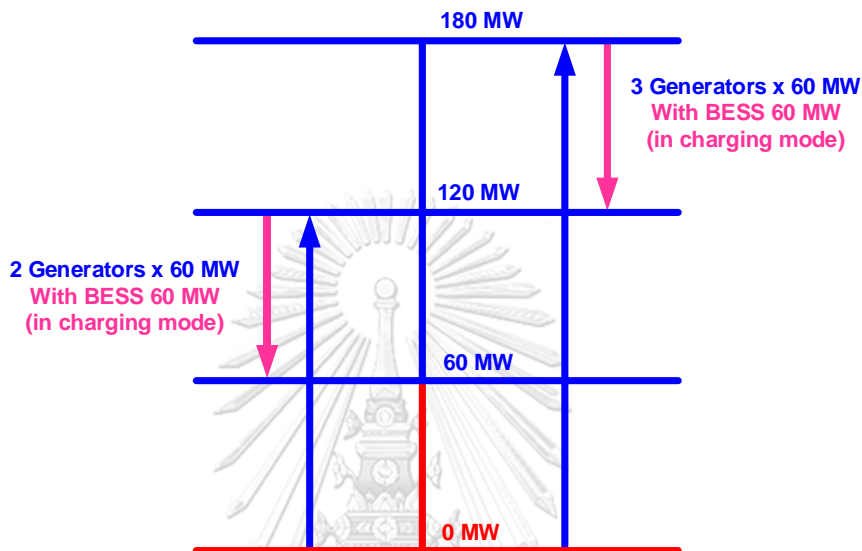


รูปที่ 5.9 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 180 MW

- 8) จากรูปที่ 5.9 พิจารณาสถานะเริ่มต้นการทำงานที่สถานะ 16 เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 180$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 180$ MW ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานจากสถานะ 16 ไปเป็นสถานะ 17 จากนั้นเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 180$ MW และ $AGC^* \geq 180$ MW จึงกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงระหว่างสถานะ 17 และสถานะ 13 เพื่อรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ไม่ให้เปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่ง โดยที่สถานะ 13 มีสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้

$G1$: ON $G2$: ON $G3$: ON $BESS$: Charge

โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 160-180 MW มาจากการจ่ายกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง เครื่องละ 60 MW ร่วมกับการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ดังรูปที่ 5.10

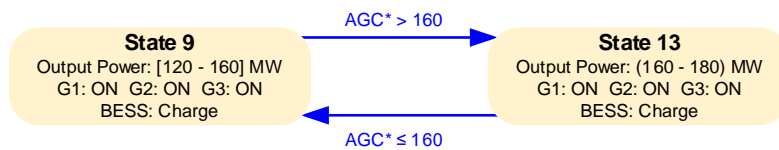


รูปที่ 5.10 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจุ

- 9) จากรูปที่ 5.11 แสดงการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \leq 160$ MW และ $AGC^* > 160$ MW ส่งผลให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อ 160 MW จึงกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ โดยเปลี่ยนจากสถานะ 13 ไปเป็นสถานะ 9 ดังรูปที่ 5.12 เพื่อรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3



รูปที่ 5.11 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบเดิม เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 160 MW



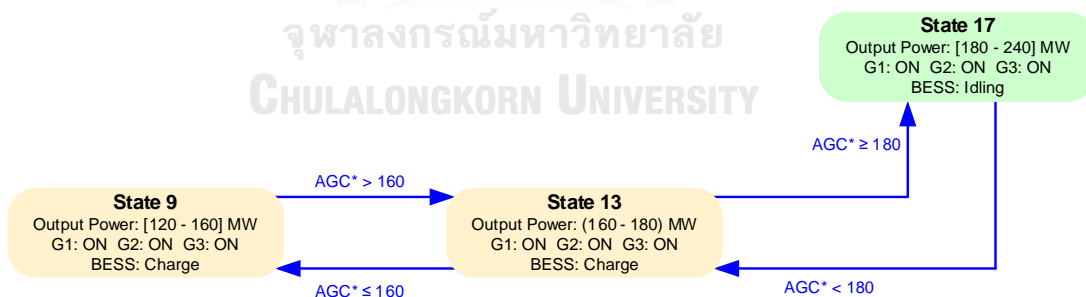
รูปที่ 5.12 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานแบบใหม่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อ 160 MW

10) จากรูปที่ 5.12 จะเห็นว่าสถานะ 9 มีสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้

G1: ON *G2*: ON *G3*: ON *BESS*: Charge

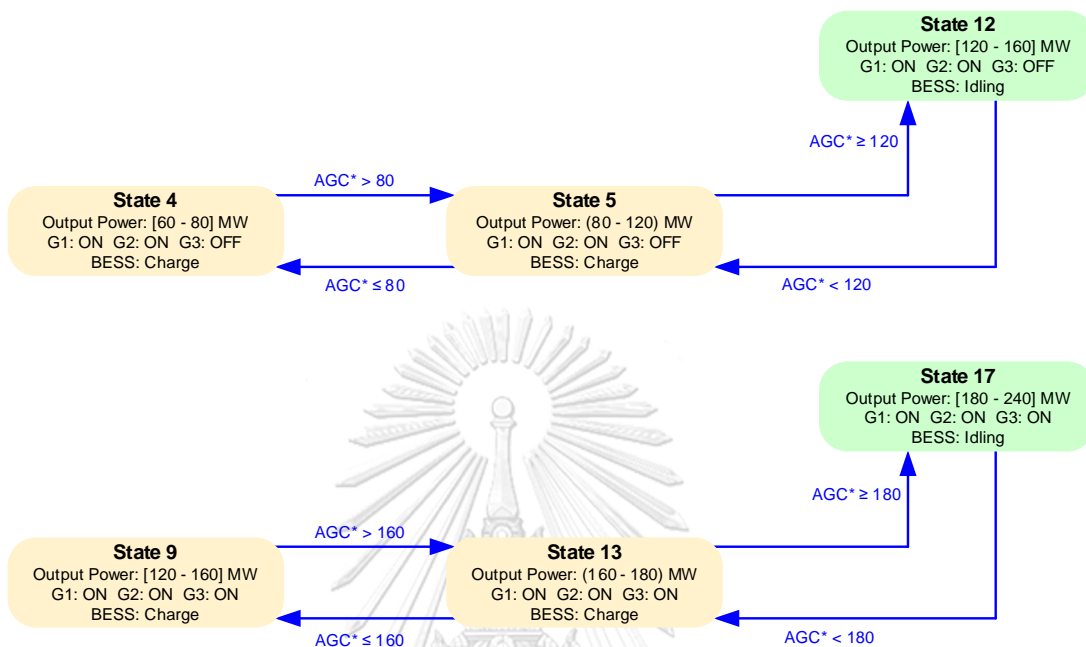
โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 120-160 MW มาจากการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่อง ร่วมกับการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ดังรูปที่ 5.10

11) จากรูปที่ 5.10 ซึ่งให้เห็นว่า การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดอัดประจุร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง ทำให้สามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างต่อเนื่องในช่วง 120-180 MW ส่งผลให้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างรอยต่อ 160 MW และ 180 MW จะสามารถรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังรูปที่ 5.13 โดยที่มีการจ่ายกำลังผลิตได้ตามคำสั่ง



รูปที่ 5.13 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 160 MW และ 180 MW

12) จากที่กล่าวมาข้างต้น จึงสามารถแสดงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW, 120 MW, 160 MW และ 180 MW ดังรูปที่ 5.14

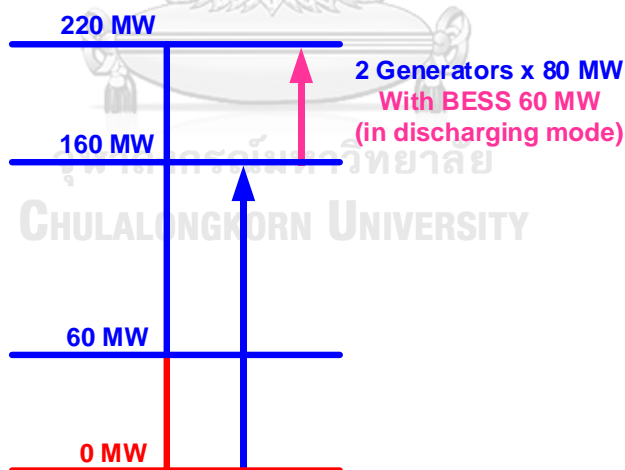


รูปที่ 5.14 การเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงาน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW, 120 MW, 160 MW และ 180 MW

5.1.2 มาตรการที่ 2 การเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต

การเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้แก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจากมาตรการที่ 1 ทำให้สามารถใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดคายประจุร่วมกับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง เพื่อจ่ายกำลังผลิตในช่วง 160-220 MW ดังรูปที่ 5.15 ส่งผลให้สามารถใช้ประโยชน์จากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ช่วยชะลอการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่สาม เมื่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตต่ำกว่า 220 MW ส่งผลให้โอกาสในการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลดลง รวมทั้งทำให้โอกาสในการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลดลงเช่นกัน ดังนั้นจึงได้เปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตเป็นดังนี้

- $60 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 80 \text{ MW}$
- $80 \text{ MW} < AGC^* < 120 \text{ MW}$
- $120 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 160 \text{ MW}$
- $160 \text{ MW} < AGC^* < 220 \text{ MW}$
- $220 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 240 \text{ MW}$



รูปที่ 5.15 ความสามารถในการจ่ายกำลังผลิตจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ทำงานในโหมดคายประจุ

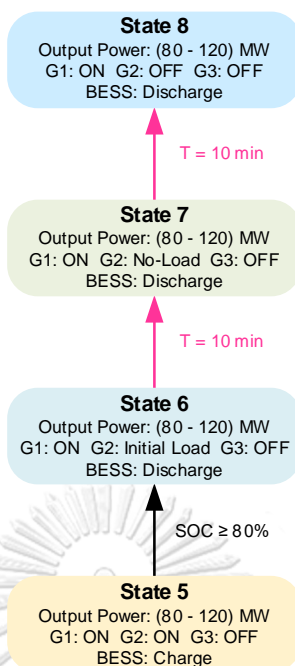
5.1.3 มาตรการที่ 3 การกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load

แม้ว่าการใช้อัลกอริทึมสำหรับการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งจะช่วยแก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องได้ แต่ยังไม่สามารถทำให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีระยะเวลาห่างกันอย่างน้อย 20 นาทีได้ มาตรการนี้จึงกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ก่อนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีเป้าหมายเพื่อทำให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีระยะเวลาห่างกันอย่างน้อย 20 นาที

สำหรับรายละเอียดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load รวมทั้งที่มาของมาตรการที่ 3 มีดังนี้

- 1) ในทางปฏิบัติ การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานะ Initial Load เป็นการทำงานที่อยู่ในขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าและจ่ายกำลังผลิตค่าเริ่มต้นที่ 8 MW
- 2) การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานะ No-Load เป็นการทำงานที่อยู่ในขั้นตอนการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีการขนานเครื่องเข้ากับระบบไฟฟ้าและไม่มีการจ่ายกำลังผลิต ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในขั้นตอนการ Start การทำงานที่สถานะ No-Load เป็นการทำงานเพื่อเตรียมพร้อมก่อนที่จะขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้า และในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในขั้นตอนการ Stop การทำงานที่สถานะ No-Load เป็นการทำงานเพื่อเตรียมพร้อมก่อนที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับรายละเอียดของขั้นตอนการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อธิบายเพิ่มเติมไว้ในภาคผนวก ค ของวิทยานิพนธ์
- 3) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาได้ทำการทดสอบการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการทดสอบ Flexible Power Plant โดยทดสอบการทำงานที่แต่ละสถานะเป็นเวลา 15 นาที ซึ่งสามารถอ้างอิงเวลาจากการทดสอบมาใช้สำหรับกำหนดเวลาในการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ตามมาตรการที่ 3
- 4) ในที่นี้ได้กำหนดสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ดังนี้
 - สถานะ OFF: สถานะหยุดนิ่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

- สถานะ ON: สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-80 MW
 - สถานะ Initial Load: สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการจ่ายกำลังผลิต 8 MW
 - สถานะ No-Load: สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าและไม่มีการจ่ายกำลังผลิต โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการหมุนด้วยความเร็วมากกว่า 90% ของความเร็วพิกัด
 - สถานะ Idling: สถานะที่ไม่มีการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
 - สถานะ Charge: สถานะอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
 - สถานะ Discharge: สถานะคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- 5) กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load เป็นเวลา 10 นาที และสถานะ No-Load เป็นเวลา 10 นาที ก่อนที่จะมีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้เวลา 20 นาที จากรูปที่ 5.16 แสดงการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 (G_2) จากสถานะ ON ไปเป็นสถานะ OFF โดยมีการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load เป็นสถานะคั่นกลาง



รูปที่ 5.16 การทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

- 6) จากรูปที่ 5.16 พิจารณาสถานะเริ่มต้นการทำงานที่สถานะ 5 โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีสถานะการทำงาน ดังนี้

G1: ON **G2:** ON **G3:** OFF **BESS:** Charge

จากนั้นเมื่อ $SOC \geq 80\%$ จะทำให้มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานเพื่อเข้าสู่กระบวนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 โดยเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ 6 ซึ่งมีสถานะการทำงาน ดังนี้

G1: ON **G2:** Initial Load **G3:** OFF **BESS:** Discharge

เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ทำงานที่สถานะ Initial Load ครบ 10 นาที จะเปลี่ยนสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ 7 ซึ่งมีสถานะการทำงาน ดังนี้

G1: ON **G2:** No-Load **G3:** OFF **BESS:** Discharge

เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ทำงานที่สถานะ No-Load ครบ 10 นาที จะเปลี่ยนสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ 8 ซึ่งมีสถานะการทำงาน ดังนี้

G1: ON **G2:** OFF **G3:** OFF **BESS:** Discharge

จะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 จากสถานะ ON ไปเป็นสถานะ OFF ใช้เวลา 20 นาที ทำให้การทำงานที่สถานะ OFF ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 มีระยะเวลาห่างจากการทำงานที่สถานะ OFF ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เป็นเวลา 20 นาที ดังนั้นการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามมาตรการที่ 3 จึงทำให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะมีระยะเวลาห่างกันอย่างน้อย 20 นาที ซึ่งจะสอดคล้องตามเงื่อนไขการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในทางปฏิบัติ

5.1.3.1 การผนวกรวมการทำงานตามมาตรการที่ 1, 2 และ 3

การผนวกรวมการทำงานตามมาตรการที่ 1, 2 และ 3 มีวัตถุประสงค์ เพื่อประยุกต์ใช้การทำงานตามมาตรการที่ 1, 2 และ 3 ร่วมกัน ซึ่งจะทำให้เห็นความเชื่อมโยงของการทำงานในภาพรวมตามมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังรูปที่ 5.17 โดยมีรายละเอียดของการทำงาน ดังนี้

- 1) จากรูปที่ 5.14 ซึ่งแสดงสถานะการทำงานของมาตรการที่ 1 สามารถประยุกต์ใช้สถานะการทำงานตามมาตรการที่ 3 เพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ตามเงื่อนไขดังนี้
 - เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเปลี่ยนจากสถานะ ON ไปเป็นสถานะ Initial Load ก็ต่อเมื่อ $SOC \geq 80\%$ ดังรูปที่ 5.17
 - ในกรณีที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* \geq 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* < 120$ MW ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานจากสถานะ 9 ไปเป็นสถานะ 5 ดังรูปที่ 5.17 ทำให้ต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง เนื่องจากการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 80-120 MW ดังรูปที่ 5.10 ดังนั้นในกรณีนี้จึงทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เข้าสู่กระบวนการหยุดเครื่อง โดยมีการเปลี่ยนแปลงจากสถานะ 9 ไปเป็นสถานะ 24 และสถานะ 25 ตามลำดับ แล้วจึงเปลี่ยนเป็นสถานะ 5 ดังรูปที่ 5.17
- 2) จากรูปที่ 5.17 แสดงให้เห็นการทำงานที่สถานะ 8 จะมีการเปลี่ยนสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ 5 ก็ต่อเมื่อ $SOC \leq 20\%$ เพื่อทำการอัดประจุ ในทำนองเดียวกัน การทำงานที่สถานะ 16 จะมีการเปลี่ยนสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ 13 ก็ต่อเมื่อ $SOC \leq 20\%$

เพื่อทำการอัดประจุ โดยที่การทำงานในโหมดอัดประจุจะนำไปสู่การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อ $SOC \geq 80\%$ ซึ่งต้องมีการทำงานตามมาตรการที่ 3

5.1.3.2 การปรับสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

การปรับสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ มีเป้าหมายเพื่อเตรียมความพร้อมของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ให้มีศักยภาพในการทำงานได้ทั้งในโหมดอัดประจุและโหมดคายประจุ โดยมีรายละเอียดของการทำงาน ดังนี้

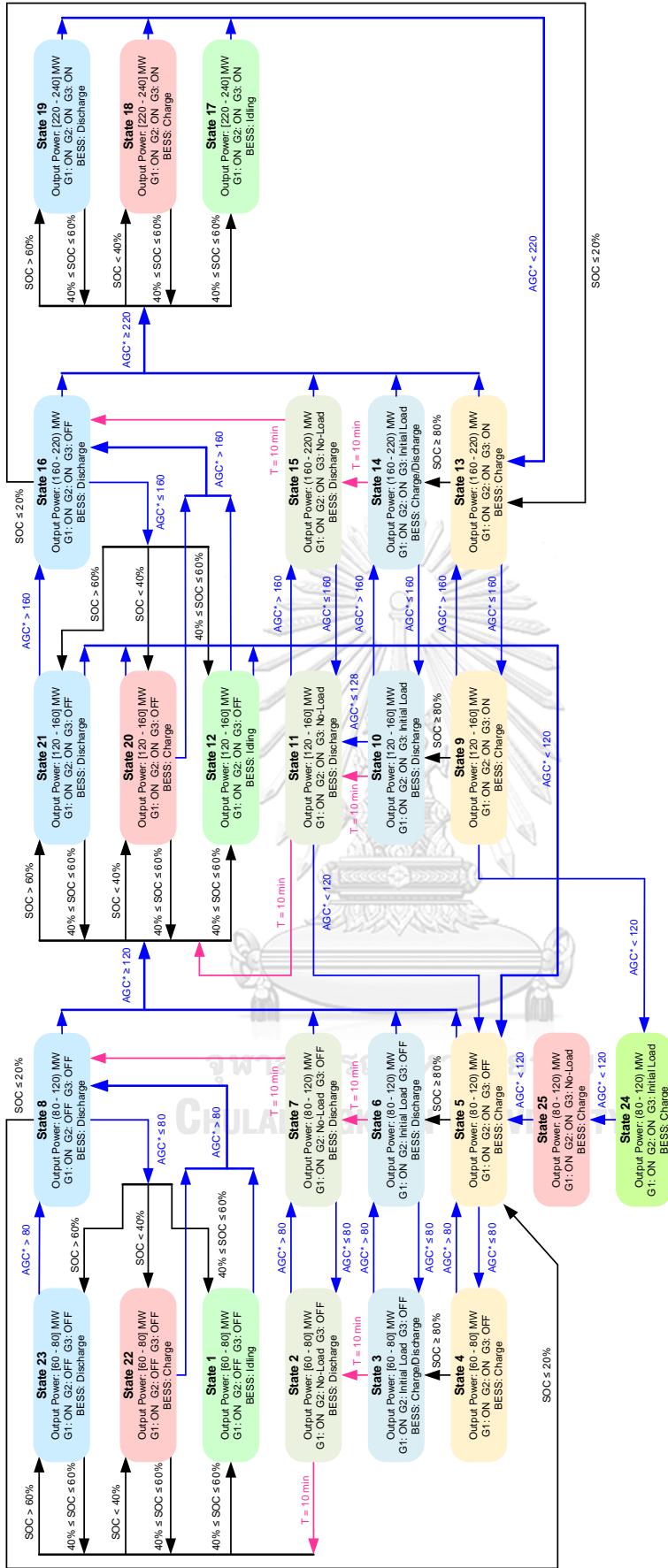
- 1) จากรูปที่ 5.17 แสดงการกำหนดให้โซนคำสั่งที่มีการจ่ายกำลังผลิตมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ได้แก่ โซน $60 \leq AGC^* \leq 80$ MW, $120 \leq AGC^* \leq 160$ MW และ $220 \leq AGC^* \leq 240$ MW ทำการปรับสถานะประจุให้อยู่ระหว่าง 40%-60% เพื่อเตรียมความพร้อมของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยมีสถานะการทำงานของทั้ง 3 โซนคำสั่ง เป็นดังนี้

- กรณี $SOC > 60\%$: กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดคายประจุ ได้แก่ สถานะ 23, สถานะ 21 และสถานะ 19
- กรณี $SOC < 40\%$: กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดอัดประจุ ได้แก่ สถานะ 22, สถานะ 20 และสถานะ 18
- กรณี $40\% \leq SOC \leq 60\%$: กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ไม่มีการทำงาน ได้แก่ สถานะ 1, สถานะ 12 และสถานะ 17

นอกจากนี้ จากรูปที่ 5.17 จะเห็นว่าการกำหนดสถานะการทำงานให้มีความต่อเนื่องและเชื่อมโยงกัน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่งในช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานอยู่ที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load โดยมีรายละเอียดของการทำงาน ดังนี้

- 1) การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* \leq 80$ MW และ $AGC^* > 80$ MW กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load จนครบ 10 นาที ในแต่ละสถานะ ทำให้สามารถเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 3 กับสถานะ 6 และสถานะ 2 กับสถานะ 7
- 2) ในทำนองเดียวกัน การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งระหว่างโซน $AGC^* \leq 160$ MW และ $AGC^* > 160$ MW กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load จนครบ 10 นาที ในแต่ละสถานะ ทำให้สามารถเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานระหว่างสถานะ 10 กับสถานะ 14 และสถานะ 11 กับสถานะ 15

- 3) การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งจากโซน $AGC^* < 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120$ MW กำหนดให้การทำงานมีการเปลี่ยนแปลงจากสถานะ 6 ไปเป็นสถานะ 12 หรือ 20 หรือ 21 และจากสถานะ 7 ไปเป็นสถานะ 12 หรือ 20 หรือ 21 ขึ้นอยู่กับสถานะประจำ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ไม่ครบ 10 นาที อย่างไรก็ตาม การทำงานในลักษณะนี้ถือเป็นข้อดี เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง โดยที่ไม่ต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดจำนวนครั้งของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 4) ในทำนองเดียวกัน การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งจากโซน $AGC^* < 220$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 220$ MW กำหนดให้การทำงานมีการเปลี่ยนแปลงจากสถานะ 14 ไปเป็นสถานะ 17 หรือ 18 หรือ 19 และจากสถานะ 15 ไปเป็นสถานะ 17 หรือ 18 หรือ 19 ขึ้นอยู่กับสถานะประจำ ซึ่งทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ไม่ครบ 10 นาที อย่างไรก็ตาม การทำงานในลักษณะนี้ถือเป็นข้อดีเช่นกัน เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง โดยที่ไม่ต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดจำนวนครั้งของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 5) การเปลี่ยนแปลงของคำสั่งจากโซน $AGC^* \geq 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* < 120$ MW กำหนดให้การทำงานมีการเปลี่ยนแปลงสถานะจากสถานะ 10 ไปเป็นสถานะ 11 เมื่อคำสั่ง $AGC^* \leq 128$ MW จากนั้นเมื่อคำสั่ง $AGC^* < 120$ MW กำหนดให้การทำงานมีการเปลี่ยนแปลงจากสถานะ 11 ไปเป็นสถานะ 5 เพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ OFF ซึ่งจะส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 ทำงานที่สถานะ No-Load ไม่ครบ 10 นาที เพื่อให้เมื่อมีการหยุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 จะมีระยะเวลาห่างจากการหยุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 อย่างน้อย 20 นาที



รูปที่ 5.17 สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามมาตรการที่ 1, 2 และ 3

5.1.4 มาตรการที่ 4 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นวิธีการที่นำมาใช้เพื่อแก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกัน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 120 MW โดยวิธีการนี้มาจากการที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 3 เครื่อง จึงสามารถสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดจำนวนครั้งในการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันอย่างต่อเนื่องได้

ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน อันเนื่องมาจากคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* < 120$ MW และ $AGC^* \geq 120$ MW ทำให้มีการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ติดต่อกันอย่างต่อเนื่อง ดังรูปที่ 5.1 ซึ่งมาตรการที่ 4 ได้กำหนดการทำงานเพื่อแก้ไขปัญหาดังนี้

- 1) การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาได้ทำการจำลองการทำงานตลอด 24 ชั่วโมง ทำให้ต้องมีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างน้อย 1 เครื่องเสมอ ในที่นี้ได้กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 1 ทำงานเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลักและไม่มีการสลับการทำงาน
- 2) กำหนดให้มีการสลับการทำงานระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120$ MW โดยพิจารณาลำดับของการเดินเครื่องจากระยะเวลาการหยุดเครื่องและกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีระยะเวลาการหยุดเครื่องนานกว่า จะเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้เดินเครื่องก่อน สำหรับการสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 5.1 โดยที่อ้างอิงสถานะการทำงานจากรูปที่ 5.17

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 5.1 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 โดยที่อ้างอิงสถานะการทำงานจากรูปที่ 5.17

ระยะเวลาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	สถานะที่มีการสลับบทบาทของ $G2$ ไปเป็น $G3$ และ $G3$ ไปเป็น $G2$
$G2 \text{ OFF} \geq G3 \text{ OFF}$	ไม่มีการสลับการทำงาน
$G3 \text{ OFF} > G2 \text{ OFF}$	5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25

5.1.5 สรุปมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากทั้ง 4 มาตรการที่กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างดงตารางที่ 5.2 เพื่อใช้ในการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

ตารางที่ 5.2 สรุปมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในทางปฏิบัติ

ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	มาตรการสำหรับการแก้ปัญหา
ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกันเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงไปมาระหว่างรอยต่อของโซนคำสั่ง	<p>มาตรการที่ 1</p> <p>การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่</p> <p>มาตรการที่ 2</p> <p>การเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต</p> <p>มาตรการที่ 4</p> <p>การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า</p>
ปัญหาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าห่างกันเป็นระยะเวลาน้อยกว่า 20 นาที	<p>มาตรการที่ 3</p> <p>การกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load</p>

5.2 การปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่สอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ทำให้ต้องมีการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าตามมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีการพิจารณาเงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกำหนดการทำงานตามอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า ดังนี้

5.2.1 เงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าพิจารณาเงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

- พิจารณาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุด
- พิจารณา Ramp Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 40 MW/min

5.2.2 การกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำหน้าที่กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จ่ายกำลังผลิต (คายประจุ) ในช่วงที่มีการเพิ่มกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Up) ในทำนองเดียวกัน กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่รับกำลังผลิต (อัดประจุ) ในช่วงที่มีการลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Down) เพื่อให้การจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถตอบสนองต่อคำสั่งได้ทันที ซึ่งจะส่งผลให้ภาพรวมในการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าดีขึ้น

5.2.3 การควบคุมสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำหน้าที่ควบคุมสถานะประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ให้อยู่ระหว่าง 20%-80% โดยในช่วงที่คำสั่งการควบคุมกำลังผลิตอยู่ในโซนที่มีการจ่ายกำลังผลิตมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว สถานะประจุจะถูกควบคุมให้อยู่ระหว่าง 40%-60% เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทั้งในโหมดอัดประจุและคายประจุ

5.2.4 การกำหนดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า กำหนดให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กำหนดให้มีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW/40 MWh โดยที่มีการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW, 120 MW, 160 MW และ 220 MW ตามแนวทางของมาตรการที่ 1
- 2) กำหนดขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต ตามแนวทางของมาตรการที่ 2 ได้แก่
 - $60 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 80 \text{ MW}$
 - $80 \text{ MW} < AGC^* < 120 \text{ MW}$
 - $120 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 160 \text{ MW}$
 - $160 \text{ MW} < AGC^* < 220 \text{ MW}$
 - $220 \text{ MW} \leq AGC^* \leq 240 \text{ MW}$
- 3) กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ก่อนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามแนวทางของมาตรการที่ 3
- 4) กำหนดให้มีการสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 120 \text{ MW}$ ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120 \text{ MW}$ ตามแนวทางของมาตรการที่ 4

โดยรูปที่ 5.17 แสดงสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ตามอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าภายหลังการปรับปรุงตามแนวทางของมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

5.2.5 การประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำหน้าที่ประสานการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ดังตารางที่ 5.3 เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-240 MW ตามคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต โดยอ้างอิงสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จากรูปที่ 5.17

ตารางที่ 5.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW/40 MWh

Case	Power Command [MW]	Unit Management			BESS Operation		State	
		Generator Unit1 [MW]	Generator Unit2 [MW]	Generator Unit3 [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]		
1	$60 \leq AGC^* \leq 80$	60	OFF	OFF	-	$AGC^* - 60$	23	
		80	OFF	OFF	$80 - AGC^*$	-	22	
		AGC^*	OFF	OFF	Idling	Idling	Idling	1
		60	0	OFF	-	$AGC^* - 60$	$AGC^* - 60$	2
		60	8	OFF	$68 - AGC^*$	-	-	3
		60	8	OFF	-	$AGC^* - 68$	$AGC^* - 68$	3
2	$80 < AGC^* < 120$	60	60	OFF	$120 - AGC^*$	-	4	
		60	OFF	OFF	-	$AGC^* - 60$	$AGC^* - 60$	8
		60	0	OFF	-	$AGC^* - 60$	$AGC^* - 60$	7
		60	8	OFF	-	$AGC^* - 68$	$AGC^* - 68$	6
		60	60	OFF	$120 - AGC^*$	-	-	5
		60	60	0	$120 - AGC^*$	-	-	25
24		60	60	8	$128 - AGC^*$	-	24	
		60	60	8	$128 - AGC^*$	-	24	

ตารางที่ 5.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW/40 MWh (ต่อ)

Case	Power Command [MW]	Unit Management			BESS Operation		State
		Generator Unit1 [MW]	Generator Unit2 [MW]	Generator Unit3 [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]	
3	120 ≤ AGC* ≤ 160	60	60	OFF	-	AGC* - 120	21
		80	80	OFF	160 - AGC*	-	20
		AGC*	AGC*	OFF	Idling	Idling	12
		2	2	0	-	AGC* - 120	11
		60	60	8	-	AGC* - 128	10
		60	60	60	180 - AGC*	-	9
4	160 < AGC* < 220	80	80	OFF	-	AGC* - 160	16
		80	80	0	-	AGC* - 160	15
		80	80	8	168 - AGC*	-	14
		80	80	8	-	AGC* - 168	
		73.334	73.334	73.334	220.002 - AGC*	-	13

ตารางที่ 5.3 อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาด 60 MW/40 MWh (ต่อ)

Case	Power Command [MW]	Unit Management			BESS Operation		State
		Generator Unit1 [MW]	Generator Unit2 [MW]	Generator Unit3 [MW]	Charging Mode [MW]	Discharging Mode [MW]	
5	220 ≤ AGC* ≤ 240	73.334	73.334	73.334	-	AGC* - 220.002	19
		80	80	80	240 - AGC*	-	18
		$\frac{AGC^*}{3}$	$\frac{AGC^*}{3}$	$\frac{AGC^*}{3}$	Idling	Idling	17

บทที่ 6

ผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

เนื้อหาของบทนี้นำเสนอผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ภายหลังจากปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าตามมาตรการที่ได้นำเสนอใน บทที่ 5 เพื่อยืนยันว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานที่สอดคล้องกับเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา รวมทั้งนำเสนอผลการเปรียบเทียบการสนับสนุนกำลังผลิตสำรอง พร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

6.1 การคัดเลือกวันสำหรับนำข้อมูลมาใช้ในการจำลอง

การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาใช้ข้อมูลการเบี่ยงเบนของความเร็ว และคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ส่งให้กับเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ในปี พ.ศ. 2563 ซึ่งเป็นข้อมูลรายวัน ในที่นี้ได้กำหนดหลักเกณฑ์สำหรับการ คัดเลือกข้อมูล เพื่อให้ได้ข้อมูลที่สะท้อนสภาพความเป็นจริงของระบบไฟฟ้า ดังนี้

- 1) แบ่งประเภทของข้อมูลรายวันตามสภาพของระบบไฟฟ้า ออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่
 - วันที่ปกติ คือ วันที่ระบบไฟฟ้าไม่มีเหตุการณ์ความผิดปกติ (Fault) และไม่มี การปลดหรือการนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า
 - วันที่ไม่ปกติ แบ่งออกเป็น 2 ประเภทย่อย ได้แก่ วันที่มีเหตุการณ์ความผิดปกติ เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า และวันที่มีการ ปลดหรือการนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า โดยไม่ส่งผลกระทบต่อความถี่ของ ระบบไฟฟ้า
- 2) ในแต่ละเดือนจะทำการเลือกวันแต่ละประเภท จำนวน 2 วัน โดยเลือกจากวันที่มีความผันผวนของความถี่ราย 6 วินาที ต่ำสุดและสูงสุด ดังนั้นในแต่ละเดือนจึงเลือกใช้ข้อมูลจำนวน 6 วัน แสดงดังตารางที่ 6.1 ซึ่งมีจำนวนวันที่นำข้อมูลมาใช้ในการจำลองทั้งหมด 72 วัน

หมายเหตุ:

- เดือนกุมภาพันธ์ เป็นเดือนที่มีวันที่ปกติเพียงวันเดียว จึงเลือกวันที่ไม่ปกติ เนื่องจากมีการปลดหรือการนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าจำนวน 3 วัน
- เดือนเมษายนและเดือนพฤศจิกายน เป็นเดือนที่มีวันที่ปกติเพียงวันเดียว จึงเลือกวันที่ไม่ปกติ เนื่องจากมีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าจำนวน 3 วัน
- ผลการจำลองทั้ง 72 วัน แสดงใน CD ซึ่งแนบไว้กับเล่มวิทยานิพนธ์

ในบทนี้ได้นำเสนอผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของวันที่ปกติ คือ วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563 และวันที่ไม่ปกติ ซึ่งได้แก่ วันที่ 4 และ 15 เมษายน พ.ศ. 2563 เช่นเดียวกับการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาในบทที่ 4 เพื่อเปรียบเทียบผลการจำลองก่อนและหลังการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ได้แสดงผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนมีนาคม, เดือนเมษายน, เดือนกันยายน และเดือนพฤศจิกายน ไว้ในภาคผนวก ง ของวิทยานิพนธ์ ซึ่งเป็นเดือนที่มีเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต (Generation Loss) สูงสุดในแต่ละไตรมาสและส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า ทำให้มีการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อใช้ในการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 6.1 วันในแต่ละเดือนที่ได้รับการคัดเลือกเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการจำลอง

เดือน	วันที่	ประเภทของวัน			ความถี่ สูงสุด ของวัน [Hz]	ความถี่ ต่ำสุด ของวัน [Hz]	ความผัน ผวนราย 6 วินาที [Hz]
		ปกติ	ไม่ปกติ				
			ส่งผลต่อ ความถี่	ไม่ส่งผลต่อ ความถี่			
มกราคม	4	-	-	/	50.087	49.923	0.134
	12	/	-	-	50.092	49.900	0.114
	22	-	/	-	50.080	49.790	-0.170
	23	-	/	-	50.085	49.960	-0.090
	27	-	-	/	50.088	49.899	-0.062
	29	/	-	-	50.075	49.926	0.064
กุมภาพันธ์	9	-	-	/	50.071	49.931	-0.118
	11	-	/	-	50.064	49.880	-0.148
	12	-	/	-	50.066	49.920	-0.138
	16	-	-	/	50.069	49.981	0.049
	19	/	-	-	50.062	49.931	-0.082
	25	-	-	/	50.065	49.929	0.063
มีนาคม	3	/	-	-	50.089	49.916	-0.132
	4	-	/	-	50.088	49.910	0.120
	7	-	/	-	50.076	49.750	-0.250
	8	-	-	/	50.091	49.911	0.111
	18	-	-	/	50.070	49.911	0.069
	30	/	-	-	50.075	49.913	0.077
เมษายน	4	-	/	-	50.040	49.370	-0.670
	6	/	-	-	50.095	49.928	-0.112
	15	-	-	/	50.068	49.934	0.065
	17	-	-	/	50.085	49.925	-0.093
	24	-	/	-	50.010	49.520	-0.520
	26	-	/	-	50.081	49.820	-0.230

ตารางที่ 6.1 วันในแต่ละเดือนที่ได้รับการคัดเลือกเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการจำลอง (ต่อ)

เดือน	วันที่	ประเภทของวัน			ความถี่ สูงสุด ของวัน [Hz]	ความถี่ ต่ำสุด ของวัน [Hz]	ความผัน ผวนราย 6 วินาที [Hz]
		ปกติ	ไม่ปกติ				
			ส่งผลต่อ ความถี่	ไม่ส่งผลต่อ ความถี่			
พฤษภาคม	4	-	/	-	50.086	49.910	-0.140
	5	/	-	-	50.073	49.922	-0.098
	9	-	/	-	50.073	49.840	-0.120
	10	/	-	-	50.079	49.915	-0.096
	20	-	-	/	50.073	49.926	0.061
	30	-	-	/	50.070	49.929	0.075
มิถุนายน	4	-	-	/	50.079	49.886	0.096
	12	-	-	/	50.078	49.903	-0.054
	13	-	/	-	50.078	49.910	-0.140
	17	/	-	-	50.010	49.914	-0.065
	21	-	/	-	50.090	49.920	-0.130
	26	/	-	-	50.081	49.929	-0.066
กรกฎาคม	1	-	-	/	50.089	49.981	-0.106
	10	/	-	-	50.072	49.919	0.091
	13	-	-	/	50.080	49.986	0.056
	23	/	-	-	50.079	49.927	0.069
	27	-	/	-	50.091	49.880	-0.133
	28	-	/	-	50.081	49.910	-0.130
สิงหาคม	5	/	-	-	50.088	49.928	0.052
	8	-	/	-	50.083	49.830	-0.220
	15	/	-	-	50.083	49.910	-0.061
	19	-	-	/	50.096	49.904	-0.083
	20	-	/	-	50.095	49.650	-0.310
	26	-	-	/	50.084	49.900	0.050

ตารางที่ 6.1 วันในแต่ละเดือนที่ได้รับการคัดเลือกเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการจำลอง (ต่อ)

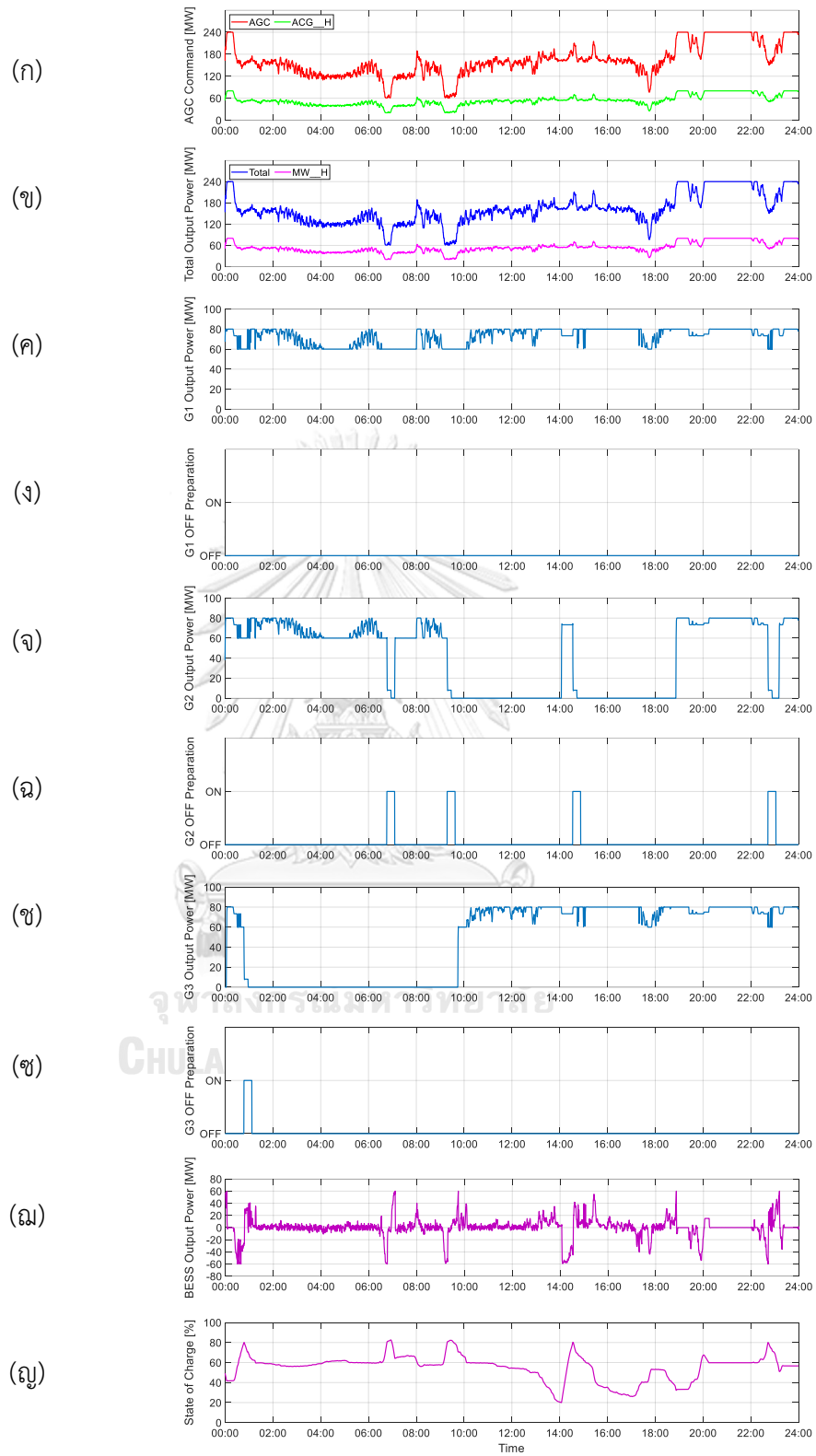
เดือน	วันที่	ประเภทของวัน			ความถี่ สูงสุด ของวัน [Hz]	ความถี่ ต่ำสุด ของวัน [Hz]	ความผัน ผวนราย 6 วินาที [Hz]
		ปกติ	ไม่ปกติ				
			ส่งผลกระทบต่อ ความถี่	ไม่ส่งผลกระทบต่อ ความถี่			
กันยายน	9	-	/	-	50.083	49.790	-0.260
	12	/	-	-	50.076	49.907	0.072
	14	-	-	/	50.093	49.920	0.080
	15	/	-	-	50.079	49.910	0.069
	20	-	/	-	50.084	49.880	-0.150
	25	-	-	/	50.086	49.894	-0.077
ตุลาคม	2	-	-	/	50.085	49.904	0.052
	10	/	-	-	50.089	49.910	0.066
	11	-	-	/	50.092	49.916	-0.090
	12	/	-	-	50.098	49.904	-0.084
	20	-	/	-	50.079	49.900	-0.110
	26	-	/	-	50.083	49.860	-0.130
พฤศจิกายน	4	-	/	-	50.083	49.810	-0.170
	16	-	/	-	50.085	49.960	-0.100
	19	/	-	-	50.078	49.914	0.063
	20	-	/	-	50.076	49.916	-0.085
	21	-	-	/	50.078	49.790	-0.250
	25	-	-	/	50.075	49.916	-0.053
ธันวาคม	10	/	-	-	50.106	49.899	0.072
	12	/	-	-	50.003	49.928	0.058
	20	-	/	-	50.178	49.791	-0.250
	26	-	-	/	50.120	49.919	0.001
	28	-	/	-	50.080	49.891	-0.030
	31	-	-	/	50.135	49.912	-0.097

หมายเหตุ: ข้อมูลที่แสดงเป็นค่าติดลบ หมายถึง ค่าความผันผวนแบบลดลง

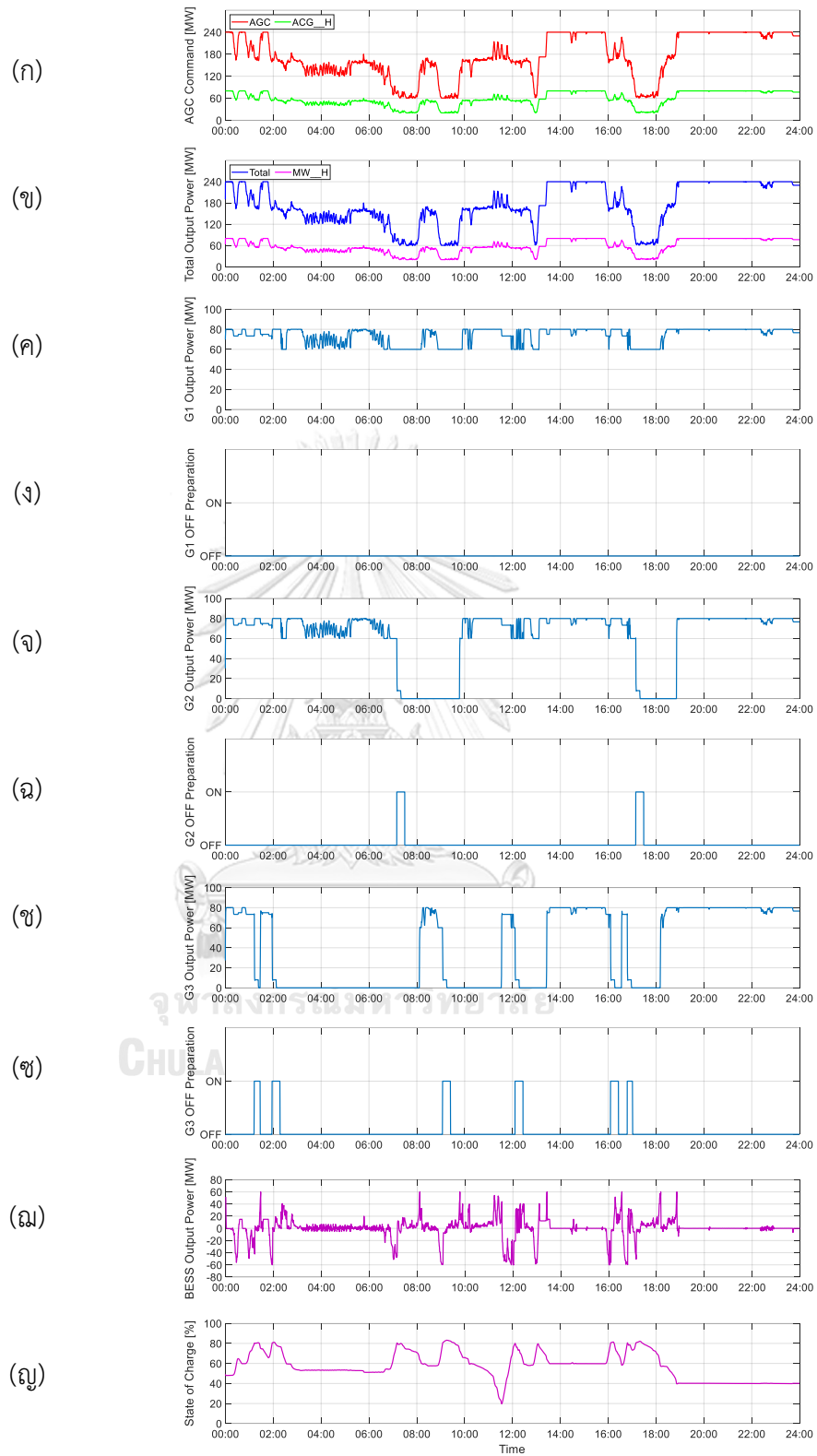
6.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการทำงานในภาพรวมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นถึงการจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-240 MW ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาตามคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต ซึ่งเป็นภาพรวมการทำงานของโรงไฟฟ้าภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยมีผลการจำลองแสดงดังรูปที่ 6.1, รูปที่ 6.2 และรูปที่ 6.3 รวมถึงผลการจำลองในภาคผนวก ง ซึ่งมีประเด็นที่ชี้ให้เห็น ดังนี้

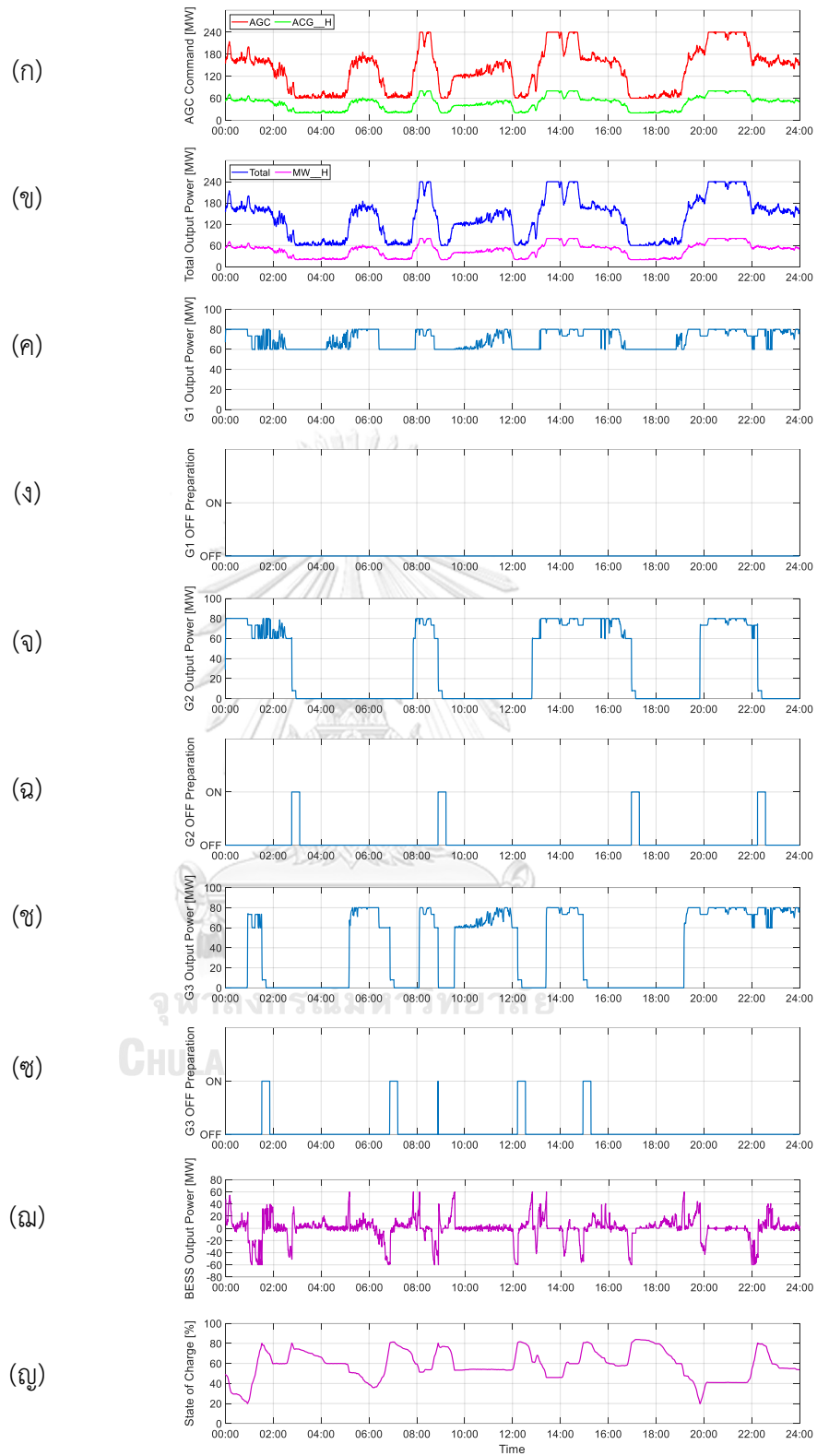
- 1) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิต (*Total Output*) ในช่วง 60-240 MW ได้ตามคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต (*AGC**) ดังตัวอย่างในรูปที่ 6.1, รูปที่ 6.2 และรูปที่ 6.3
- 2) อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วง 20%-80% ดังตัวอย่างในรูปที่ 6.1 (ญ), รูปที่ 6.2 (ญ) และรูปที่ 6.3 (ญ) โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
- 3) จากรูปที่ 6.1, รูปที่ 6.2 และรูปที่ 6.3 ชี้ให้เห็นว่า มาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ภาพรวมการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้างดลงได้อย่างมีนัยยะสำคัญ เมื่อเทียบกับผลการจำลองก่อนการปรับปรุงอัลกอริทึมในรูปที่ 4.8, รูปที่ 4.9 และรูปที่ 4.10 ตามลำดับ



รูปที่ 6.1 ผลการจำลองภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ 6.2 ผลการจำลองภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563



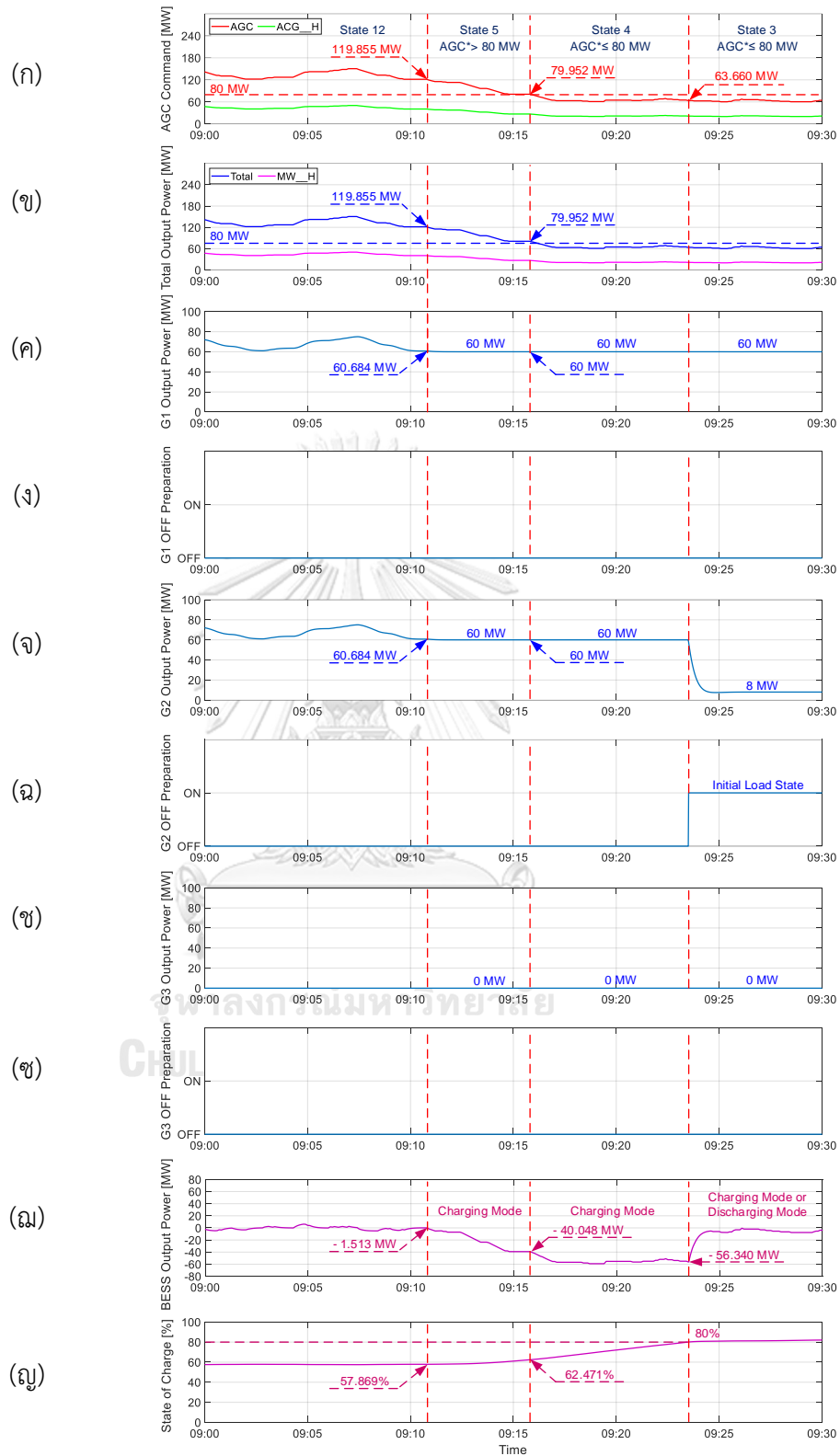
รูปที่ 6.3 ผลการจำลองภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

6.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง เพื่อศึกษาประสิทธิภาพของการเพิ่มขนาดของระบบ กักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จาก 40 MW เป็น 60 MW

6.3.1 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 80 MW

จากการที่อัลกอริทึมสำหรับการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกนำมาใช้ เพื่อแก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน ส่งผลกระทบให้มีการจ่ายกำลังผลิตมากกว่าค่าคำสั่งในช่วงที่คำสั่งต่ำกว่า 80 MW ทำให้มีการเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จาก 40 MW เป็น 60 MW เพื่อกักเก็บกำลังผลิตส่วนเกินและทำให้สามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้ในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจาก โชน $AGC^* > 80$ MW ไปเป็นโชน $AGC^* \leq 80$ MW โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-80 MW ได้ตามค่าคำสั่ง ดังรูปที่ 6.4 ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อกักเก็บกำลังผลิตส่วนเกินจากการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

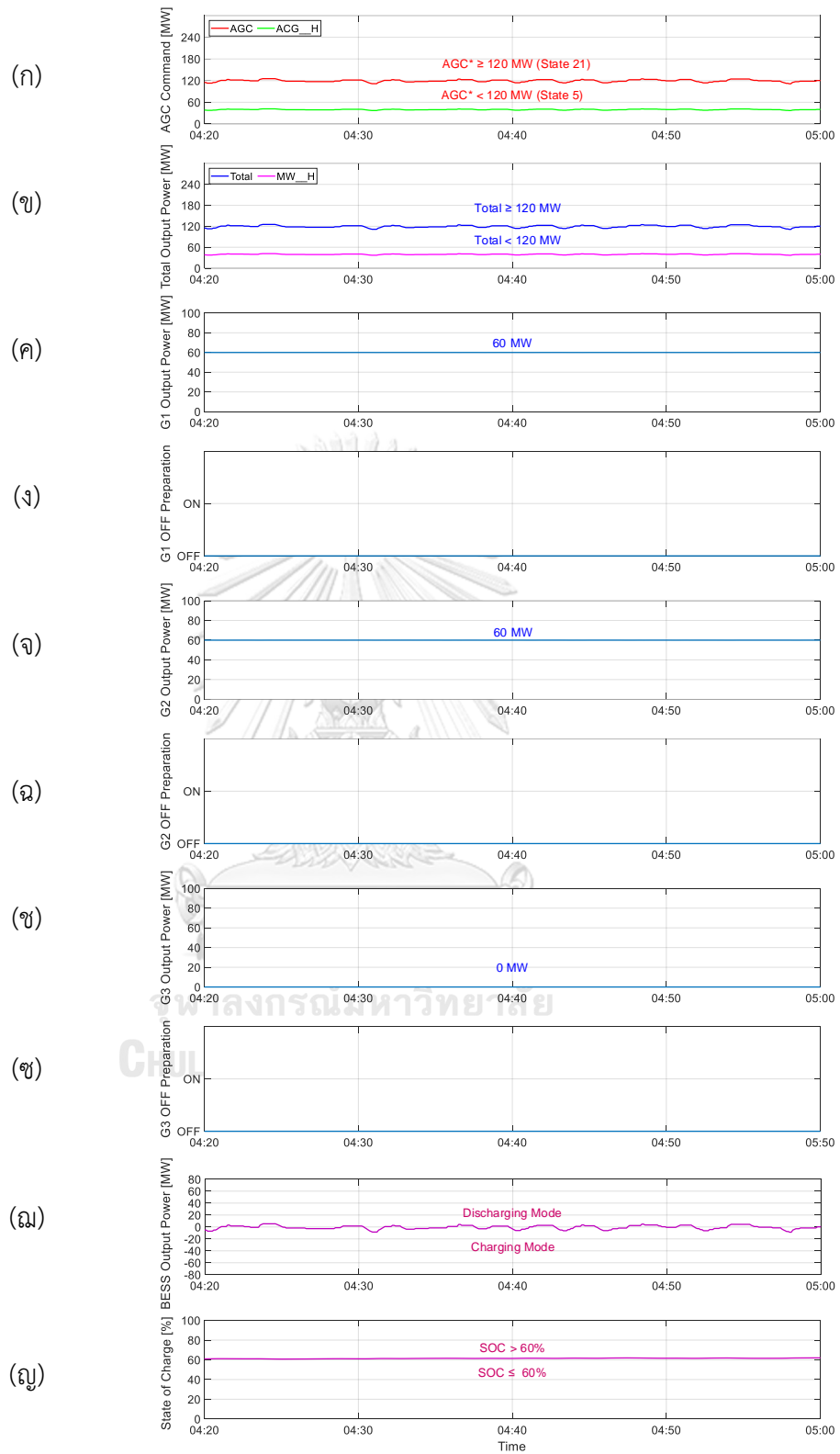


รูปที่ 6.4 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* > 80$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \leq 80$ MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563

6.3.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 120 MW

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้ในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \geq 120$ MW และ $AGC^* < 120$ MW โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง ดังรูปที่ 6.5 ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อกักเก็บกำลังผลิตส่วนเกินจากการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า



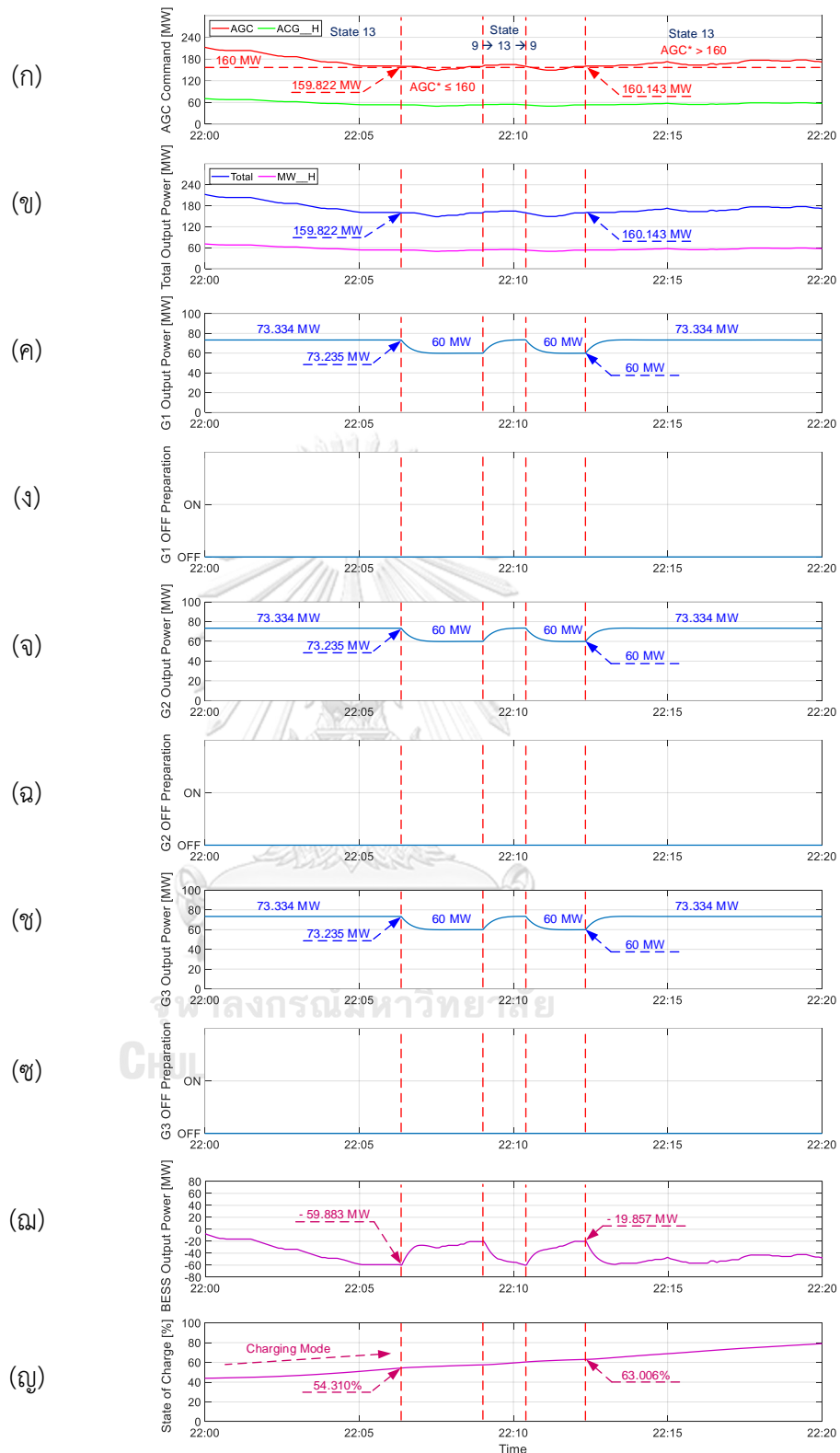


รูปที่ 6.5 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 120 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563

6.3.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 160 MW

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้ในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* > 160$ MW และ $AGC^* \leq 160$ MW โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง ดังรูปที่ 6.6 ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานในโหมดอัตโนมัติของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อกักเก็บกำลังผลิตส่วนเกินจากการรักษาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



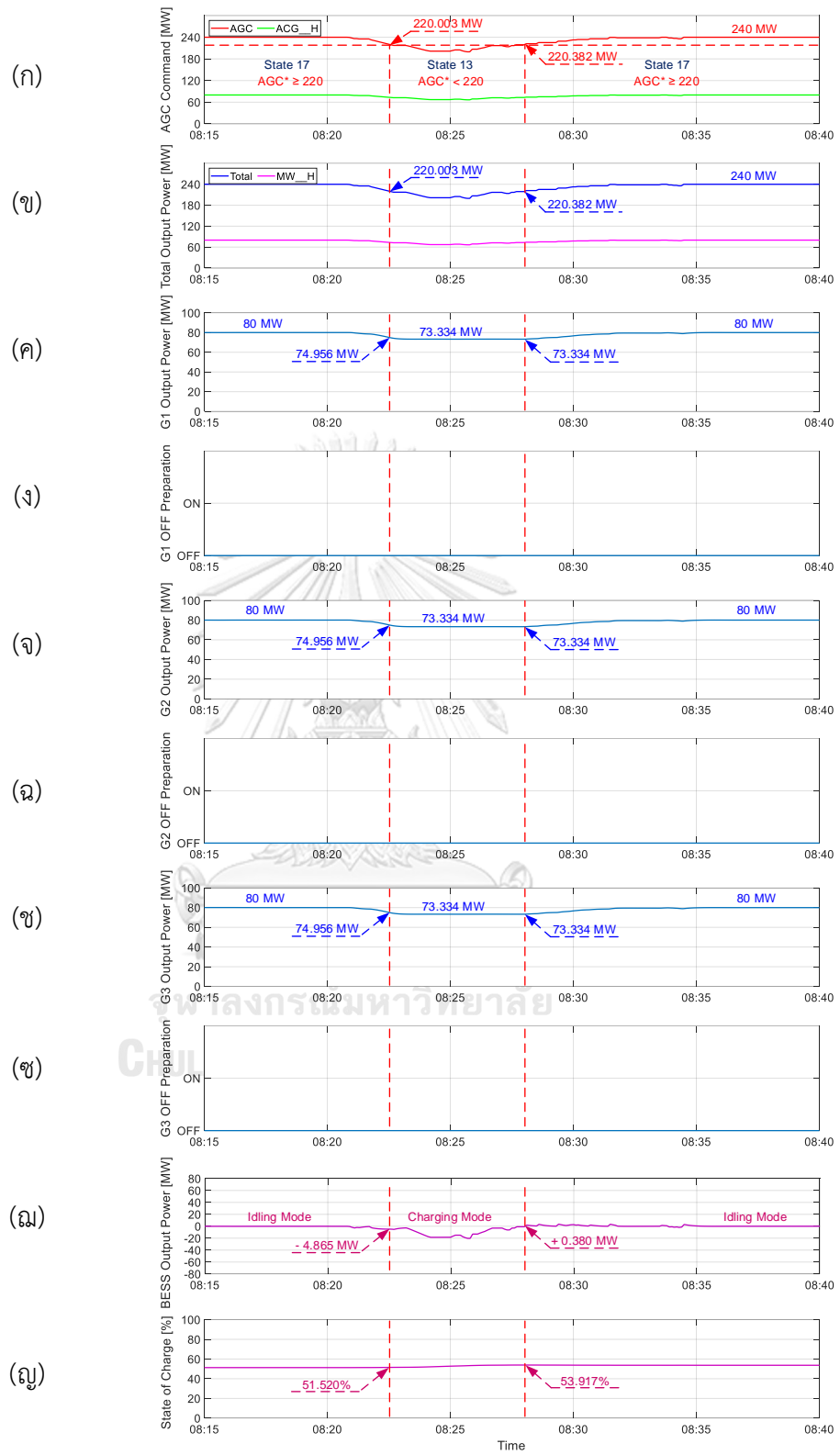


รูปที่ 6.6 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 160 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

6.3.4 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการจ่ายกำลังผลิตในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 220 MW

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า การเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้ในช่วงที่มีการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างโซน $AGC^* \geq 220$ MW และ $AGC^* < 220$ MW โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ตามค่าคำสั่ง ดังรูปที่ 6.7 ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานในโหมดอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อกักเก็บกำลังผลิตส่วนเกินจากการรักษาสถานะการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้า





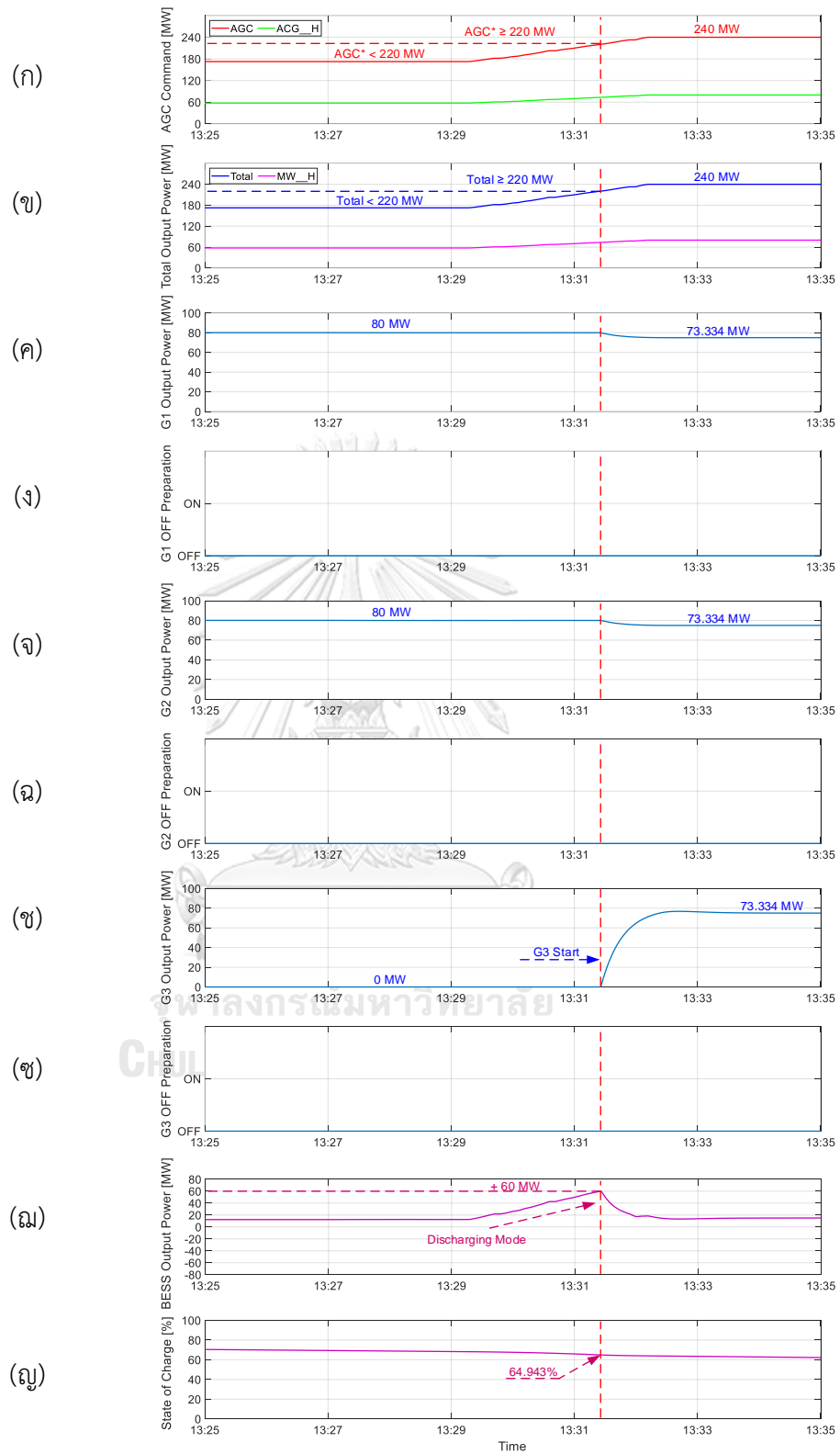
รูปที่ 6.7 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างรอยต่อ 220 MW อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

6.4 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการทำงานตามมาตรการการเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต

จากการเพิ่มขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงขอบเขตของโซนคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต เพื่อใช้ประโยชน์จากการทำงานในโหมดคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ร่วมกับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยชะลอการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่สาม

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า มีการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่สาม เมื่อคำสั่ง $AGC^* \geq 220$ MW ดังรูปที่ 6.8 ซึ่งส่งผลให้มีการชะลอไม่ให้มีการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงที่คำสั่งมีค่าต่ำกว่า 220 MW ทำให้ช่วยลดโอกาสของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า





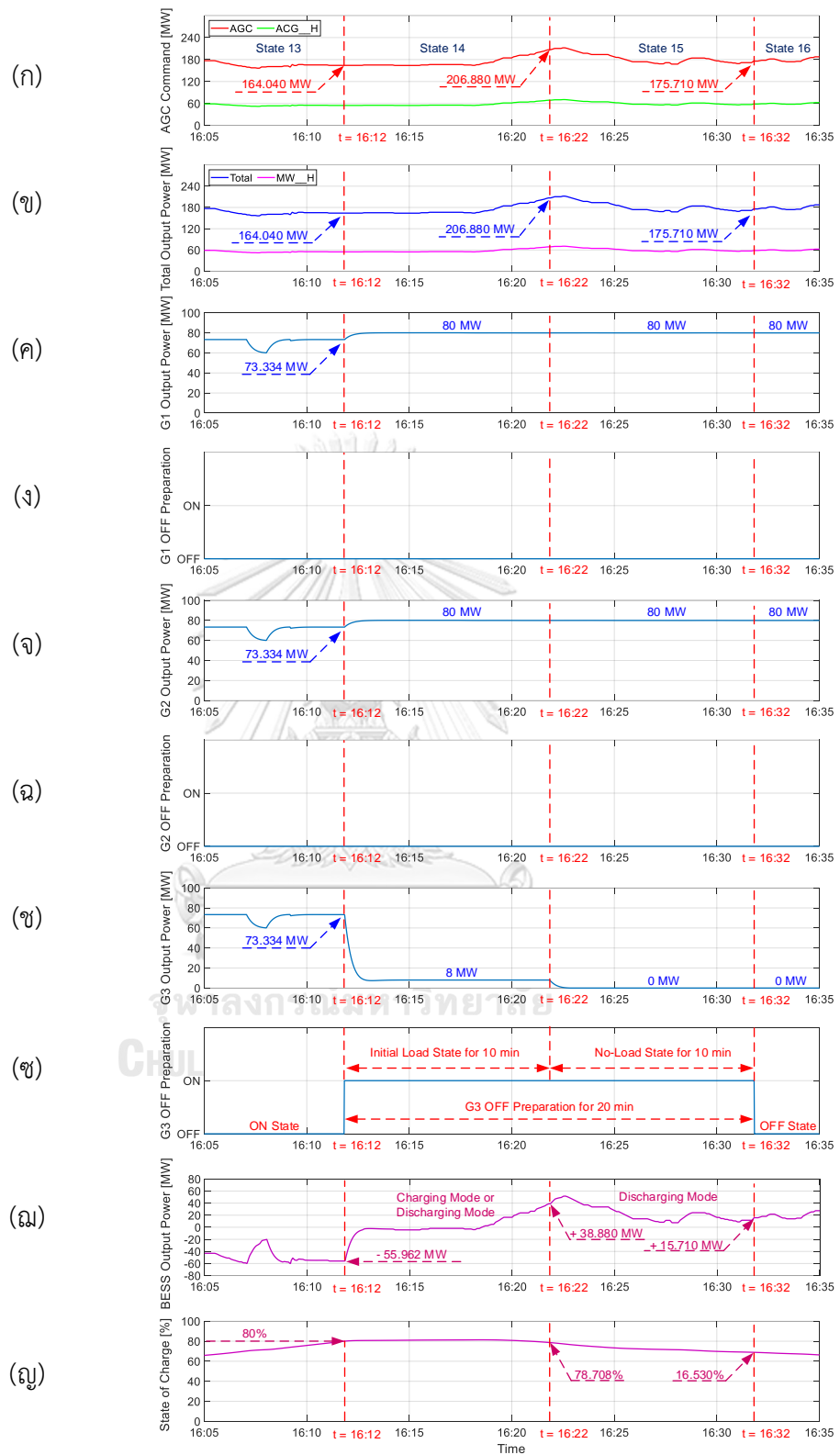
รูปที่ 6.8 การ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่สาม เมื่อคำสั่ง $AGC^* \geq 220 \text{ MW}$ อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563

6.5 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง เพื่อศึกษาประสิทธิผลของการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

6.5.1 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองในกรณีที่มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากปัญหาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีระยะเวลาห่างกันน้อยกว่า 20 นาที และได้มีการนำเสนอมาตรการสำหรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า จากรูปที่ 6.9 ที่เวลา $t = 16:12$ น. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เข้าสู่กระบวนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เนื่องจาก $SOC = 80\%$ โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการทำงานที่สถานะ Initial Load เป็นเวลา 10 นาที และสถานะ No-Load เป็นเวลา 10 นาที ก่อนที่จะมีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา $t = 16:32$ น. ทำให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้เวลา 20 นาที ซึ่งแนวทางนี้จะช่วยให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีระยะเวลาห่างกันอย่างน้อย 20 นาที โดยมีรายละเอียดของผลการจำลอง ดังนี้

- เวลา $t = 16:12$ น.: $AGC^* = 164.04$ MW, $SOC = 80\%$
 $G1 = G2 = G3 = 73.334$ MW, $BESS = - 55.962$ MW
 $Total Output = 164.040$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงจากรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 13 → สถานะ 14
- เวลา $t = 16:22$ น.: $AGC^* = 206.880$ MW, $T = 10$ min (Initial Load State)
 $G1 = G2 = 80$ MW, $G3 = 8$ MW, $BESS = + 38.880$ MW
 $Total Output = 206.880$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงจากรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 14 → สถานะ 15
- เวลา $t = 16:32$ น.: $AGC^* = 175.710$ MW, $T = 10$ min (No-Load State)
 $G1 = G2 = 80$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = + 15.710$ MW
 $Total Output = 175.710$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงจากรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 15 → สถานะ 16



รูปที่ 6.9 การทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563

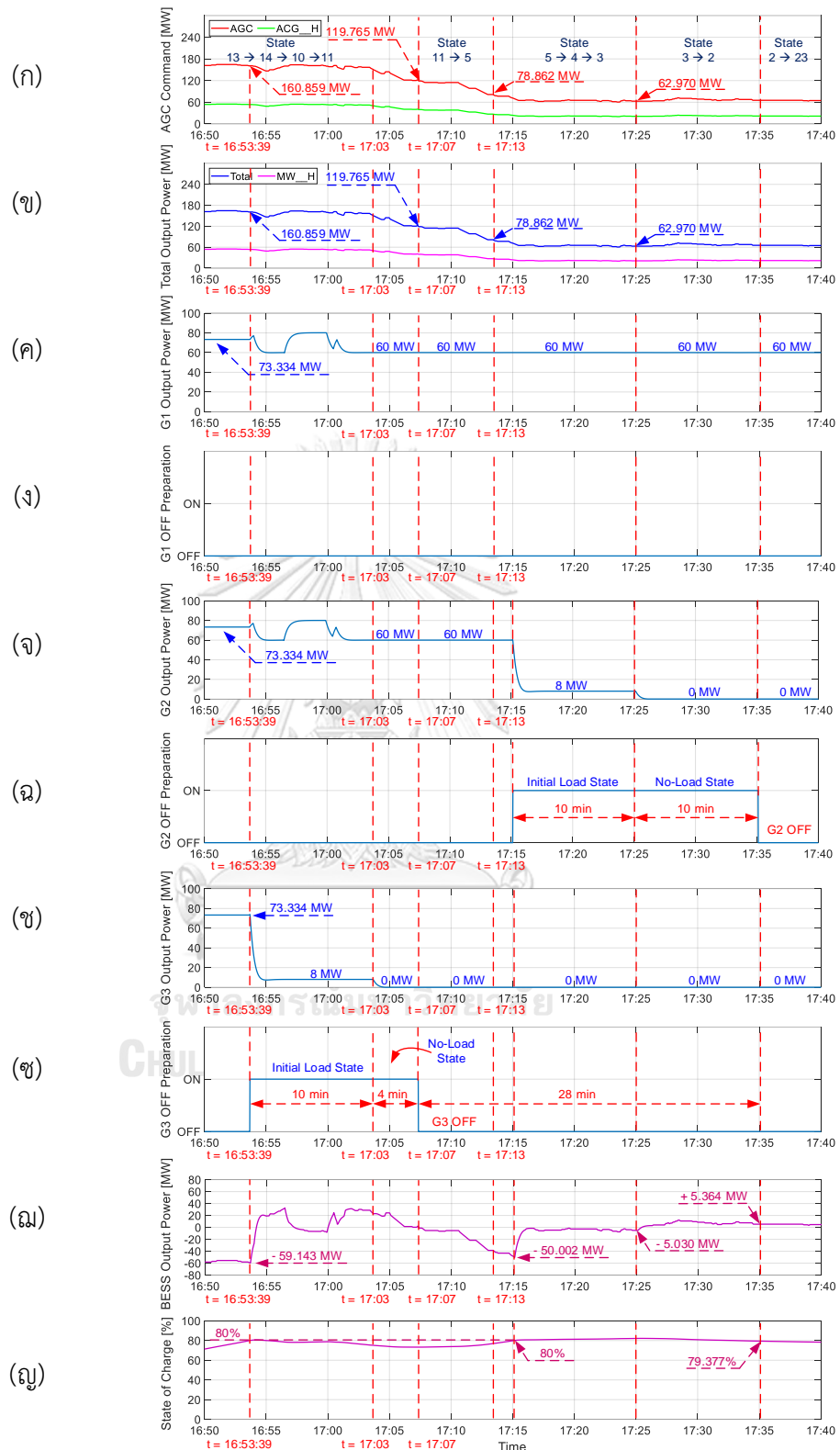
6.5.2 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลอง เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่งมากกว่า 1 โซน

จากการที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่งมากกว่า 1 โซน มีแนวโน้มทำให้เกิดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่องติดต่อกัน ส่งผลให้เกิดปัญหาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าห่างกันน้อยกว่า 20 นาที จึงได้มีการกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ก่อนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า จากรูปที่ 6.10 ที่เวลา $t = 17:07$ น. มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงของคำสั่งจากโซน $AGC^* \geq 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* < 120$ MW ต่อมาที่เวลา $t = 17:35$ น. มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 เนื่องจาก $SOC = 80\%$ โดยที่ก่อนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 มีการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ตามลำดับ จากรูปที่ 6.10 จะเห็นว่าการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 ห่างจากการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 3 เป็นเวลา 28 นาที สอดคล้องตามเงื่อนไขในทางปฏิบัติ ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานที่สถานะ Initial Load และสถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับรายละเอียดของผลการจำลอง เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่งมากกว่า 1 โซน มีดังนี้

- 1) คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่ง 4 โซน ได้แก่
 - ✓ จากโซน $AGC^* > 160$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \leq 160$ MW
 - ✓ จากโซน $AGC^* \geq 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* < 120$ MW
 - ✓ จากโซน $AGC^* > 80$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \leq 80$ MW
- 2) การประสานการทำงานในช่วงที่คำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงเป็นดังนี้
 - เวลา $t = 16:53:39$ น.: $AGC^* = 160.859$ MW, $SOC = 80\%$
 $G1 = G2 = G3 = 73.334$ MW, $BESS = - 59.143$ MW
 $Total Output = 160.859$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 13 \rightarrow สถานะ 14
 - เวลา $t = 16:53:58$ น.: $AGC^* = 159.817$ MW ($AGC^* \leq 160$ MW)
 $G1 = G2 = 77.053$ MW, $G3 = 32.814$ MW, $BESS = - 27.103$ MW
 $Total Output = 159.817$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 14 \rightarrow สถานะ 10

- เวลา $t = 17:03:39$ น.: $AGC^* = 150.809$ MW, $T = 10$ min (Initial Load State)
 $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 8$ MW, $BESS = + 22.809$ MW
Total Output = 150.809 MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 10 → สถานะ 11
- เวลา $t = 17:07:21$ น.: $AGC^* = 119.765$ MW ($AGC^* < 120$ MW)
 $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = - 0.235$ MW
Total Output = 119.765 MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 11 → สถานะ 5
- เวลา $t = 17:13:27$ น.: $AGC^* = 79.862$ MW ($AGC^* \leq 80$ MW)
 $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = - 41.138$ MW
Total Output = 79.862 MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 5 → สถานะ 4
- เวลา $t = 17:15:06$ น.: $AGC^* = 69.998$ MW, $SOC = 80\%$
 $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = - 50.002$ MW
Total Output = 69.998 MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 4 → สถานะ 3
- เวลา $t = 17:25:06$ น.: $AGC^* = 62.970$ MW, $T = 10$ min (Initial Load State)
 $G1 = 60$ MW, $G2 = 8$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = - 5.030$ MW
Total Output = 62.970 MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 3 → สถานะ 2
- เวลา $t = 17:35:06$ น.: $AGC^* = 65.370$ MW, $T = 10$ min (No-Load State)
 $G1 = 60$ MW, $G2 = G3 = 0$ MW, $BESS = + 5.370$ MW, $SOC = 79.377\%$
Total Output = 65.370 MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 2 → สถานะ 23



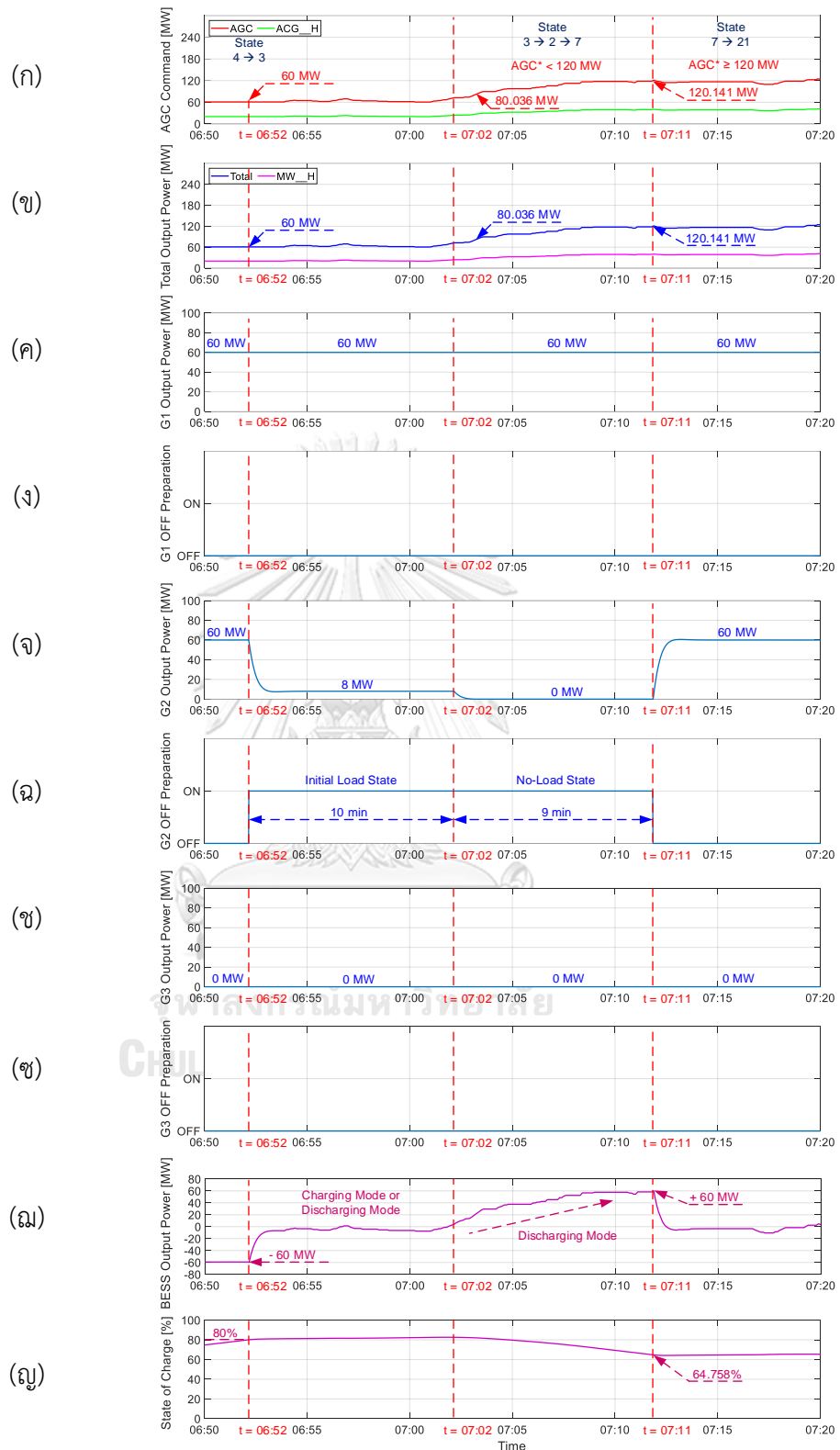
รูปที่ 6.10 การทำงานเมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงข้ามโซนคำสั่งมากกว่า 1 โซน อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563

6.5.3 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการทำงานที่สถานะ No-Load เพื่อช่วยลดจำนวนครั้งของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การทำงานที่สถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก่อนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยลดจำนวนครั้งของการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อดีของการมีสถานะ No-Load คั่นไว้ก่อนที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนสถานะการทำงานจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ ON โดยที่ไม่มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังรูปที่ 6.11

ผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า ที่เวลา $t = 07:11$ น. เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120$ MW ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 มีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ ON ได้อย่างต่อเนื่องและไม่มีการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดของผลการจำลอง ดังนี้

- เวลา $t = 06:52$ น.: $AGC^* = 60$ MW, $SOC = 80\%$
 $G1 = G2 = 60$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = - 60$ MW
 $Total Output = 60$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 4 \rightarrow สถานะ 3
- เวลา $t = 07:02$ น.: $AGC^* = 72.005$ MW, $T = 10$ min (Initial Load State)
 $G1 = 60$ MW, $G2 = 8$ MW, $G3 = 0$ MW, $BESS = + 4.005$ MW
 $Total Output = 72.005$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 3 \rightarrow สถานะ 2
- เวลา $t = 07:03$ น.: $AGC^* = 80.036$ MW ($AGC^* > 80$ MW)
 $G1 = 60$ MW, $G2 = G3 = 0$ MW, $BESS = + 20.036$ MW
 $Total Output = 80.036$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 2 \rightarrow สถานะ 7
- เวลา $t = 07:11$ น.: $AGC^* = 120.141$ MW ($AGC^* \geq 120$ MW)
 $G1 = 60$ MW, $G2 = G3 = 0$ MW, $BESS = + 60$ MW, $SOC = 64.758\%$
 $Total Output = 120$ MW
 โดยมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานอ้างอิงตามรูปที่ 5.17 เป็นดังนี้
 สถานะ 7 \rightarrow สถานะ 21

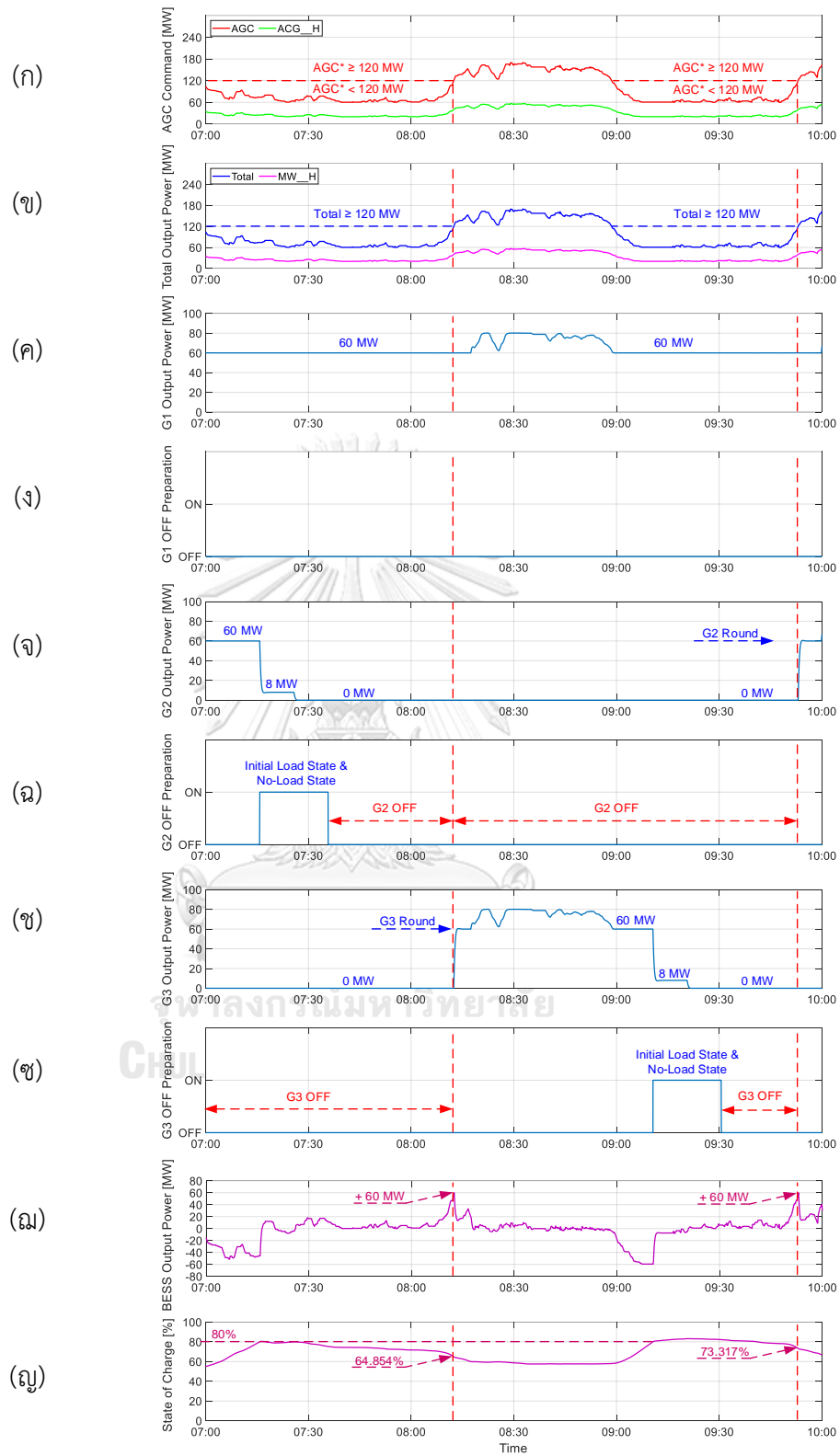


รูปที่ 6.11 การทำงานที่สถานะ No-Load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563

6.6 ผลการจำลองและวิเคราะห์ผลการจำลองการสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นมาตรการที่ใช้เพื่อแก้ปัญหาการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกัน เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120$ MW ซึ่งผลการจำลองในหัวข้อนี้ ชี้ให้เห็นว่า มีการสลับการทำงานระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 เมื่อคำสั่งมีการเปลี่ยนแปลงจากโซน $AGC^* < 120$ MW ไปเป็นโซน $AGC^* \geq 120$ MW ดังรูปที่ 6.12 ซึ่งช่วยลดการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดต่อกันภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกันได้จริง





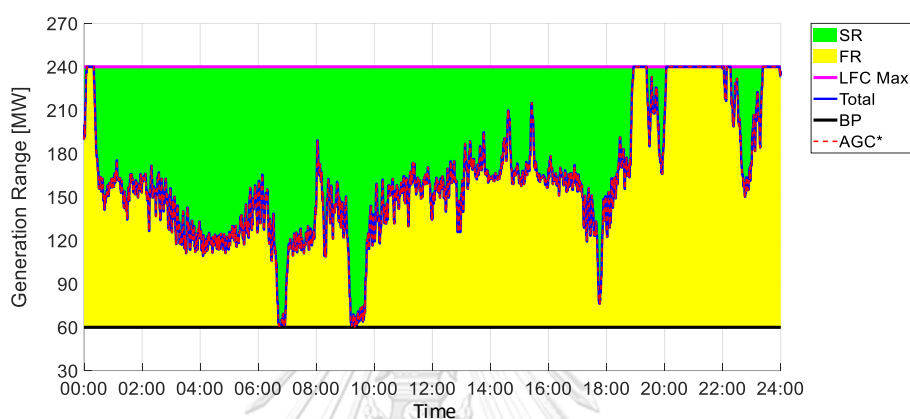
รูปที่ 6.12 การสลับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องที่ 2 และ 3 อ้างอิงจากผลการจำลองของวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563

6.7 ผลการเปรียบเทียบการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

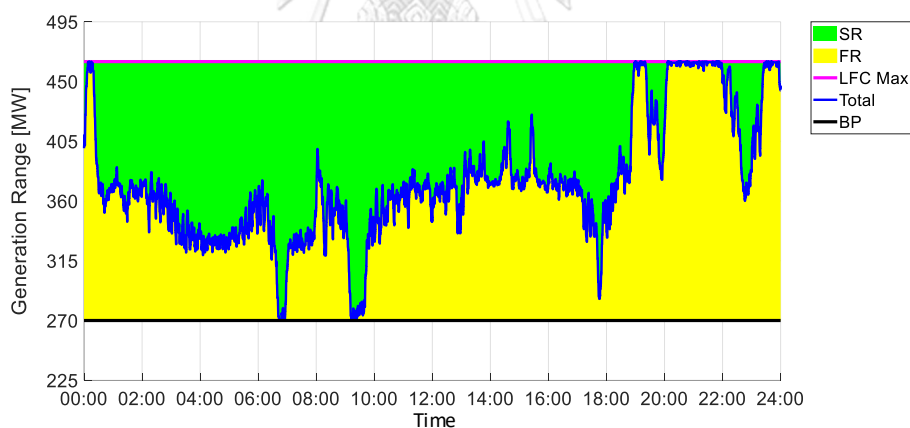
จากผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถเปรียบเทียบการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมได้ดังรูปที่ 6.13, รูปที่ 6.14 และรูปที่ 6.15 รวมถึงผลการจำลองในภาคผนวก ง ซึ่งมีประเด็นที่ชี้ให้เห็น ดังนี้

- 1) จากรูปที่ 6.13 (ก), รูปที่ 6.14 (ก) และรูปที่ 6.15 (ก) เป็นตัวอย่างที่ชี้ให้เห็นว่า อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าตามตารางที่ 5.3 ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้ตามคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตแสดงดังกราฟเส้นทึบสีน้ำเงิน (*Total Output*) และกราฟเส้นประสีแดง (*AGC**)
- 2) ขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออยู่ในแต่ละช่วงเวลา (*SR*) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา แสดงดังพื้นที่แรเงาสีเขียวในรูปที่ 6.13 (ก), รูปที่ 6.14 (ก) และรูปที่ 6.15 (ก) มีขนาดใกล้เคียงกับพื้นที่แรเงาสีเขียวในรูปที่ 6.13 (ข), รูปที่ 6.14 (ข) และรูปที่ 6.15 (ข) ซึ่งเป็นขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่เหลืออยู่ในแต่ละช่วงเวลา (*SR*) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม
- 3) ในทำนองเดียวกัน การสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (*FR*) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา แสดงดังพื้นที่แรเงาสีเหลืองในรูปที่ 6.13 (ก), รูปที่ 6.14 (ก) และรูปที่ 6.15 (ก) มีขนาดใกล้เคียงกับพื้นที่แรเงาสีเหลืองในรูปที่ 6.13 (ข), รูปที่ 6.14 (ข) และรูปที่ 6.15 (ข) ซึ่งเป็นการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (*FR*) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม
- 4) จากรูปที่ 6.13, รูปที่ 6.14 และรูปที่ 6.15 รวมถึงผลการจำลองในภาคผนวก ง ชี้ให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ทั้งในมิติของขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและมิติของความสามารถในการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต ซึ่งสอดคล้องกับผลการจำลองก่อนการปรับปรุงอัลกอริทึมในหัวข้อที่ 4.2.4 จึงทำให้ยืนยันได้ว่าศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมได้

- 5) จากรูปที่ 6.13 (ก), รูปที่ 6.14 (ก) และรูปที่ 6.15 (ก) เป็นตัวอย่างที่ชี้ให้เห็นว่า มีการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าตลอดเวลาทั้งในวันที่ปกติและวันที่ไม่ปกติ โดยที่การสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจะมีความแตกต่างกันที่ขนาดของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายที่ถูกใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งขึ้นอยู่กับสภาพของระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้น

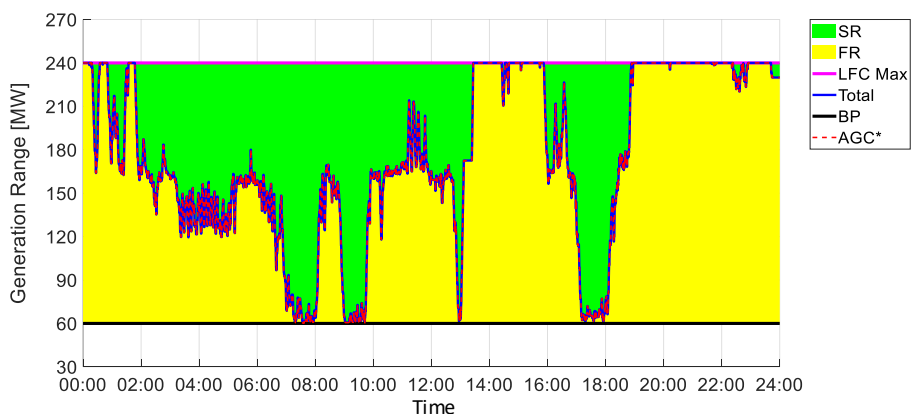


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

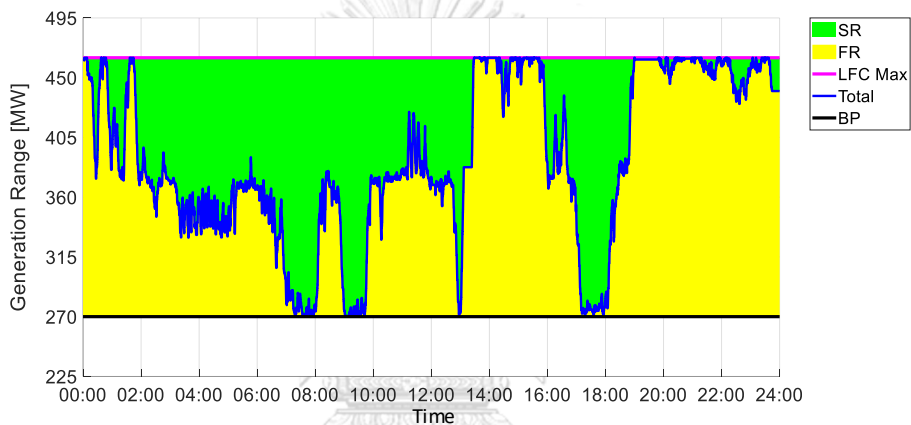


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ 6.13 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ภายหลังจากการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563

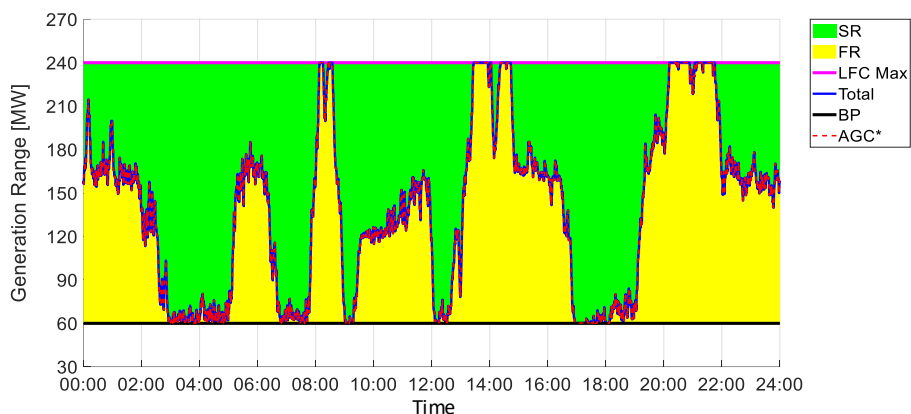


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

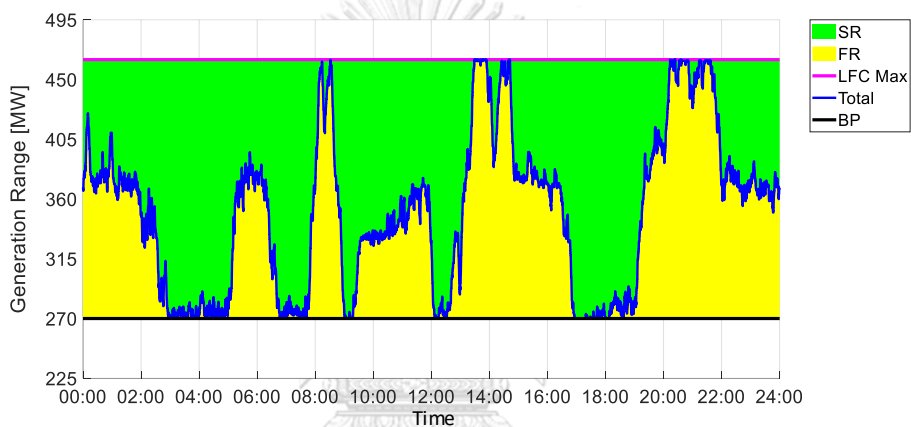


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ 6.14 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ภายหลังจากการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563



(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ 6.15 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ภายหลังจากการปรับปรุงอัลกอริทึม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563

6.8 ผลสรุปการจำลอง

6.8.1 การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

จากผลการจำลอง ยืนยันได้ว่า การปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า ตามมาตรการสำหรับการแก้ปัญหาการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้การ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลดลงได้อย่างมีนัยยะสำคัญและทำให้การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าห่างกันเป็นเวลาอย่างน้อย 20 นาที ซึ่งสอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยที่อัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา สามารถจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-240 MW ตามคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต ซึ่งมาจากการประสานการทำงานร่วมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ รวมถึงสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

6.8.2 การสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

จากผลการจำลอง ยืนยันได้ว่า โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม ทั้งในมิติของขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและมิติของความสามารถในการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิต ซึ่งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำหน้าที่สนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอมได้

บทที่ 7

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

7.1 บทสรุป

การเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ทำให้ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีความยืดหยุ่นเพิ่มขึ้น กฟผ. จึงมีเป้าหมายในการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า โดยการเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งการใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าหลักในการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายเป็นสิ่งที่ควรหลีกเลี่ยง เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องทำงานต่ำกว่าพิกัด ทำให้ประสิทธิภาพการทำงานต่ำและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในขณะที่การเพิ่มกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นสิ่งที่ทำได้ยาก เนื่องจากข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการขาดการบริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีหลายเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำอย่างบูรณาการร่วมกัน จากที่กล่าวมาข้างต้น ประเด็นปัญหาสำคัญของระบบไฟฟ้าที่วิทยานิพนธ์นี้พิจารณาหาแนวทางแก้ไข คือ

- 1) การเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปริมาณสูง โดยการเพิ่มปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย
- 2) การเพิ่มปริมาณกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อลดการพึ่งพากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
- 3) การแก้ปัญหาข้อจำกัดจากการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำอันเนื่องมาจากข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 4) การบริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อขยายย่านการผลิตไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุด

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอวิธีการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระ ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และนำเสนอแนวทางการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าได้

เพิ่มมากขึ้นกว่าการทำงานแบบเดิม โดยใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเป็นกรณีศึกษา ซึ่งแบ่งวิธีการนำเสนอออกเป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่

- 1) นำเสนอแนวคิดหลักของงานวิทยานิพนธ์ในการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- 2) การจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อยืนยันความเป็นไปได้ของแนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
- 3) การปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า เพื่อให้การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสอดคล้องตามเงื่อนไขและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

จากผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ซึ่งให้เห็นว่า

- 1) แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถจ่ายกำลังผลิตได้ในช่วง 60-240 MW ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแนวปฏิบัติของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานอย่างอิสระต่อกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยที่มีการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ นอกจากนี้การกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทำงานในโหมดคายประจุและอัดประจุในช่วงที่มีการเพิ่มและลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp Up/Ramp Down) ทำให้ภาพรวมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภามีการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตได้ดีขึ้น ซึ่งจะส่งผลให้การรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้าทำได้ดีขึ้นเช่นกัน
- 2) แนวทางการกำหนดขนาดของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่มีขนาดเล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้สำหรับการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า ทำให้การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถเลือกโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ให้ทำงานในโหมดอัดประจุหรือโหมดคายประจุได้ในทุกค่าการจ่ายกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับสถานะประจุ เพื่อรักษาสถานะประจุให้อยู่ในช่วงที่กำหนด โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา
- 3) การทำงานในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาทำให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถกำหนดจุดทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

เพื่อกำหนดขนาดของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้สูงสุด 180 MW มากกว่าการทำงานในปัจจุบัน 3 เท่า

- 4) โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายทั้งในมิติของขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและมีมิติของความสามารถในการตอบสนองต่อคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตได้เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขอม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดใหญ่ ทำให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสามารถใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายแทนที่การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขอมได้

จากผลการจำลองจึงยืนยันได้ว่า แนวคิดการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถแก้ปัญหาที่สำคัญของระบบไฟฟ้าได้ดังนี้

- 1) ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระ ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 2) ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายได้เพิ่มมากขึ้นกว่าการทำงานแบบเดิมและเทียบเท่ากับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมได้
- 3) ทำให้ความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เนื่องจากกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้น ซึ่งจะสามารถรองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ในปริมาณสูง

7.2 ข้อเสนอแนะ

งานวิจัยในภายหน้าสามารถใช้บริการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ กับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำประเภทเดียวกันกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยที่สามารถใช้วิธีการประสานการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถจ่ายกำลังผลิตได้อย่างอิสระ ภายใต้เงื่อนไขกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ในส่วนของเงื่อนไขการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในทางปฏิบัติ จำเป็นต้องพิจารณาตามเงื่อนไขการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแต่ละที่ ซึ่งจะมีความแตกต่างกัน นอกจากนี้ การบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำบูรณาการร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถนำไปใช้กับโรงไฟฟ้าพลังน้ำประเภทต่าง ๆ เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ, โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี รวมถึงสามารถนำไปใช้ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน





ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ก

เนื้อหาของภาคผนวก ก นำเสนอข้อมูลลักษณะเขื่อนและอ่างเก็บน้ำ ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลกังหันน้ำ ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และข้อมูลสายส่ง

ก.1 ข้อมูลลักษณะเขื่อนและอ่างเก็บน้ำ

ลักษณะเขื่อน	เขื่อนหินทิ้งแกนดินเหนียว
ระดับความสูงของสันเขื่อนหลัก (Main Dam)	100.00 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง (ม.รทก.)
ความยาวสันเขื่อนหลัก (Main Dam)	761 เมตร
ระดับน้ำปกติสูงสุด (Maximum Normal Water Level)	95 ม.รทก
ระดับน้ำปกติต่ำสุด (Minimum Normal Water Level)	62 ม.รทก
พื้นที่อ่างเก็บน้ำที่ระดับน้ำปกติสูงสุด 95 ม.รทก	185.3 ตารางกิโลเมตร
ปริมาณน้ำกักเก็บที่ระดับน้ำปกติสูงสุด 95 ม.รทก.	5638.8 ล้านลูกบาศก์เมตร
ปริมาณน้ำกักเก็บที่ระดับน้ำปกติต่ำสุด 62 ม.รทก.	1351.5 ล้านลูกบาศก์เมตร

ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	3 เครื่อง
ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Umbrella Type)
ชนิดของโรเตอร์	โรเตอร์แบบขั้วยื่น
จำนวนขั้ว	34 ขั้ว
กำลังผลิตติดตั้ง	เครื่องละ 89 MVA
ตัวประกอบกำลัง (Power Factor)	0.9 (Lagging)
พิกัดแรงดัน	13.8 kV
พิกัดกระแส	3,724 A
ความเร็วรอบตามพิกัด	176.5 รอบต่อนาที
ความถี่	50 Hz
บริษัทผู้ผลิต	Toshiba Corporation ประเทศญี่ปุ่น

ก.3 ข้อมูลกังหันน้ำ

จำนวนกังหันน้ำ	3 กังหัน
ชนิดของกังหันน้ำ	กังหันน้ำแบบฟรานซิส แกนตั้ง
กำลังผลิตสูงสุดที่ความสูงหัวน้ำ (Net Head) 83.5 เมตร	เครื่องละ 92 MW
กำลังผลิตตามพิกัดที่ความสูงหัวน้ำ (Net Head) 69 เมตร	เครื่องละ 80 MW
กำลังผลิตต่ำสุดที่ความสูงหัวน้ำ (Net Head) 45.5 เมตร	เครื่องละ 42.5 MW
ความเร็วรอบตามพิกัด	176.5 รอบต่อนาที
บริษัทผู้ผลิต	Fuji Electric Company Limited ประเทศญี่ปุ่น

ก.4 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

ชนิดของหม้อแปลง	หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 3 เฟส
จำนวน	3 หม้อแปลง
ขนาดพิกัด	หม้อแปลงละ 102.5 MVA
พิกัดแรงดัน	13.8/230 kV

ก.5 ข้อมูลสายส่ง

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา โดยที่สถานีไฟฟ้าเชื่อมต่อกับสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าต่าง ๆ ดังนี้

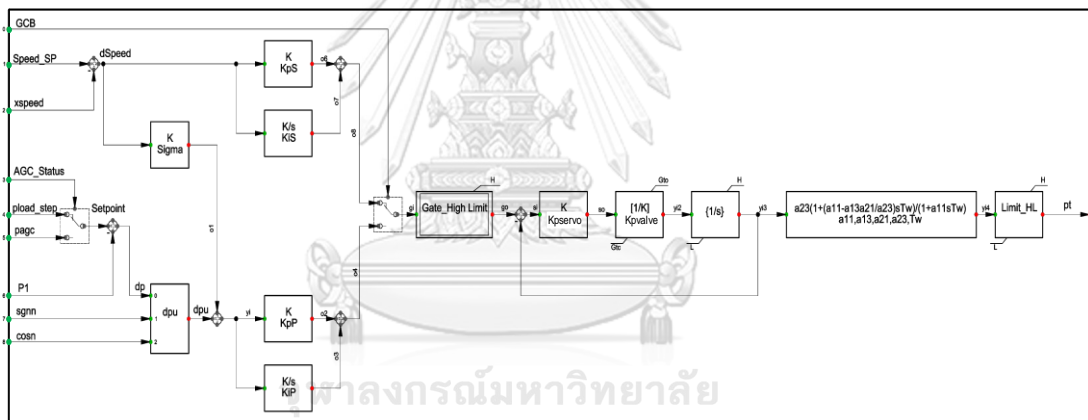
- 1) สายส่ง 230 kV วงจรคู่ 1 วงจร เชื่อมต่อกับไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงสุราษฎร์ธานี ระยะทาง 51.481 กิโลเมตร
- 2) สายส่ง 115 kV วงจรคู่ 1 วงจร เชื่อมต่อกับไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงพังงา 1 ระยะทาง 79.350 กิโลเมตร
- 3) สายส่ง 115 kV วงจรเดี่ยว 1 วงจร เชื่อมต่อกับไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงพังงา 1 ระยะทาง 72.854 กิโลเมตร
- 4) สายส่ง 115 kV วงจรเดี่ยว 1 วงจร เชื่อมต่อกับไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงพังงา 2 ระยะทาง 73.271 กิโลเมตร

ภาคผนวก ข

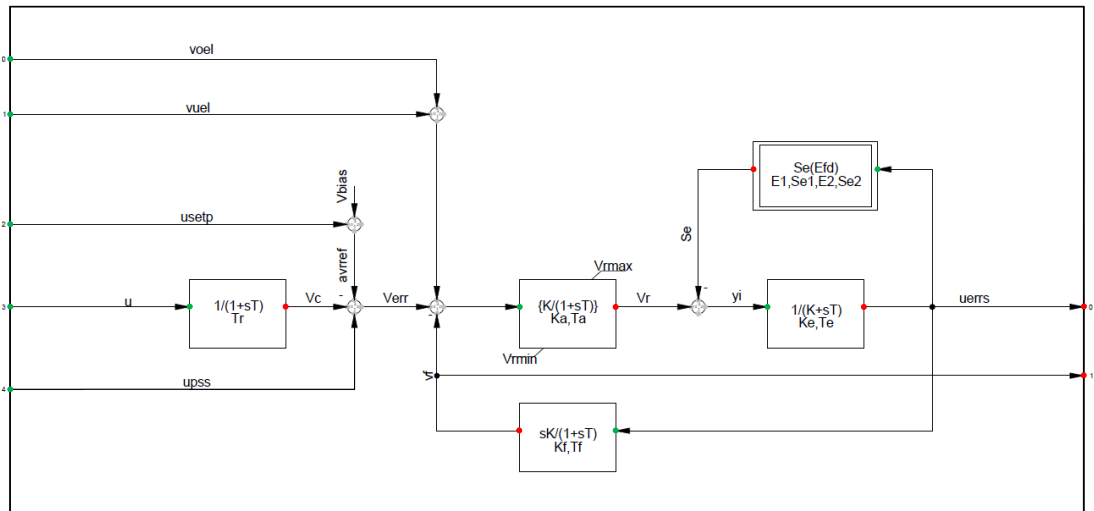
เนื้อหาของภาคผนวก ข นำเสนอแบบจำลองระบบควบคุมกังหันน้ำ แบบจำลองระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติ และพารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

ข.1 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ประกอบด้วยแบบจำลองระบบควบคุมกังหันน้ำ (Governor) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นระบบควบคุมกังหันน้ำที่ออกแบบโดย กผผ. (EGAT Digital Governor Control: EGAT-DGC) แสดงดังรูปที่ ข.1 และแบบจำลองระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator: AVR) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อ้างอิงตามมาตรฐาน 1968 IEEE Type1 Excitation System (IEEET1) แสดงดังรูปที่ ข.2 สำหรับพารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา แสดงดังตารางที่ ข.1 ซึ่งอ้างอิงมาจาก [5], [17], [18], [19]



รูปที่ ข.1 แบบจำลองระบบควบคุมกังหันน้ำของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



รูปที่ ข.2 แบบจำลองระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ตารางที่ ข.1 พารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

รายการ	ตัวแปรใน DigSILENT	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า		
		เครื่องที่ 1	เครื่องที่ 2	เครื่องที่ 3
ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า				
Rated apparent power of generator (MVA)	sgn	89	89	89
Rated active power of turbine (MW)	pt	80	80	80
Power factor	cosn	0.9 (Lagging)	0.9 (Lagging)	0.9 (Lagging)
Rated voltage (kV)	ugn	13.8	13.8	13.8
Governor hydraulic theoretical opening time (s)	1/Gto	21.5	21.5	21.5
Governor hydraulic theoretical closing time (s)	1/Gtc	13.36	13.36	13.36
Reactance in p.u. (Referred to rated generator MVA Base)				
Direct axis Xd (p.u.)	xd	1.04	1.04	1.04
Quadrature axis Xq (p.u.)	xq	0.67	0.67	0.67
Transient reactance (Referred to rated generator MVA Base)				
Direct axis unsaturated X'd (p.u.)	xds	0.24	0.24	0.24
Sub-transient reactance (Referred to rated generator MVA Base)				
Direct axis X''d (p.u.)	xdss	0.19	0.19	0.19
Quadrature axis X''q (p.u.)	xqss	0.21	0.21	0.21
Negative sequence reactance X2 (p.u.)	X2sy	0.2	0.2	0.2
Zero sequence reactance X0 (p.u.)	X0sy	0.14	0.14	0.14
Armature leakage reactance Xl (p.u.)	xl	0.13	0.13	0.13
Generator time constants				
Direct axis transient short circuit T'd (s)	tds	1.8	1.8	1.8
Direct axis transient short circuit time constant T''d (s)	tdss	0.04	0.04	0.04
Inertia time constant based on the generator MVA (s)	H	3.26	3.26	3.26
ค่าที่เลือกใช้ในการจำลองระบบ				
Permanent droop (p.u.)	Sigma	0.04	0.04	0.04
Temporary droop (p.u.)	Delta	1.4	1.4	1.4
Servomotor gain	Kpservo	0.048	0.048	0.048
Distribution valve gain	Kpvalve	1	1	1
Speed control proportional gain	KpS	1	1	1
Speed control integral gain	KiS	0.01	0.01	0.01
MW control proportional gain	KpP	1	1	1
MW control integral gain	KiP	0.06	0.06	0.06
ค่าที่ได้จากการคำนวณ				
Water starting time (s)	Tw	0.5538	0.5538	0.5538

ภาคผนวก ค

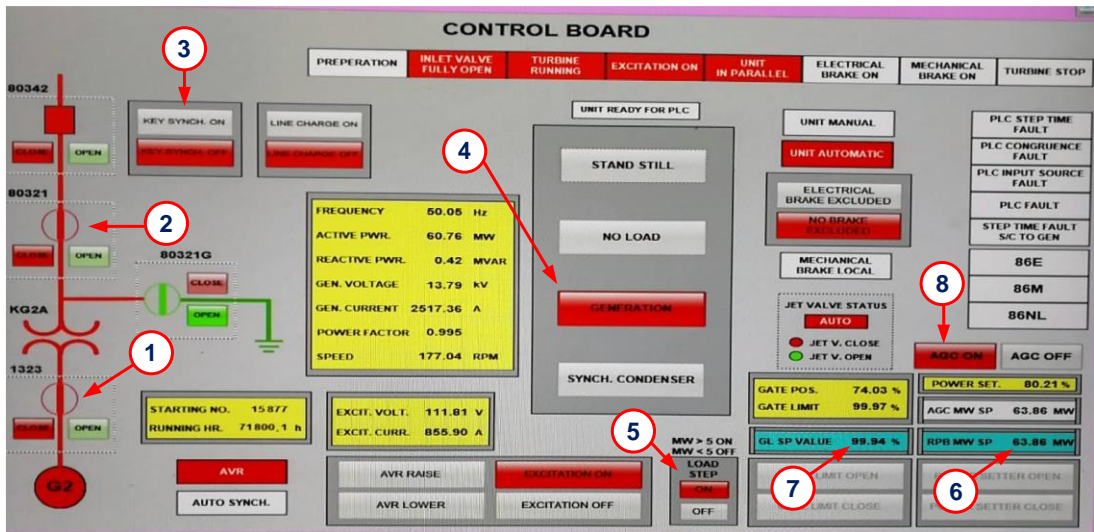
เนื้อหาของภาคผนวก ค นำเสนอขั้นตอนการ Start และ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

ค.1 ขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

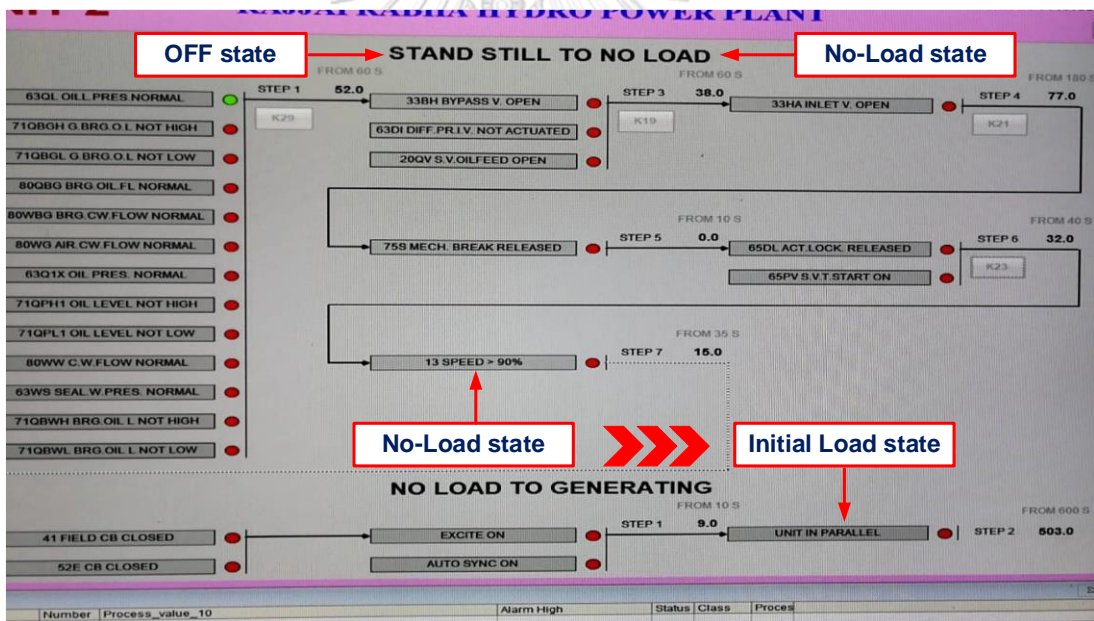
การ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา จะทำการ Start ผ่าน หน้าจอ Human Machine Interface (HMI) ดังรูปที่ ค.1 โดยมีขั้นตอนดังนี้

- 1) กดปุ่ม Close DS 13.8 kV เพื่อ Close low voltage disconnecting switch
- 2) กดปุ่ม Close DS 230 kV เพื่อ Close high voltage disconnecting switch
- 3) กดปุ่ม KEY SYNC ON เพื่อกำหนดให้มีการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยที่ KEY SYNC จะเปลี่ยนเป็นสถานะ OFF เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเครื่องเข้ากับระบบไฟฟ้า
- 4) กดปุ่ม Generation เพื่อเข้าสู่กระบวนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ จากรูปที่ ค.2 แสดงขั้นตอนการ Start ซึ่งเป็นการเปลี่ยนสถานะการทำงานจากสถานะ OFF (สถานะหยุดนิ่ง) ไปเป็นสถานะ No-Load และเปลี่ยนจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ Initial Load การทำงานที่สถานะ Initial Load เป็นสถานะที่มีการขนานเครื่องเข้ากับระบบไฟฟ้า และจ่ายกำลังผลิตค่าเริ่มต้น (Initial Load) เท่ากับ 8 MW
- 5) จากนั้นกดปุ่ม ON Load Step เพื่อรับค่าคำสั่งจาก RPB MW Setpoint
- 6) กำหนดค่าในช่อง RPB MW Setpoint (RPB MW SP) เท่ากับ 60 MW ซึ่งเท่ากับกำลังผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 7) กำหนดค่าในช่อง Gate Limit Setpoint Value (GL SP Value) เท่ากับ 100% เพื่อไม่ให้มีการเปิด Guide vane เกิน 100% ของค่าที่สามารถเปิดได้
- 8) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเพิ่มการจ่ายกำลังผลิตจาก 8 MW ไปเป็น 60 MW โดยอัตโนมัติ จากนั้นจึงทำการกดปุ่ม ON AGC เพื่อรับคำสั่งการควบคุมกำลังผลิตจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยที่การจ่ายกำลังผลิตในช่วง 60-80 MW เป็นการทำงานที่สถานะ ON ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาได้ระบุระยะเวลาสำหรับการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ใน สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยใช้เวลา 15 นาทีต่อเครื่อง อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติ การ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากสถานะ OFF (สถานะหยุดนิ่ง) ไปจนถึงการจ่ายกำลังผลิตขนาด 60 MW ใช้เวลาประมาณ 5 นาที



รูปที่ ค.1 หน้าจอ HMI แสดงขั้นตอนการ Start เครื่องกำเนิดไฟฟ้า



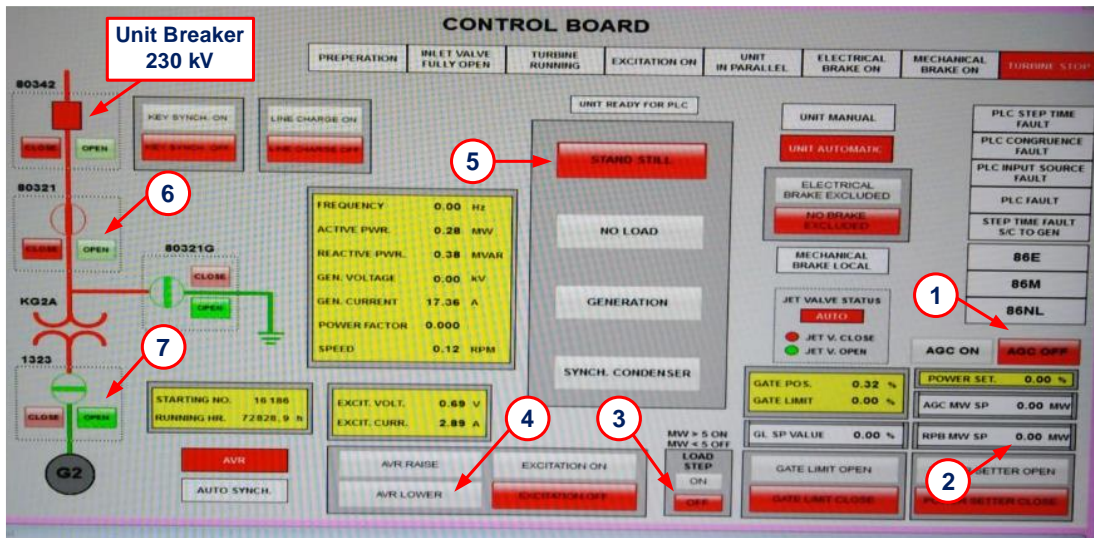
รูปที่ ค.2 ขั้นตอนการเปลี่ยนสถานะการทำงานจากสถานะ OFF ไปเป็นสถานะ No-Load และเปลี่ยนจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ Initial Load

ค.2 ขั้นตอนการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

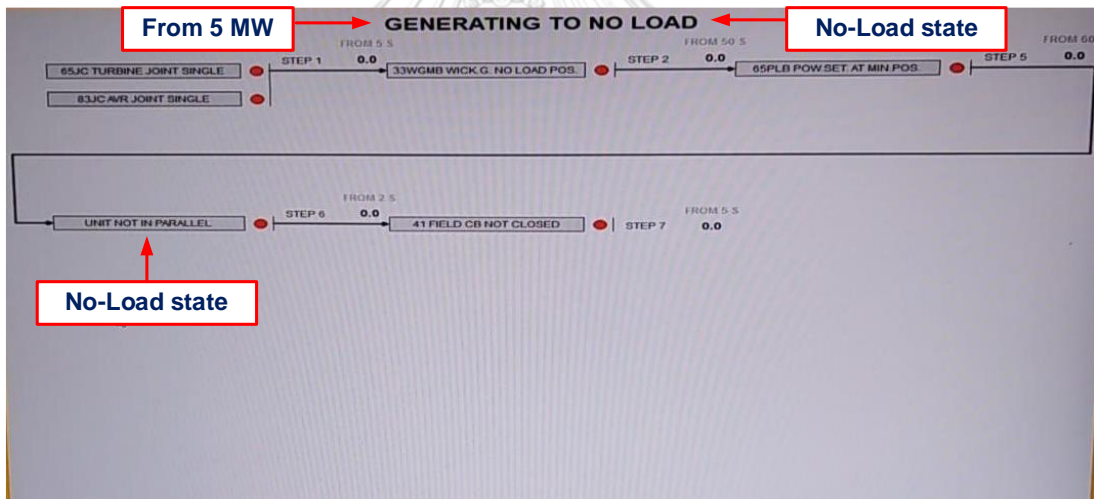
การ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา จะทำการ Stop ผ่านหน้าจอ HMI ดังรูปที่ ค.3 โดยมีขั้นตอนดังนี้

- 1) กดปุ่ม OFF AGC เพื่อหยุดการรับคำสั่งจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ
- 2) ทำการลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากค่ากำลังผลิตต่ำสุด 60 MW ไปเป็นค่ากำลังผลิตขนาด 5 MW โดยใส่ค่ากำลังผลิตในช่อง RPB MW SP เท่ากับ 5 MW
- 3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะลดกำลังผลิตโดยอัตโนมัติจนถึงค่า 5 MW จากนั้นฟังก์ชัน Load Step จะถูก Off โดยอัตโนมัติ เพื่อให้ไม่มีการรับค่าจาก RPB MW SP
- 4) กดปุ่ม AVR LOWER เพื่อลดกำลังรีแอกทีฟให้เท่ากับ 0 MVar
- 5) กดปุ่ม Standstill เพื่อเข้าสู่กระบวนการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นการเปลี่ยนจากการจ่ายกำลังผลิตขนาด 5 MW ไปเป็นการทำงานที่สถานะ No-Load ดังรูปที่ ค.4 และเปลี่ยนจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ OFF (สถานะหยุดนิ่ง) ดังรูปที่ ค.5
- 6) เมื่อ Unit Breaker 230 kV แสดงสถานะ OPEN จึงทำการกดปุ่ม OPEN DS 230 kV เพื่อ Open high voltage disconnecting switch
- 7) กดปุ่ม OPEN DS 13.8 kV เพื่อ Open low voltage disconnecting switch

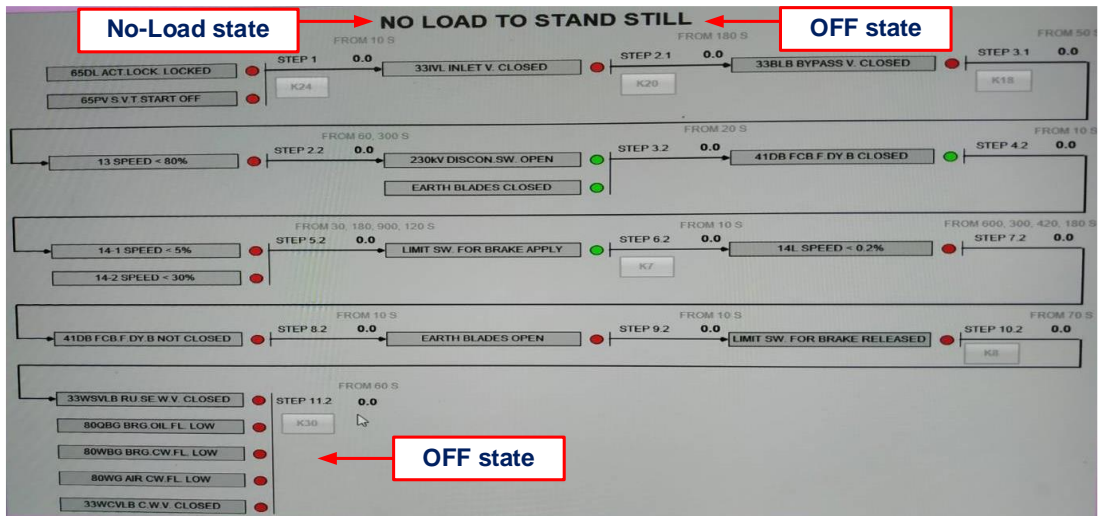
สำหรับระยะเวลาที่ใช้ในการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่ได้มีการระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาใช้เวลาในการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประมาณ 5 นาที



รูปที่ ค.3 หน้าจอ HMI แสดงขั้นตอนการ Stop เครื่องกำเนิดไฟฟ้า



รูปที่ ค.4 ขั้นตอนการเปลี่ยนสถานะการทำงานไปเป็นสถานะ No-Load



รูปที่ ค.5 ขั้นตอนการเปลี่ยนสถานะการทำงานจากสถานะ No-Load ไปเป็นสถานะ OFF



ภาคผนวก ง

เนื้อหาของภาคผนวก ง นำเสนอผลการจำลองการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาภายหลังการปรับปรุงอัลกอริทึมของการบริหารจัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลของเดือนมีนาคม, เดือนเมษายน, เดือนกันยายน และเดือนพฤศจิกายน ซึ่งเป็นเดือนที่มีเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิตสูงสุดในแต่ละไตรมาส และส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า ทำให้มีการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา เพื่อใช้ในการรักษาความถี่ของระบบไฟฟ้า

ง.1 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนมีนาคม

วันที่ใช้ในการทดสอบ แบ่งตามประเภทของวัน ดังนี้

1) วันที่ปกติ:

- วันที่ 3 และ 30 มีนาคม พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.1 และรูปที่ ง.2 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.3 และรูปที่ ง.4 ตามลำดับ

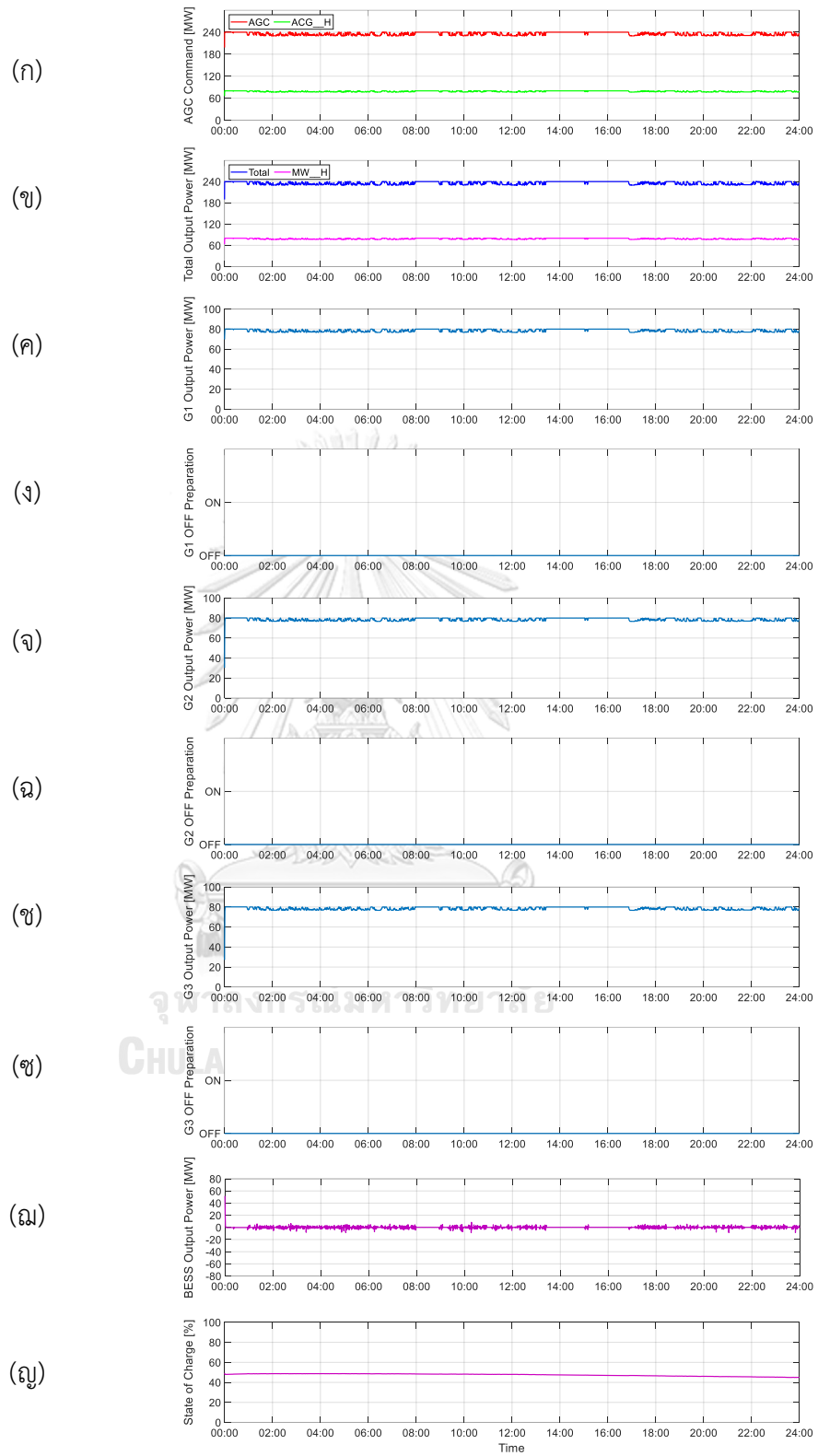
2) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นและส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2563
 - เวลา 02:37 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียโหลด (Load Loss) ขนาด 270 MW
- วันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2563
 - เวลา 06:38 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 171 MW
 - เวลา 10:30 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 612 MW
 - เวลา 10:30 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 698 MW
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.5 และรูปที่ ง.6 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.7 และรูปที่ ง.8 ตามลำดับ

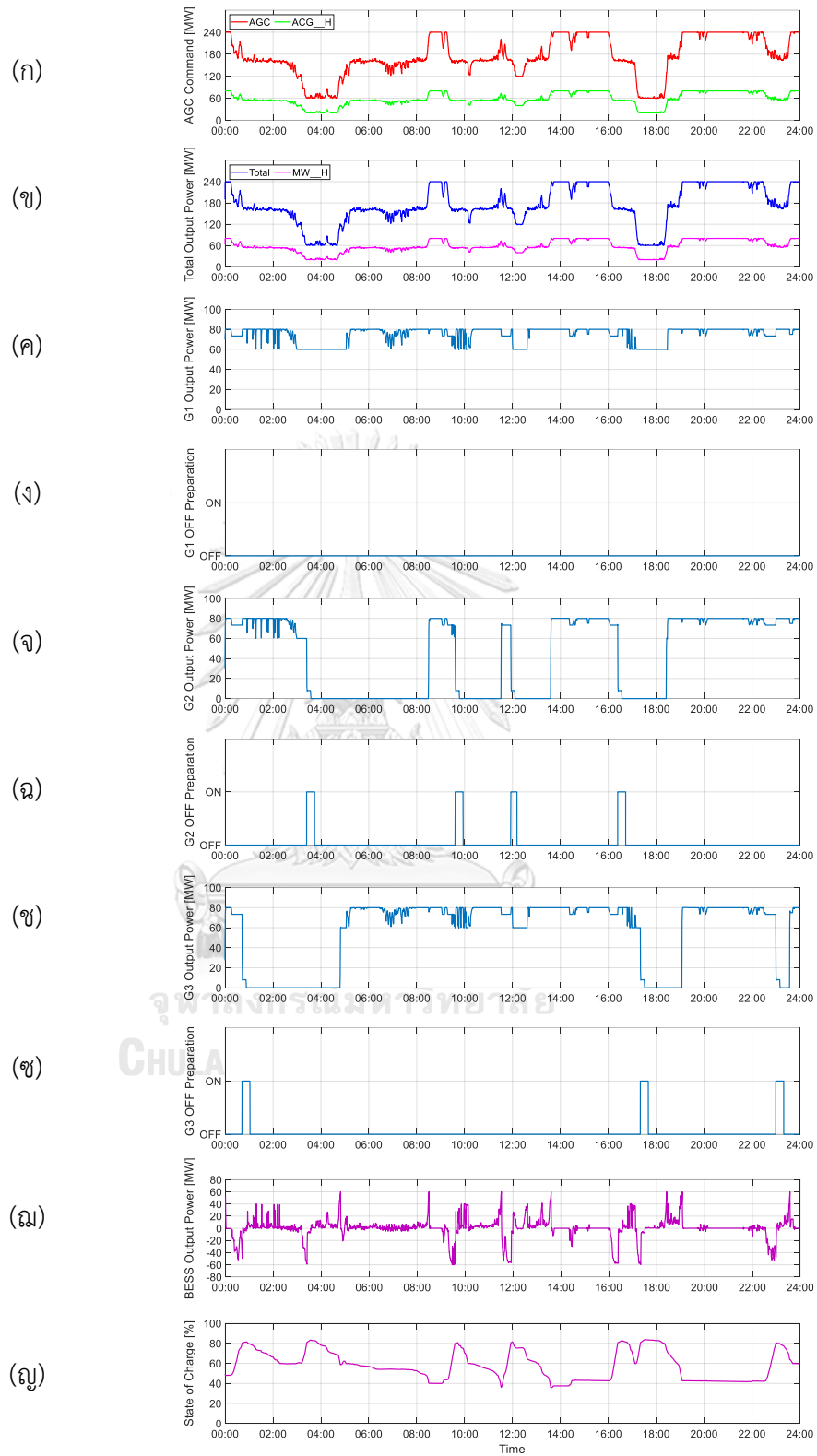
3) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีการปลดหรือนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 8 และ 18 มีนาคม พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.9 และรูปที่ ง.10 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.11 และรูปที่ ง.12 ตามลำดับ

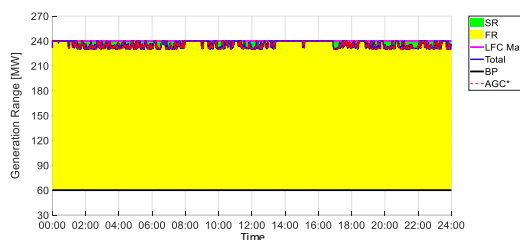




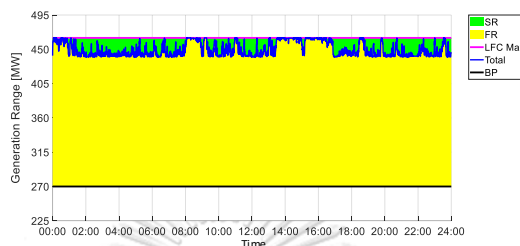
รูปที่ ง.1 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 3 มีนาคม พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.2 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2563

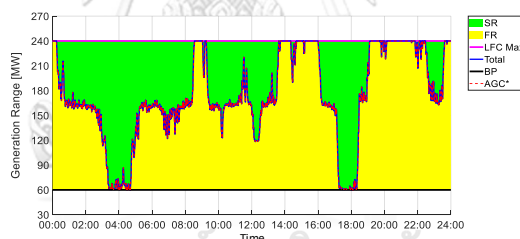


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

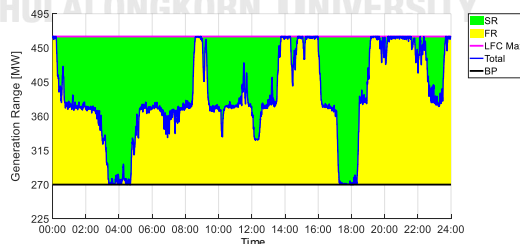


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.3 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาคับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 3 มีนาคม พ.ศ. 2563

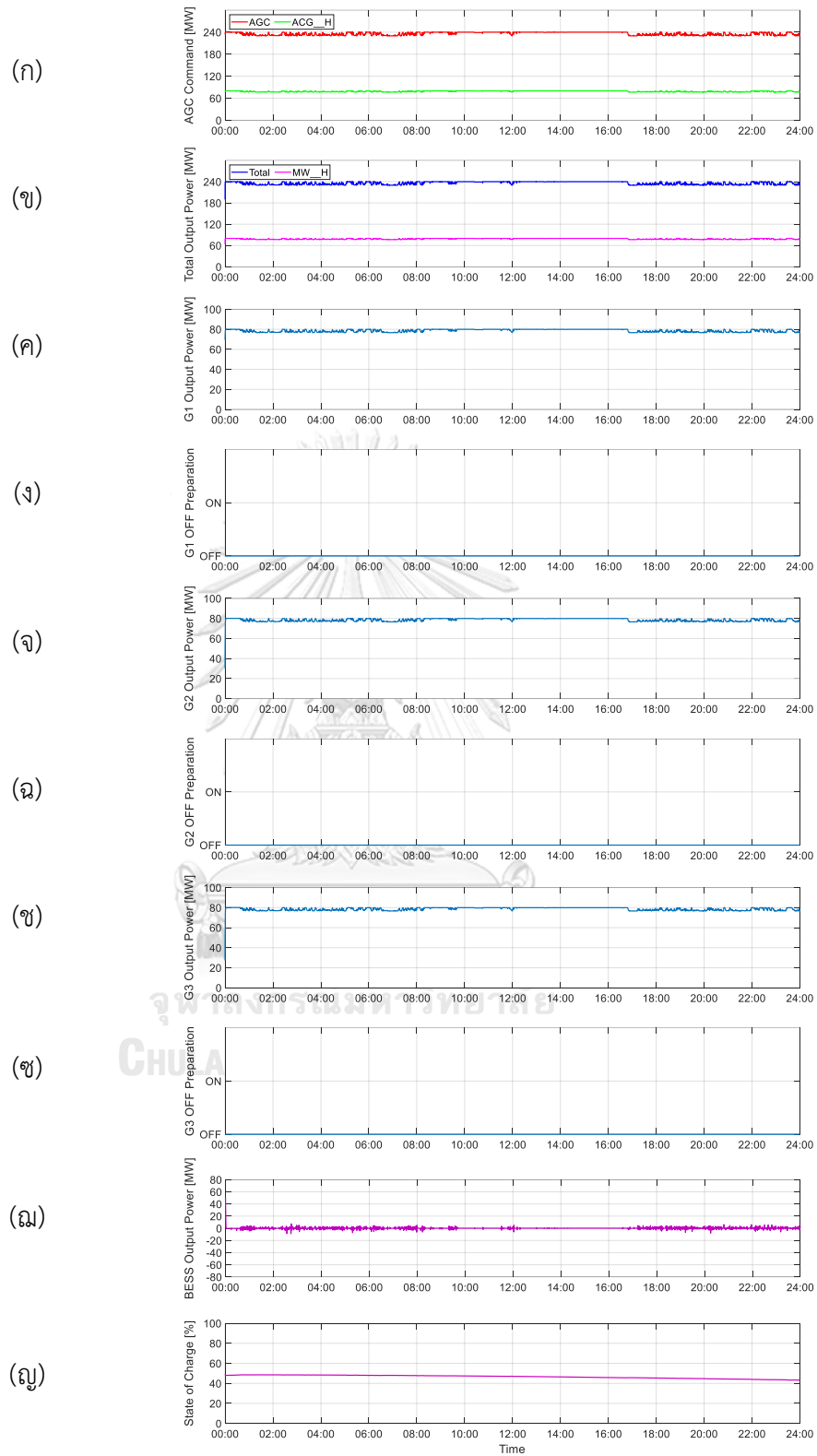


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

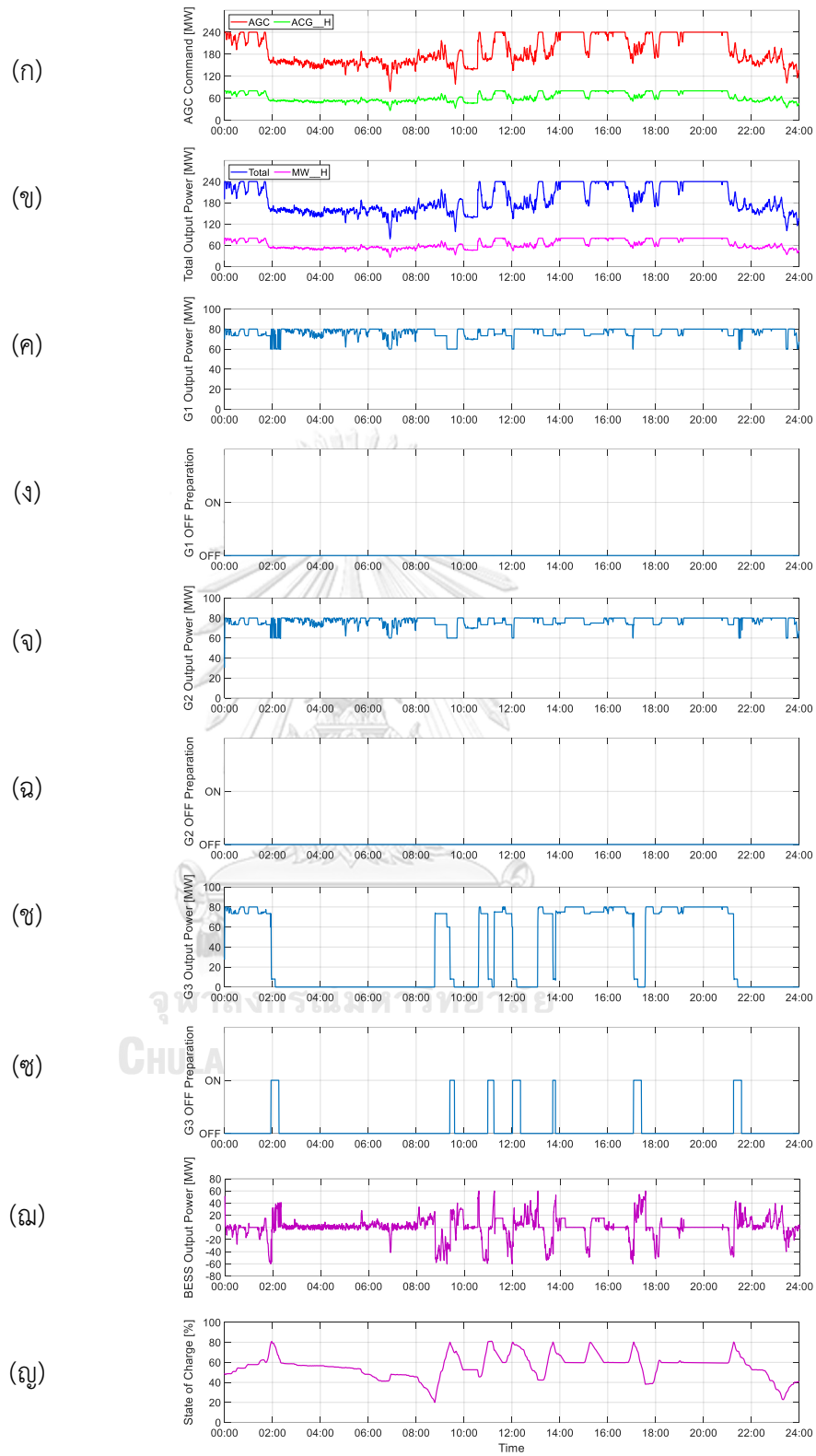


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

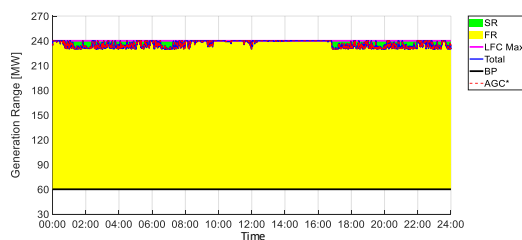
รูปที่ ง.4 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภาคับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2563



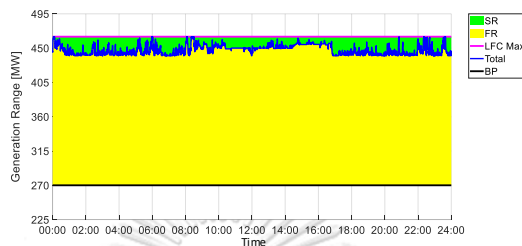
รูปที่ ง.5 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.6 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2563

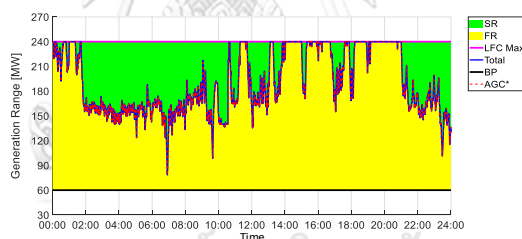


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

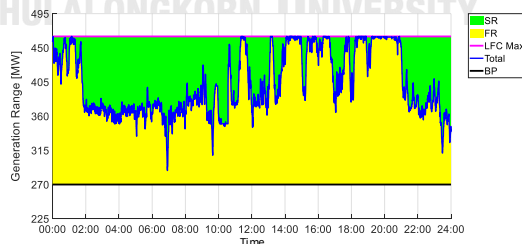


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.7 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2563

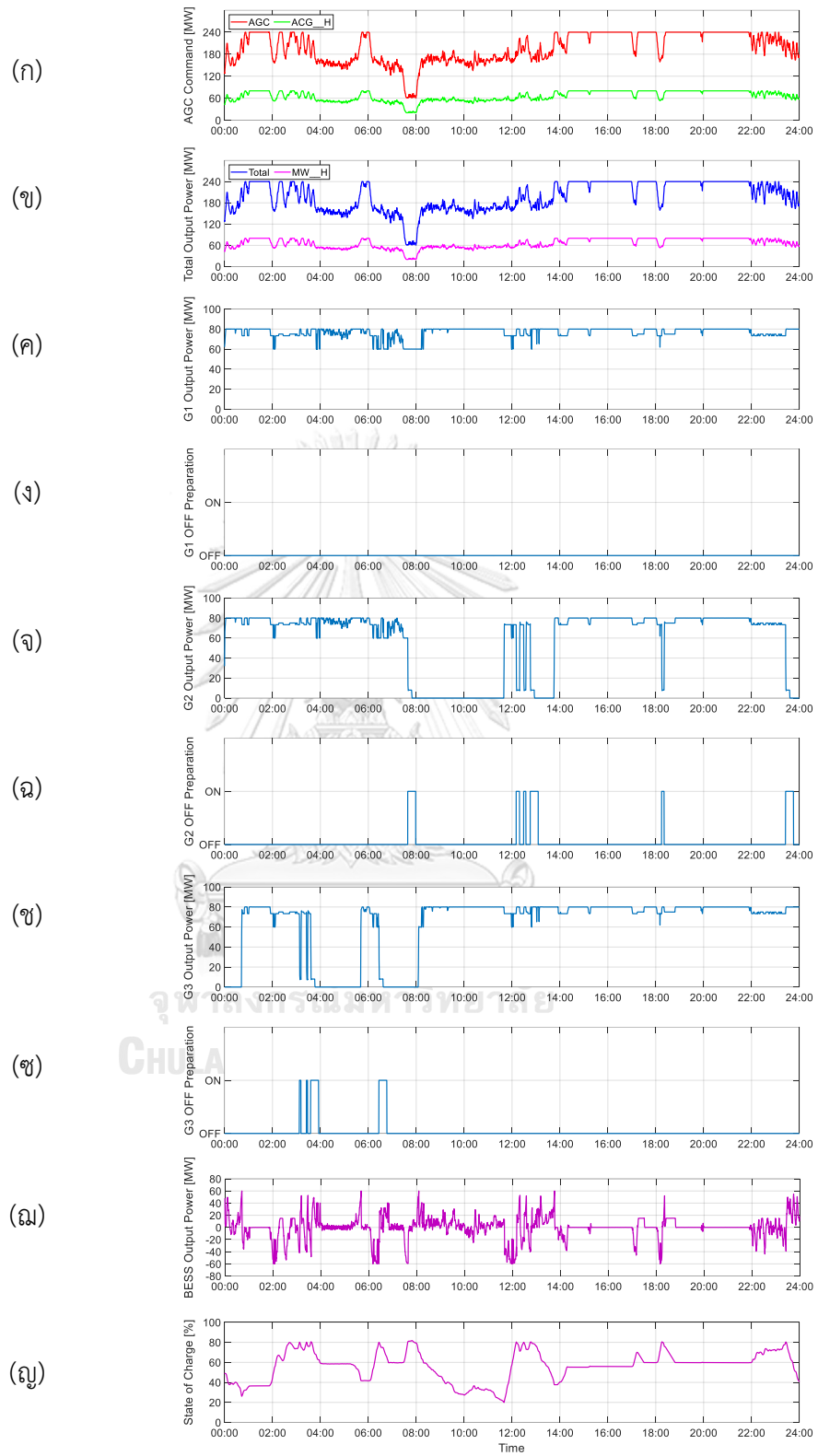


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

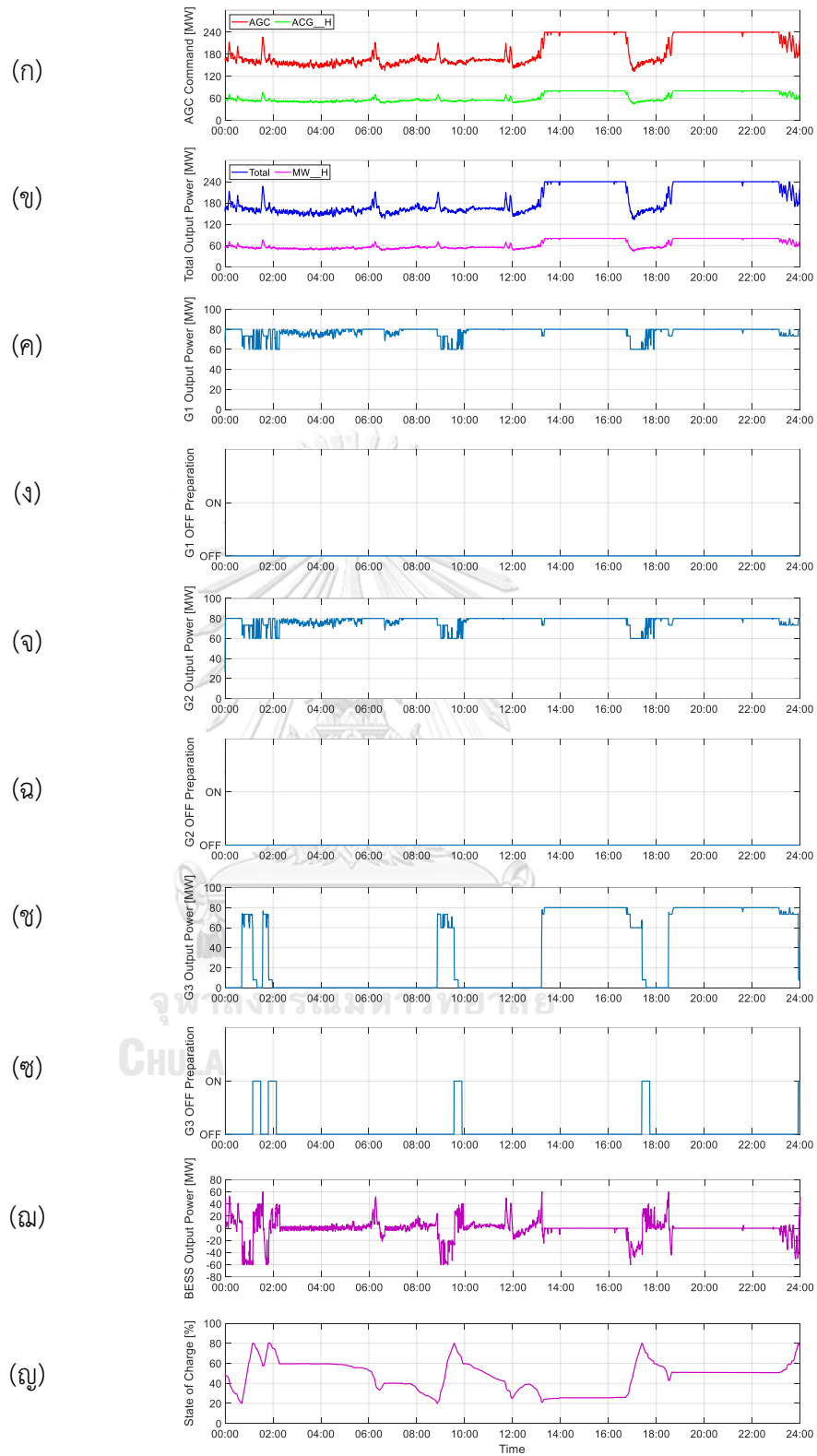


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

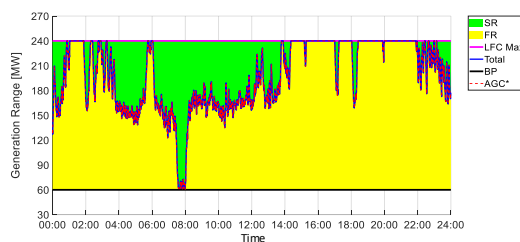
รูปที่ ง.8 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2563



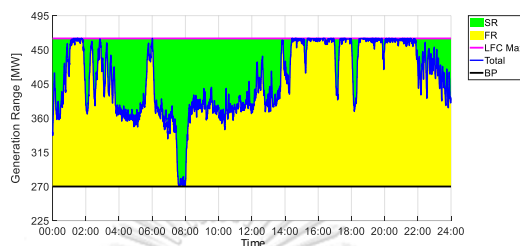
รูปที่ ง.9 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.10 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2563

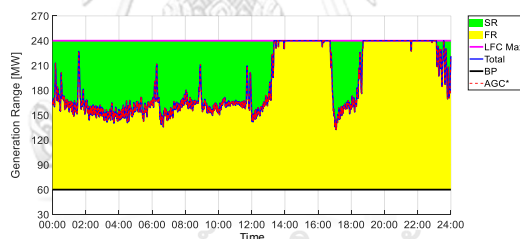


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

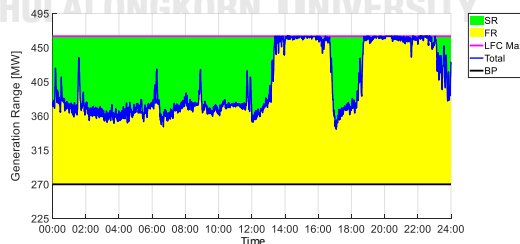


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.11 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2563



(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.12 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2563

ง.2 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนเมษายน

วันที่ใช้ในการทดสอบ แบ่งตามประเภทของวัน ดังนี้

1) วันที่ปกติ:

- วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.13
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.14

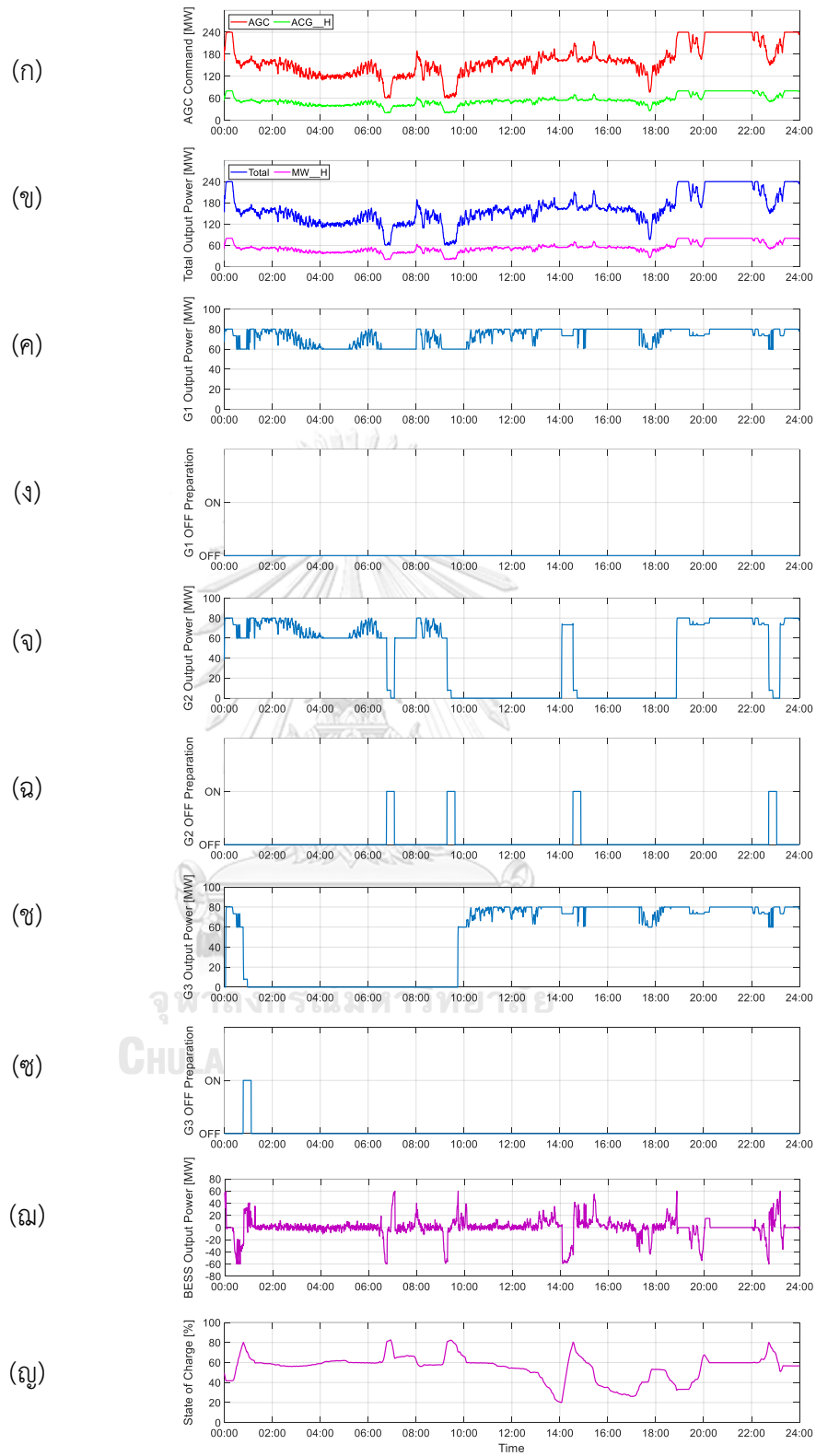
2) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นและส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 18:58 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 1493.400 MW
- วันที่ 24 เมษายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 04:46 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 1478.001 MW
 - เวลา 09:27 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 492.667 MW
- วันที่ 26 เมษายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 13:33 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 137 MW
 - เวลา 13:36 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 13 MW
 - เวลา 15:56 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 347 MW
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.15, รูปที่ ง.16 และรูปที่ ง.17 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.18, รูปที่ ง.19 และรูปที่ ง.20 ตามลำดับ

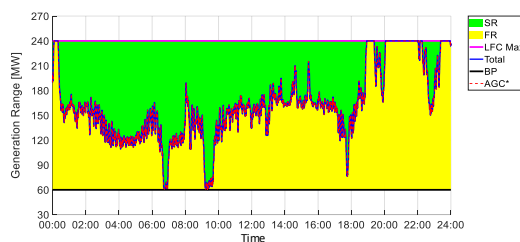
3) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีการปลดหรือนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 15 และ 17 เมษายน พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.21 และรูปที่ ง.22 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขอนแก่น แสดงดังรูปที่ ง.23 และรูปที่ ง.24 ตามลำดับ

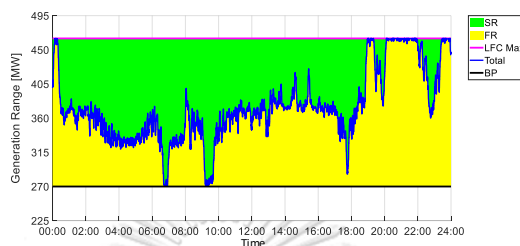




รูปที่ ง.13 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563

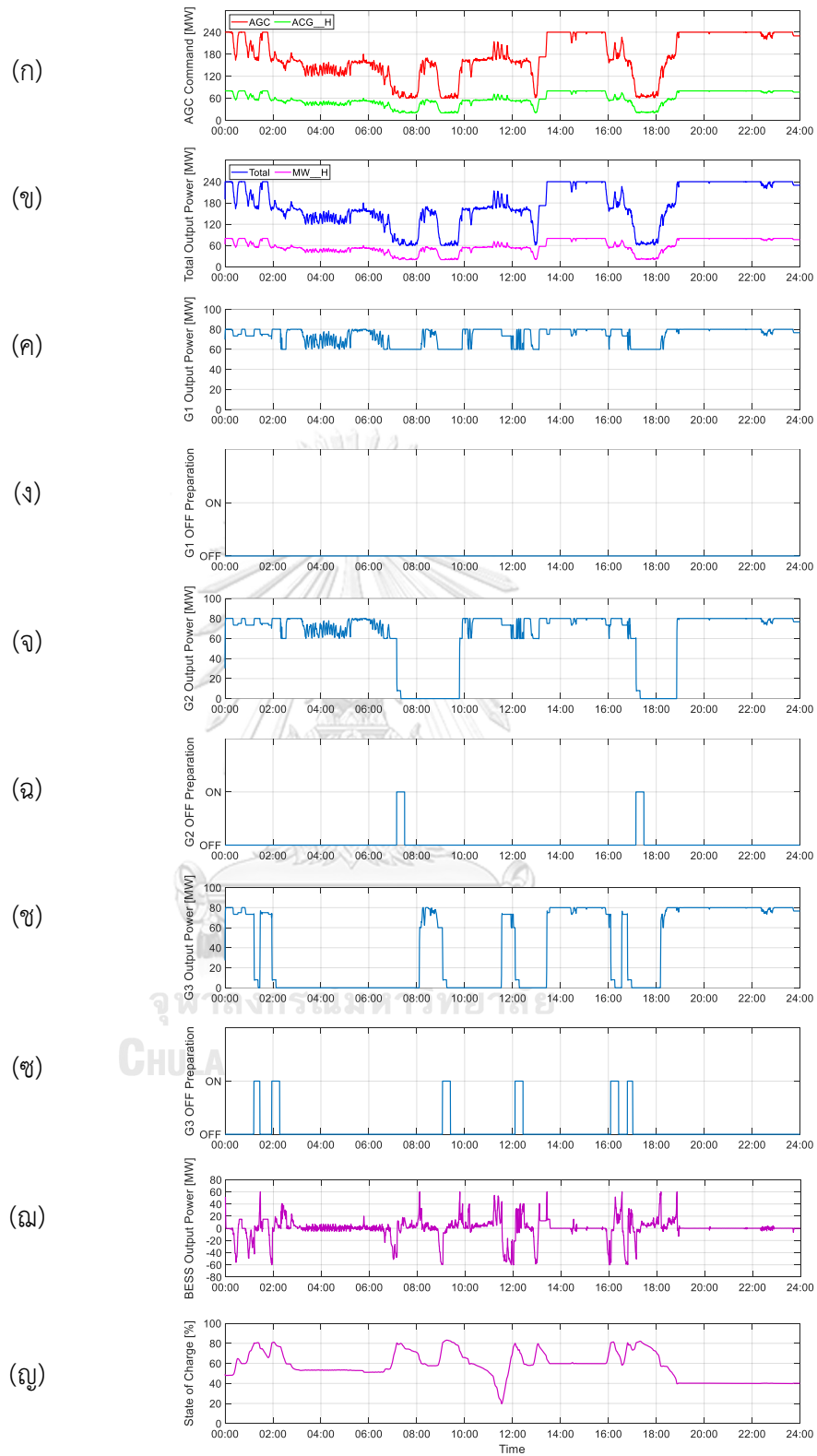


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

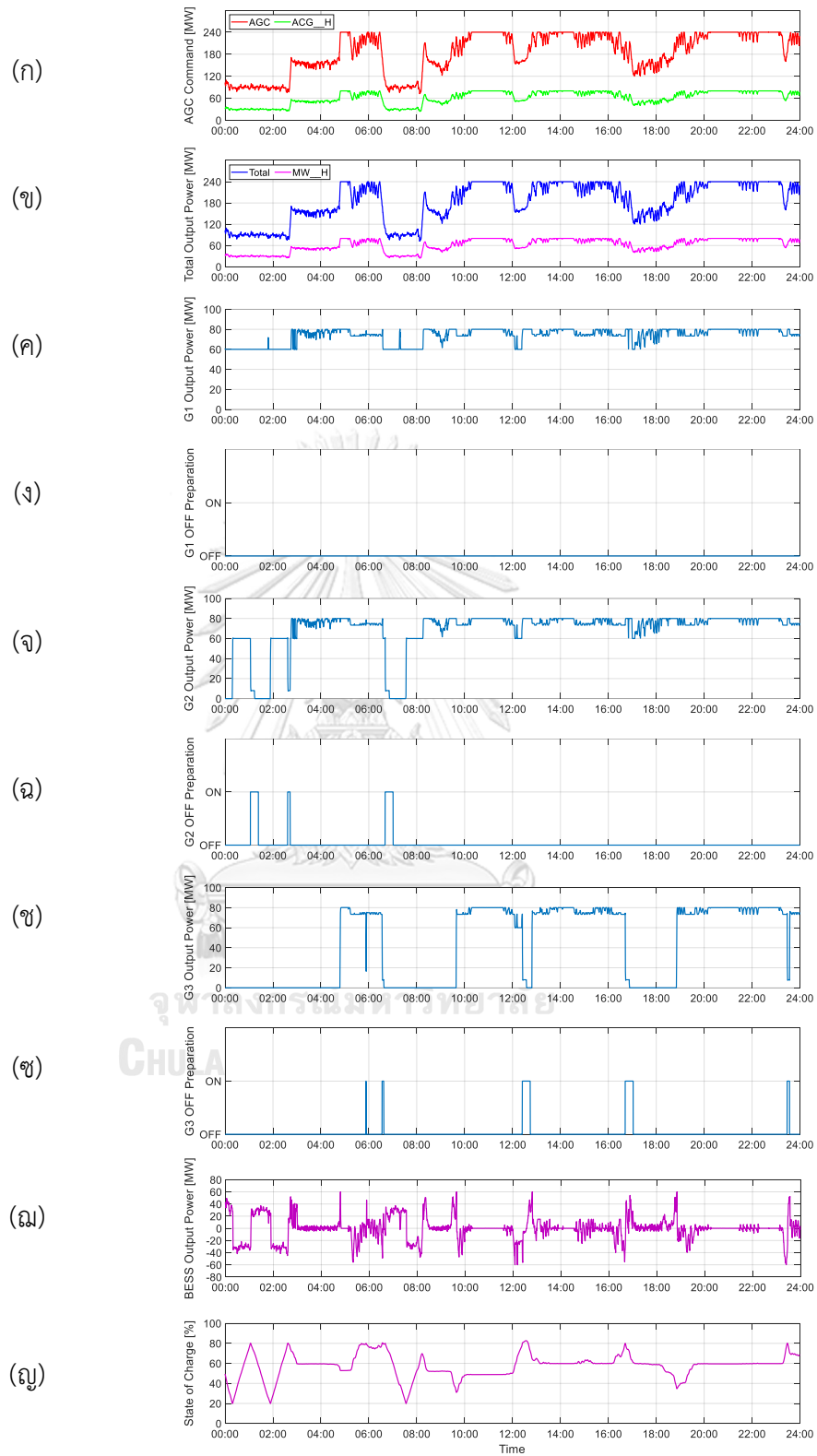


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม

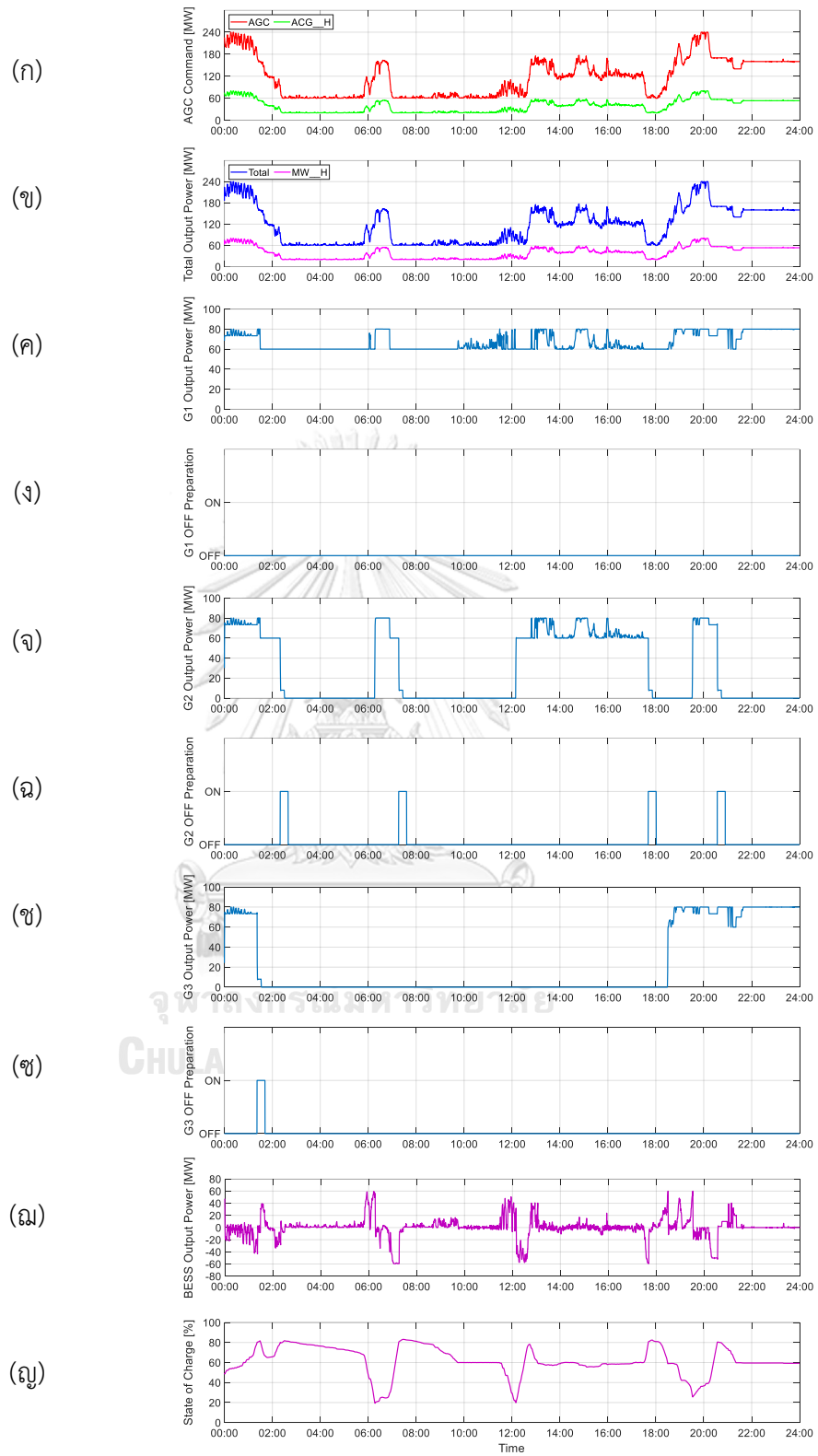
รูปที่ ง.14 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2563



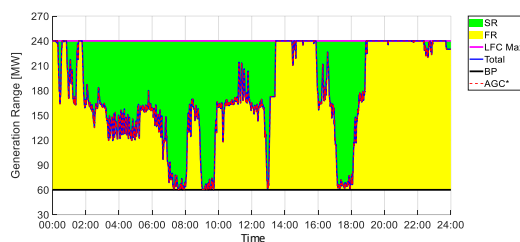
รูปที่ ง.15 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563



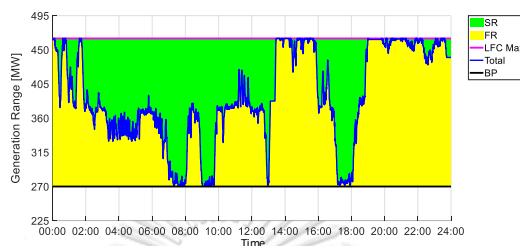
รูปที่ ง.16 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 24 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.17 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 26 เมษายน พ.ศ. 2563

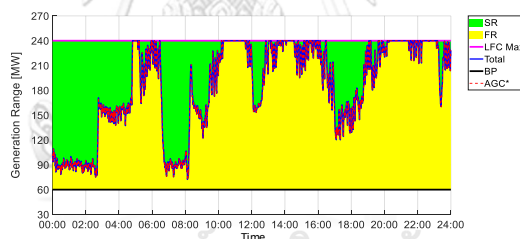


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

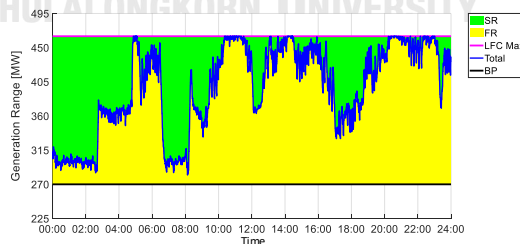


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.18 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2563

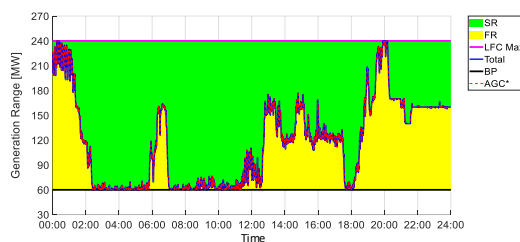


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

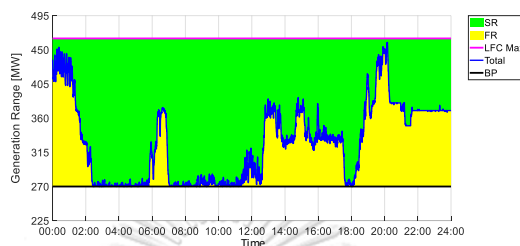


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.19 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 24 เมษายน พ.ศ. 2563

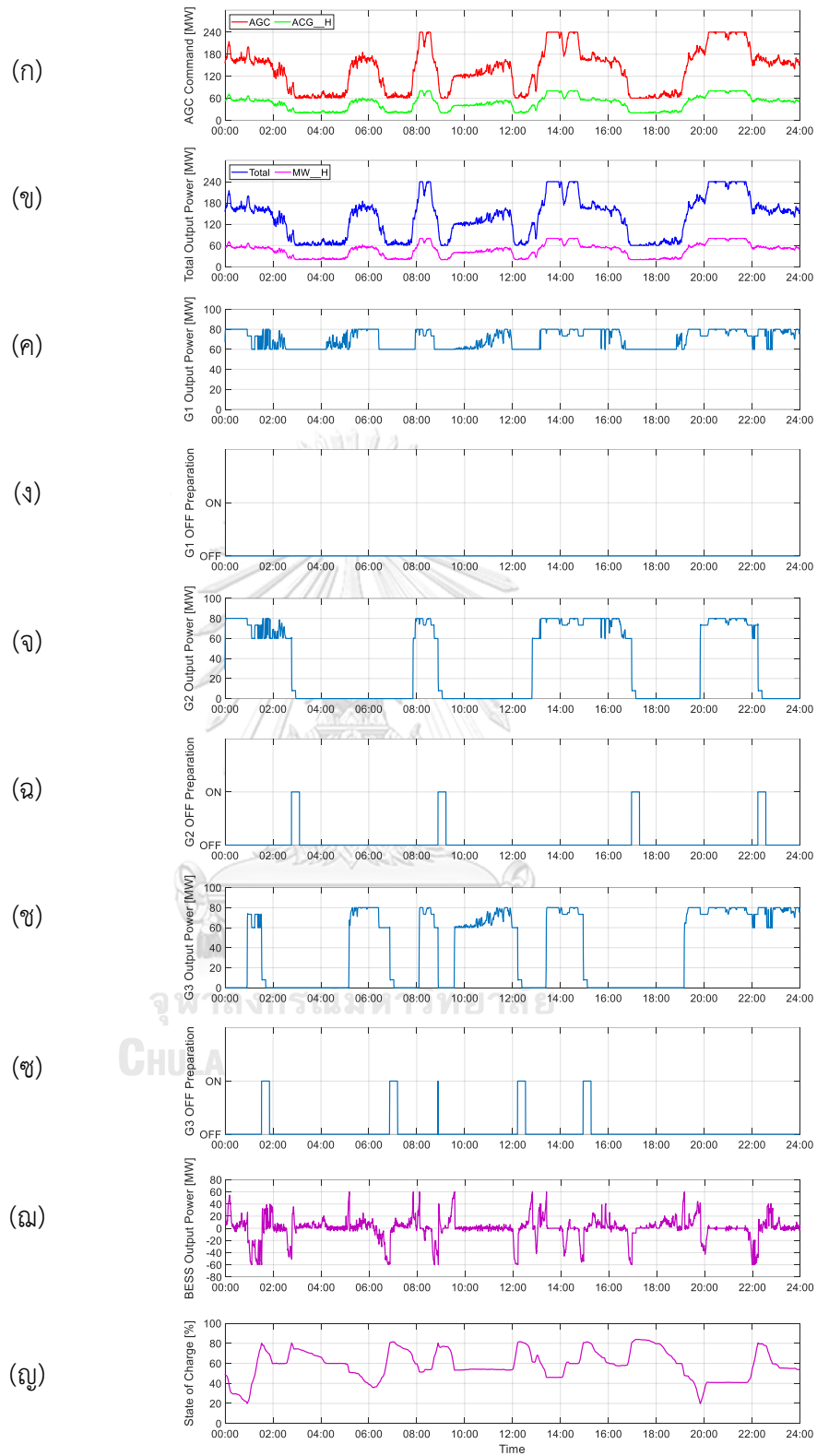


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

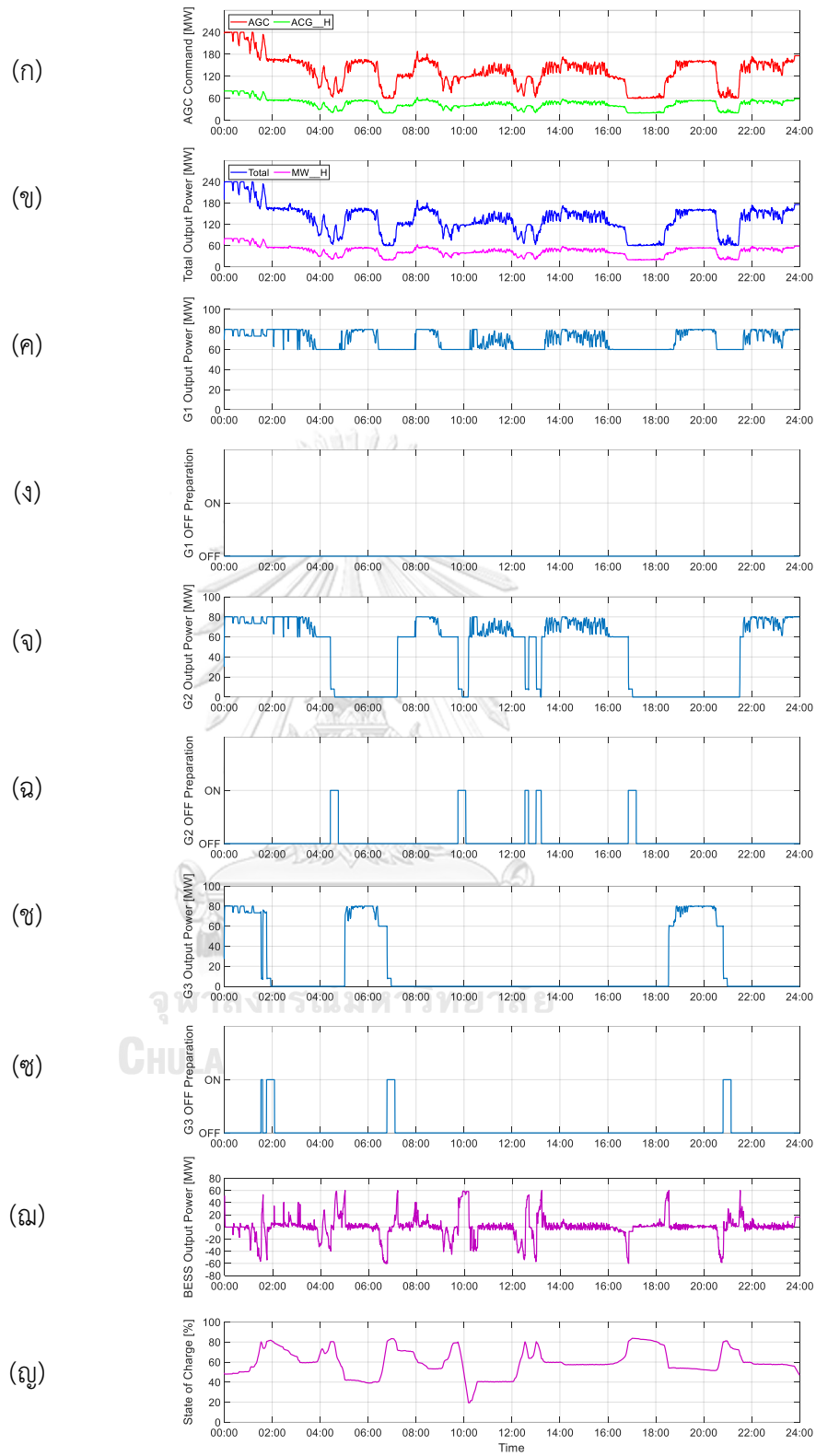


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม

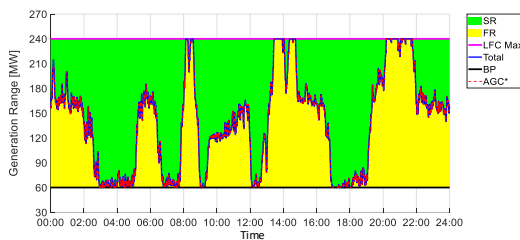
รูปที่ ง.20 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 26 เมษายน พ.ศ. 2563



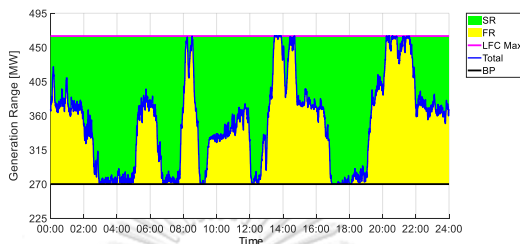
รูปที่ ง.21 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.22 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 17 เมษายน พ.ศ. 2563

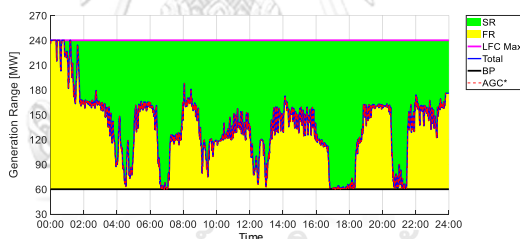


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

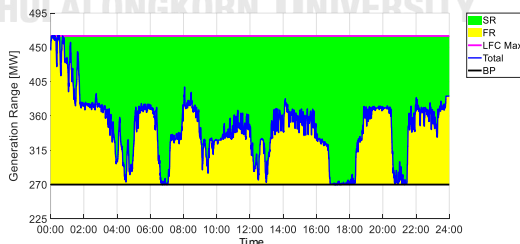


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.23 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 เมษายน พ.ศ. 2563



(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.24 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 17 เมษายน พ.ศ. 2563

ง.3 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนกันยายน

วันที่ใช้ในการทดสอบ แบ่งตามประเภทของวัน ดังนี้

1) วันที่ปกติ:

- วันที่ 12 และ 15 กันยายน พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.25 และรูปที่ ง.26 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.27 และรูปที่ ง.28 ตามลำดับ

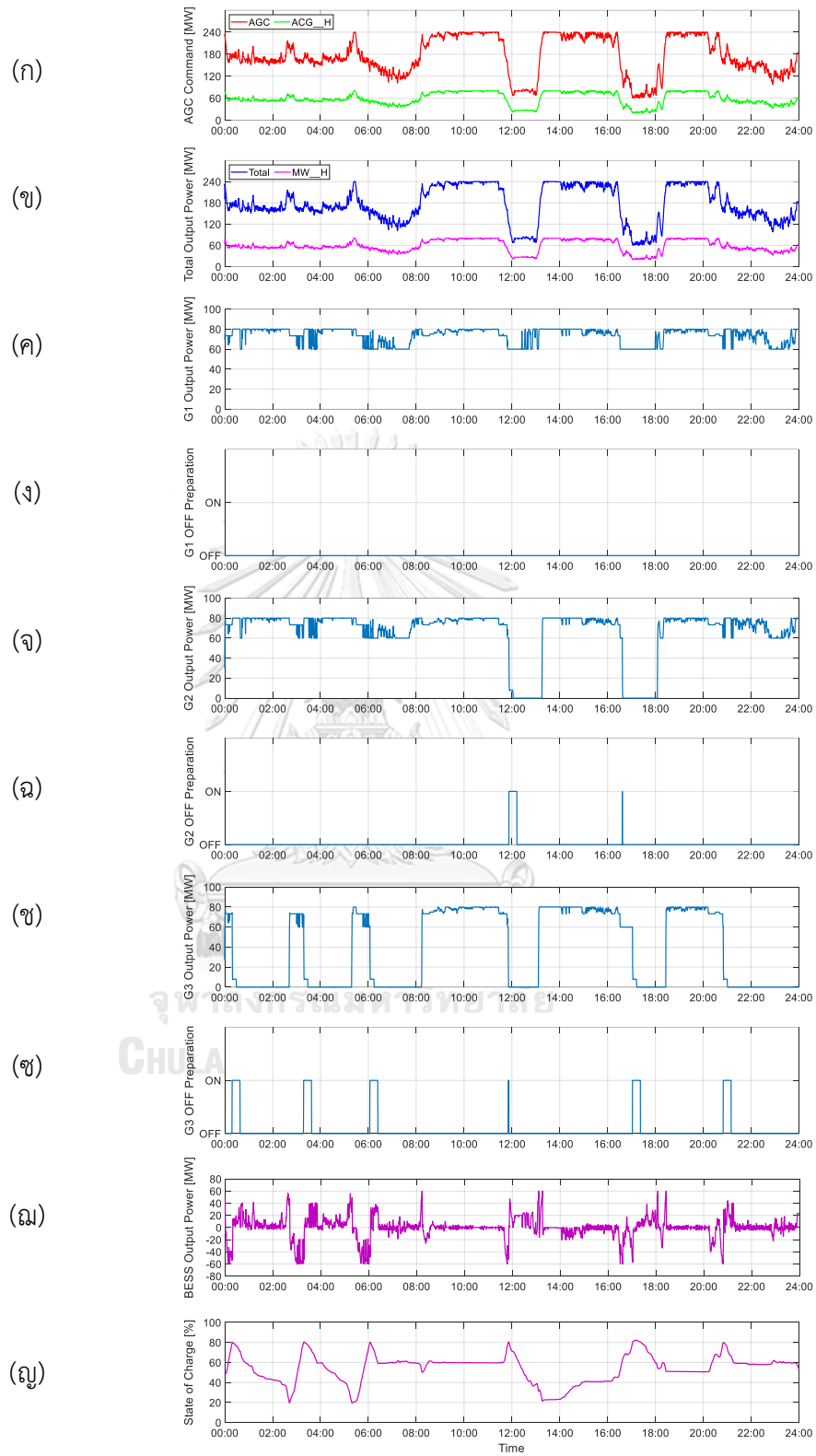
2) วันที่ไม่ปกติ โดยมีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นและส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 9 กันยายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 14:16 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 1487 MW
 - เวลา 23:18 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 1274 MW
- วันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 05:29 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 366 MW
 - เวลา 05:41 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 363 MW
 - เวลา 10:17 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 305 MW
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.29 และรูปที่ ง.30 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.31 และรูปที่ ง.32 ตามลำดับ

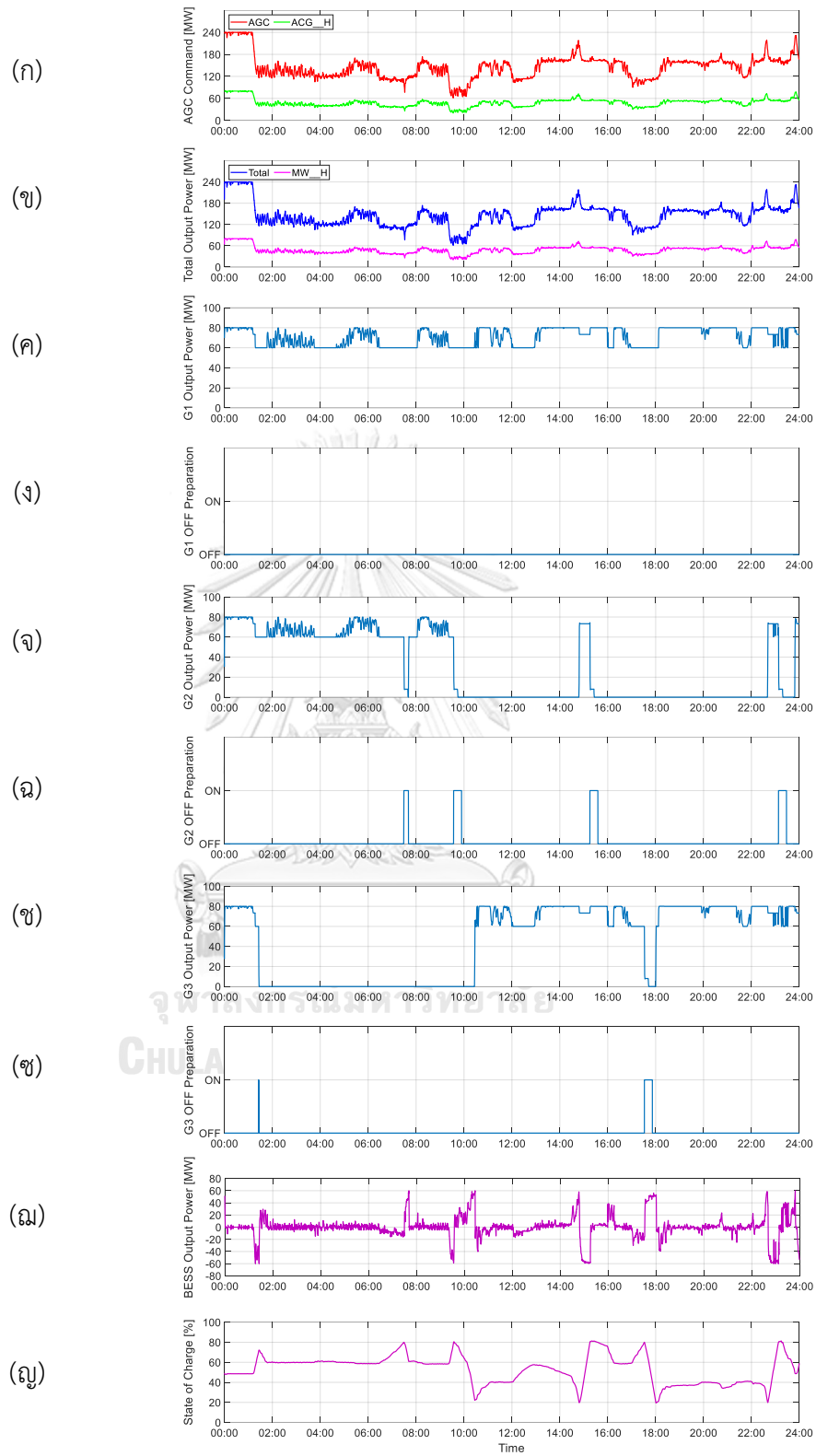
3) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีการปลดหรือนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 14 และ 25 กันยายน พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.33 และรูปที่ ง.34 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขอนแก่น แสดงดังรูปที่ ง.35 และรูปที่ ง.36 ตามลำดับ

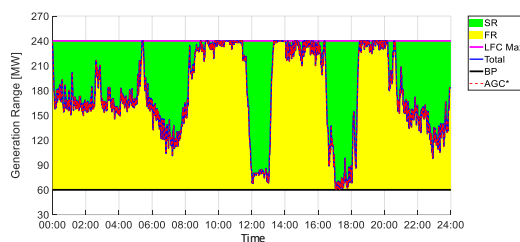




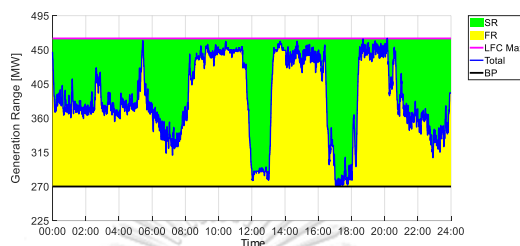
รูปที่ ง.25 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 12 กันยายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.26 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 กันยายน พ.ศ. 2563

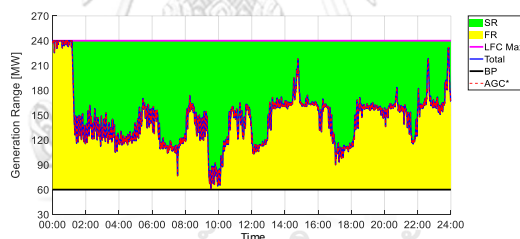


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

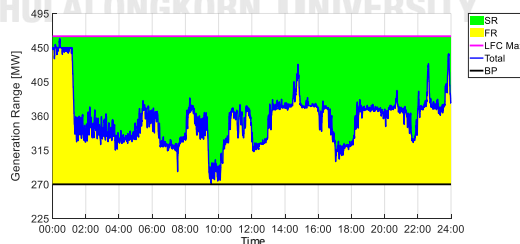


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.27 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 12 กันยายน พ.ศ. 2563

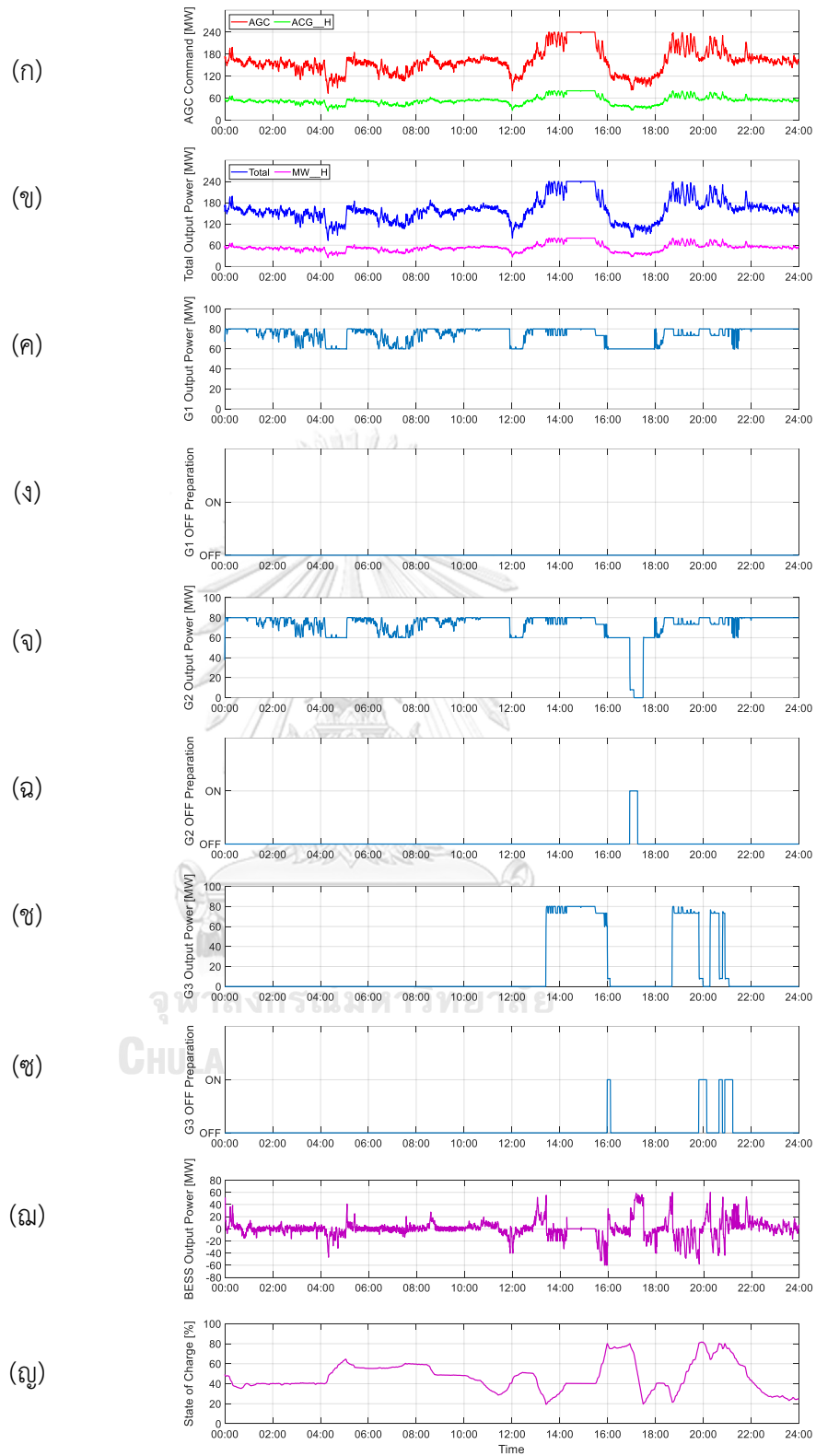


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

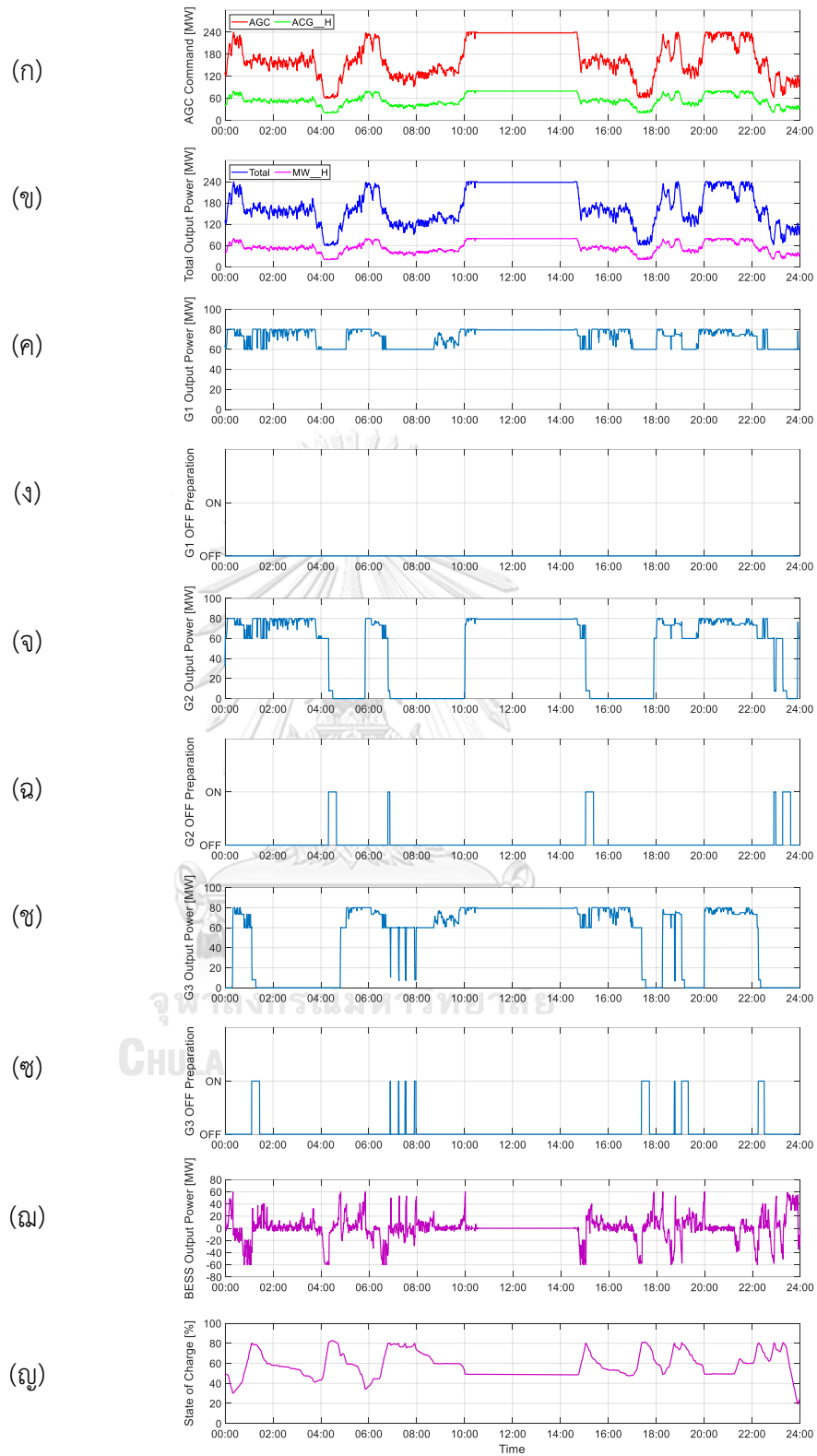


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

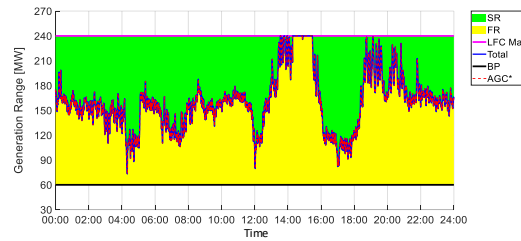
รูปที่ ง.28 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 15 กันยายน พ.ศ. 2563



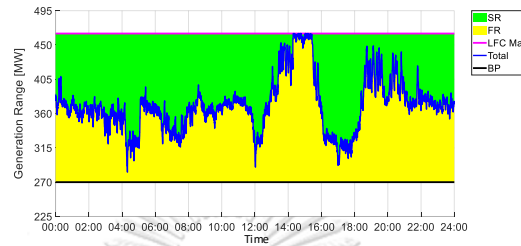
รูปที่ ง.29 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 9 กันยายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.30 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2563

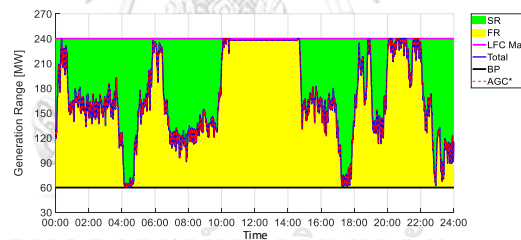


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

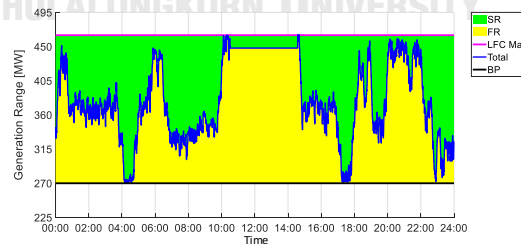


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.31 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 9 กันยายน พ.ศ. 2563

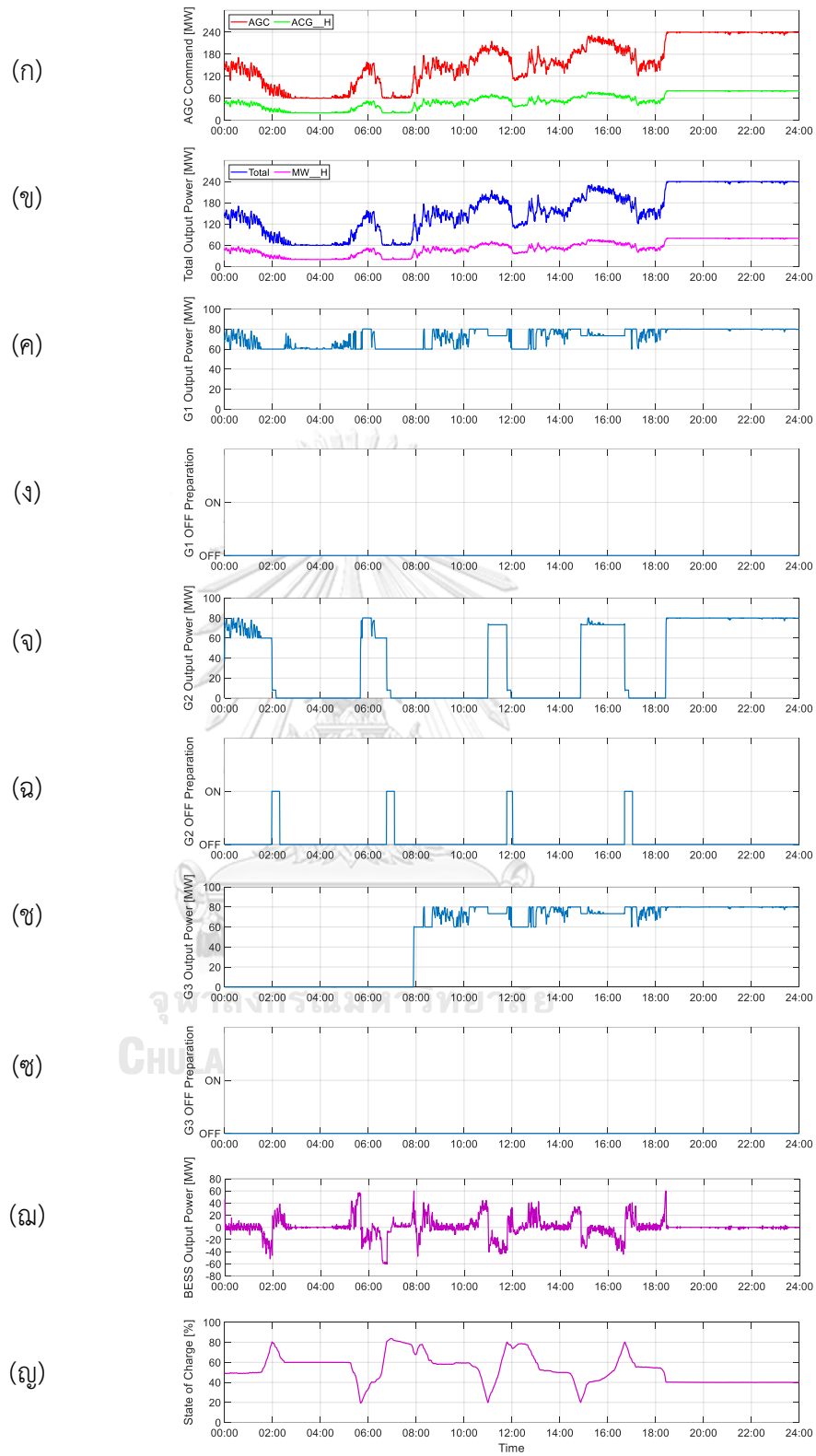


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

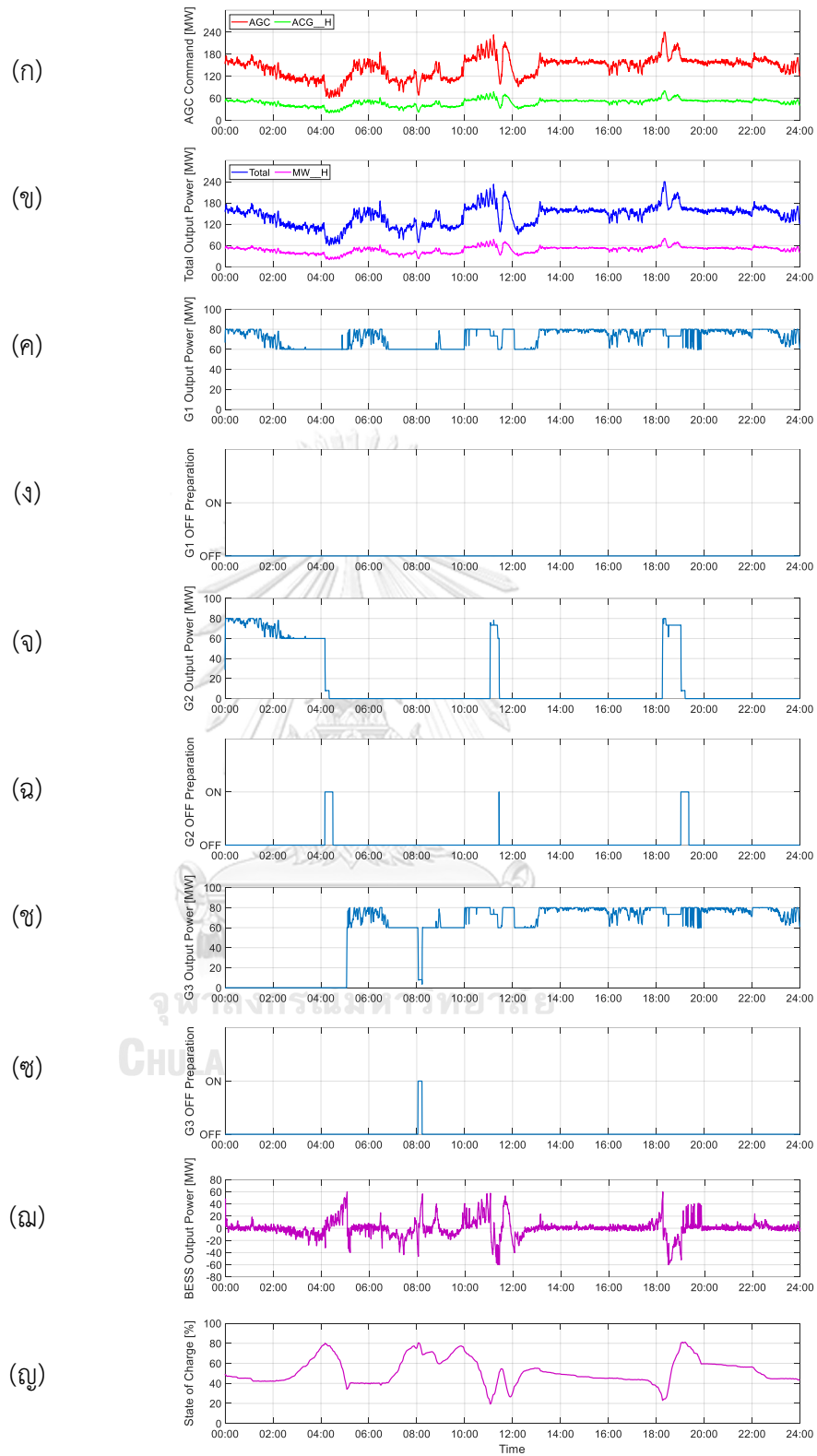


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

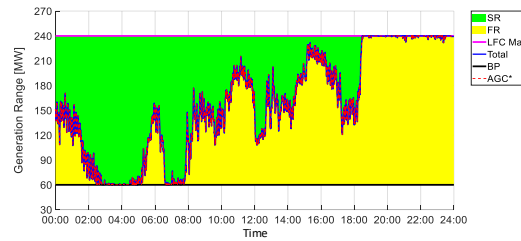
รูปที่ ง.32 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2563



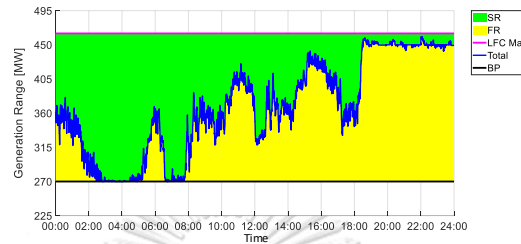
รูปที่ ง.33 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 14 กันยายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.34 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 25 กันยายน พ.ศ. 2563

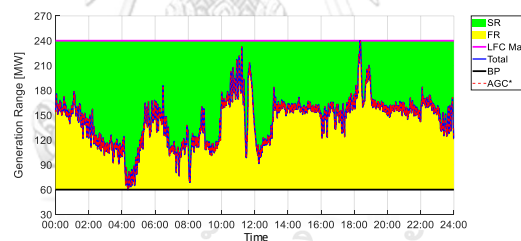


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

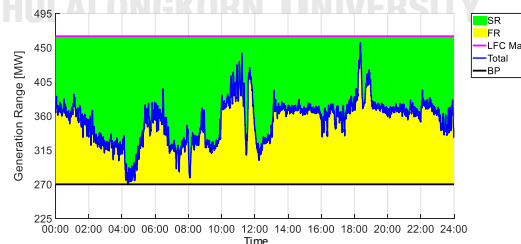


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.35 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 14 กันยายน พ.ศ. 2563



(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.36 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 25 กันยายน พ.ศ. 2563

ง.4 ผลการจำลองโดยใช้ข้อมูลของเดือนพฤศจิกายน

วันที่ใช้ในการทดสอบ แบ่งตามประเภทของวัน ดังนี้

1) วันที่ปกติ:

- วันที่ 19 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.37
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.38

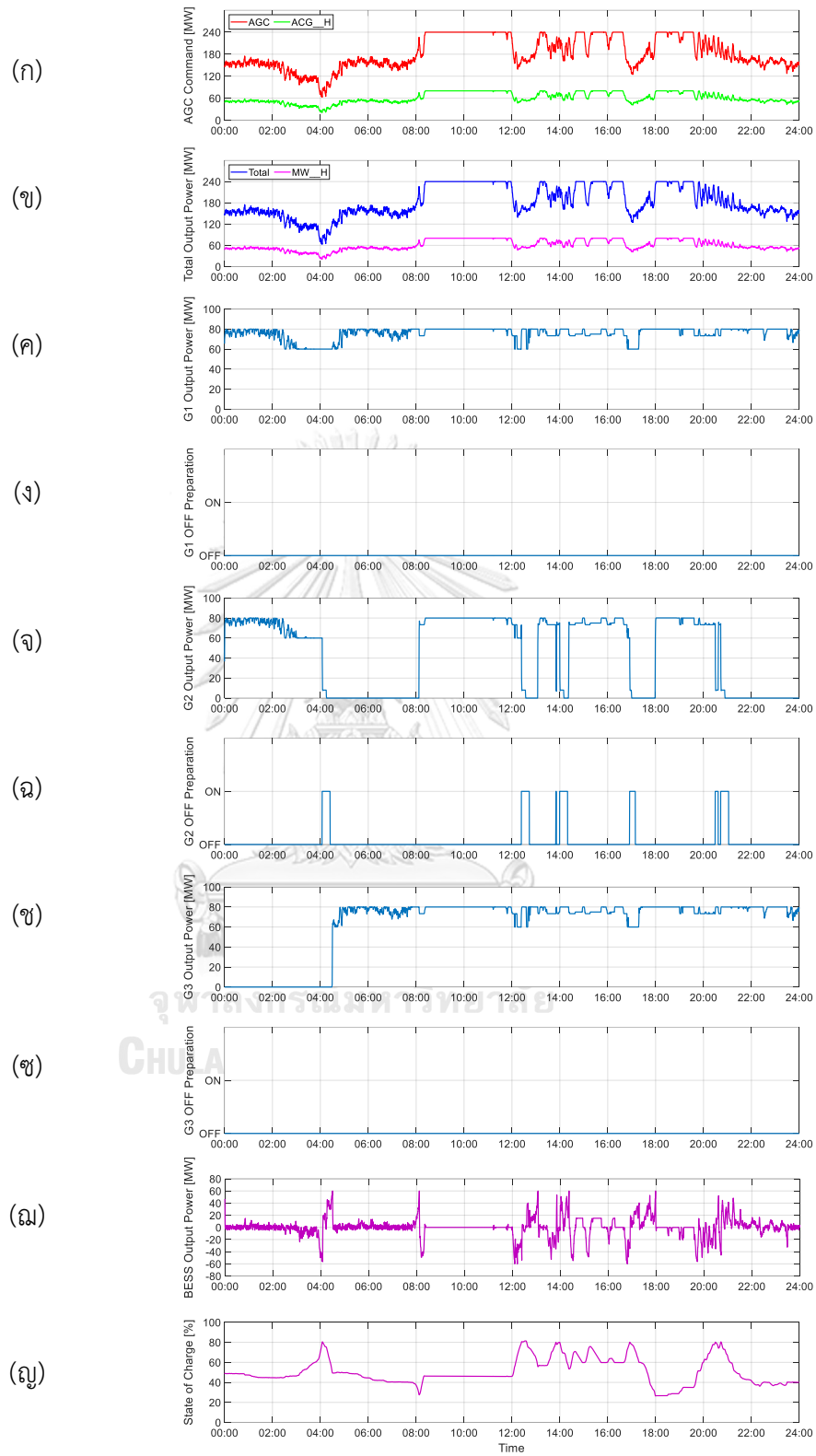
2) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นและส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 4 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 04:29 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 500 MW
- วันที่ 16 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 01:51 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 270 MW
- วันที่ 20 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563
 - เวลา 09:19 น. เกิดเหตุการณ์สูญเสียกำลังผลิต ขนาด 639 MW
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.39, รูปที่ ง.40 และรูปที่ ง.41 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.42, รูปที่ ง.43 และรูปที่ ง.44 ตามลำดับ

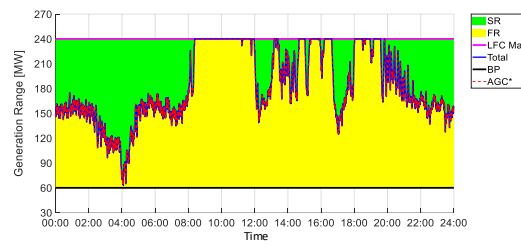
3) วันที่ไม่ปกติ โดยที่มีการปลดหรือนำเข้าใช้งานอุปกรณ์ แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อความถี่ของระบบไฟฟ้า:

- วันที่ 21 และ 25 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563
- ผลการจำลองแสดงดังรูปที่ ง.45 และรูปที่ ง.46 ตามลำดับ
- ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม แสดงดังรูปที่ ง.47 และรูปที่ ง.48 ตามลำดับ

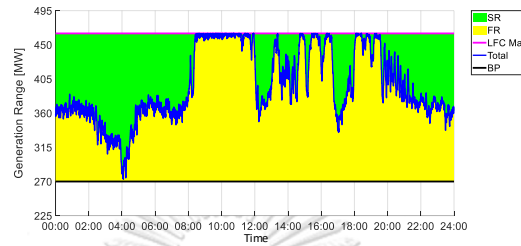




รูปที่ ง.37 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 19 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

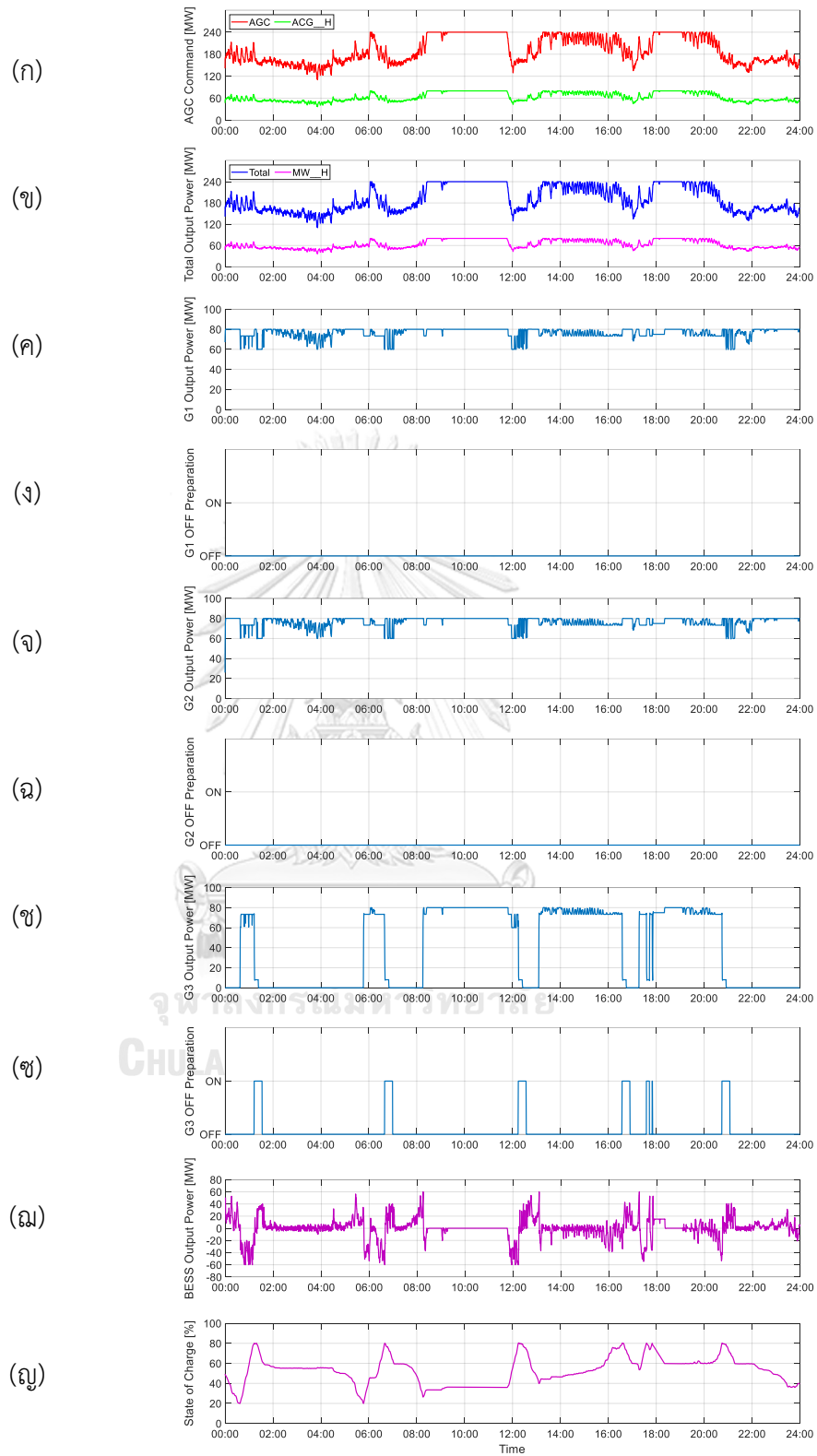


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

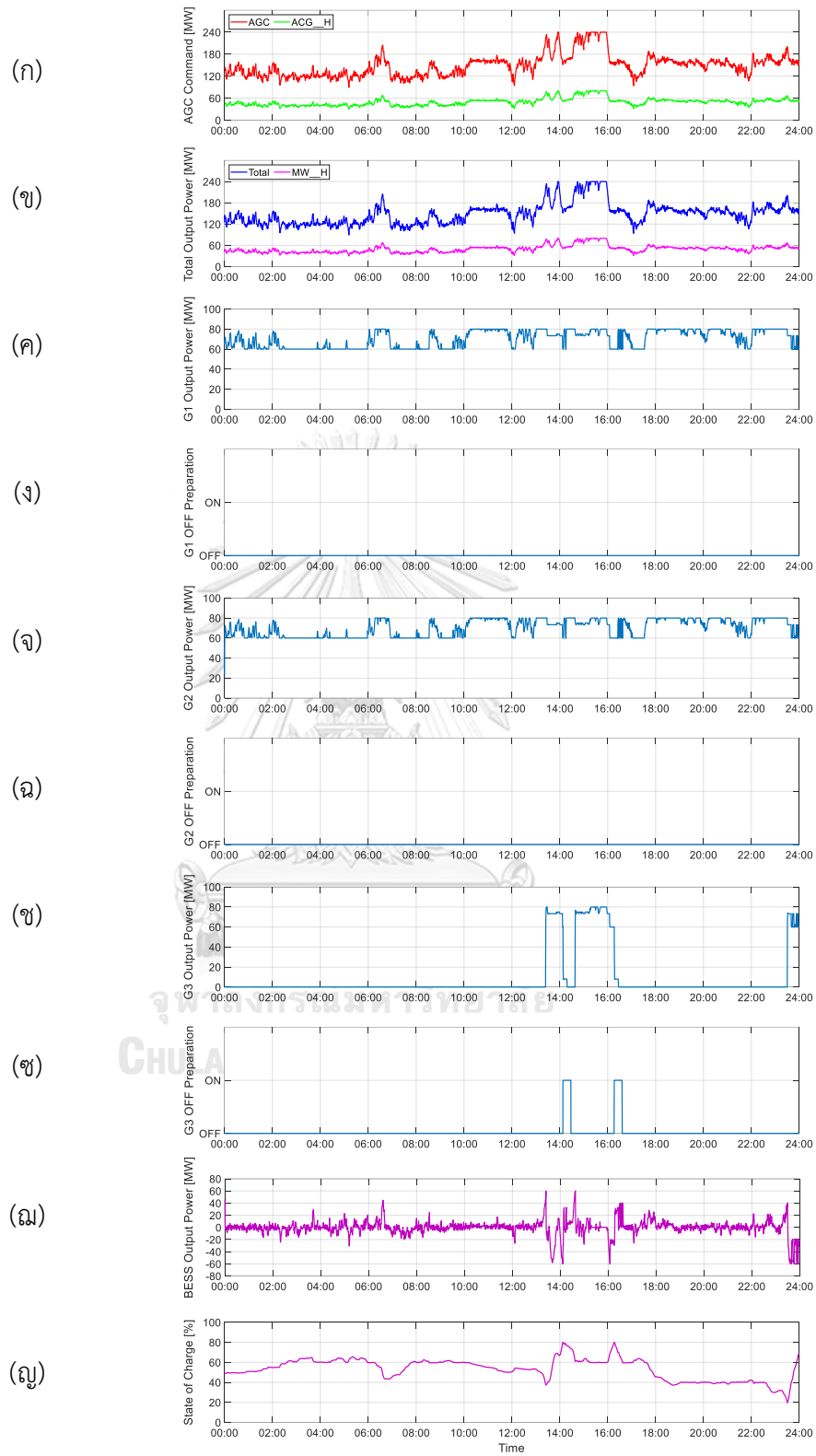


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม

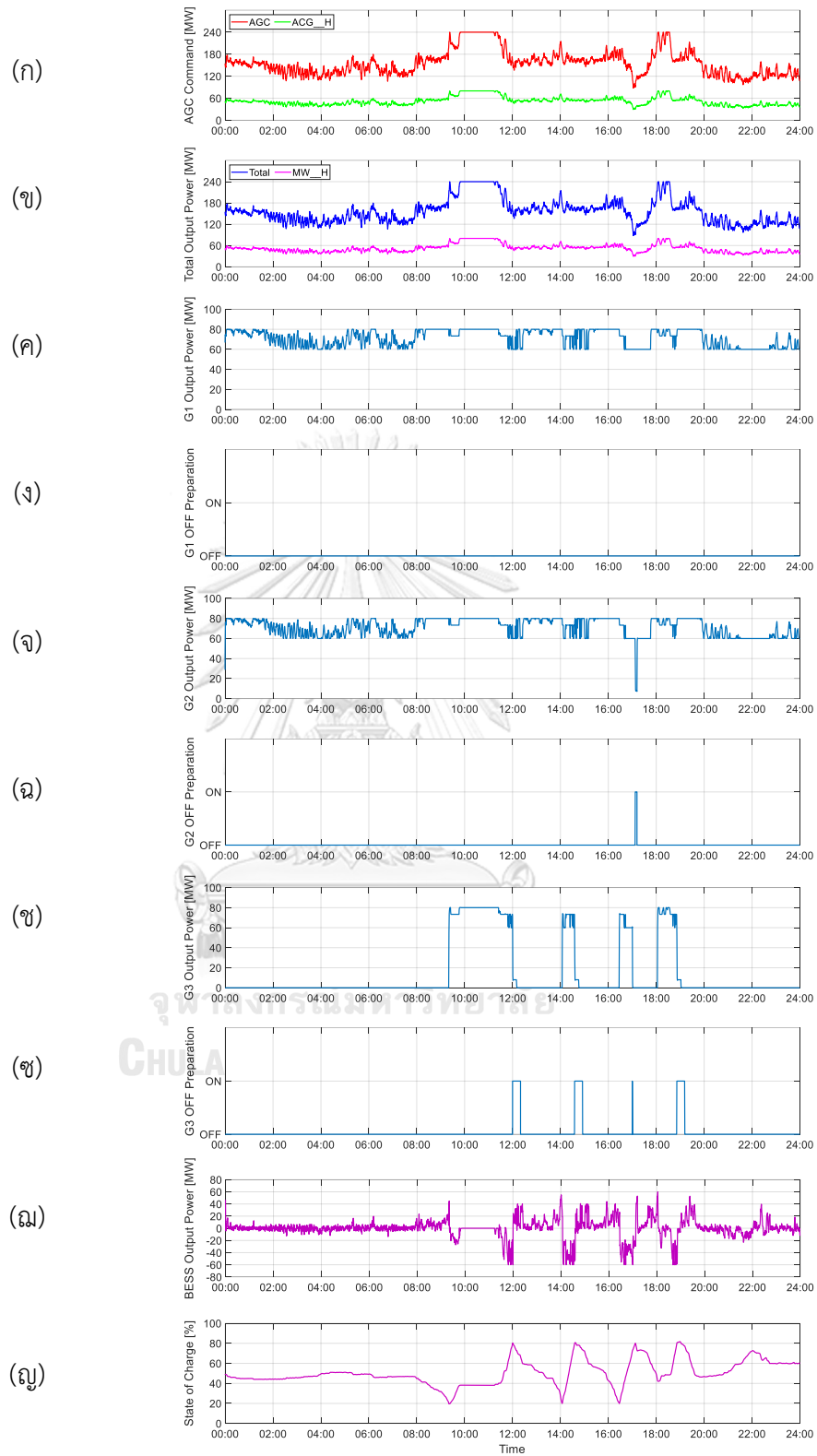
รูปที่ ง.38 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 19 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563



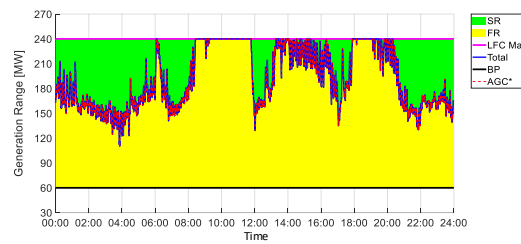
รูปที่ ง.39 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563



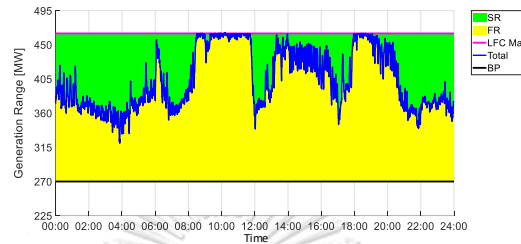
รูปที่ ง.40 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 16 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.41 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 20 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

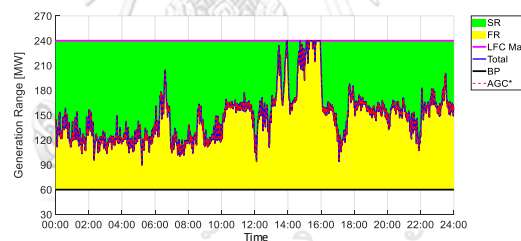


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

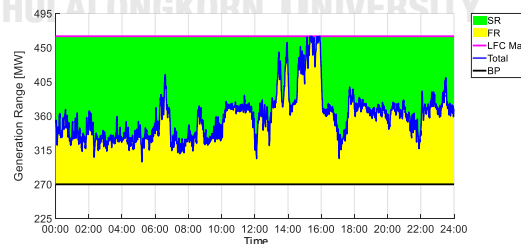


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.42 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 4 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

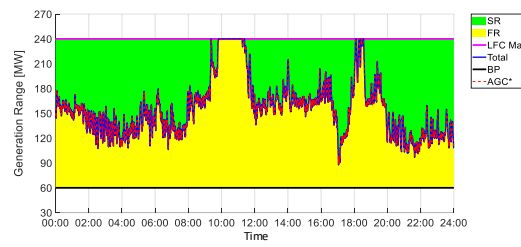


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

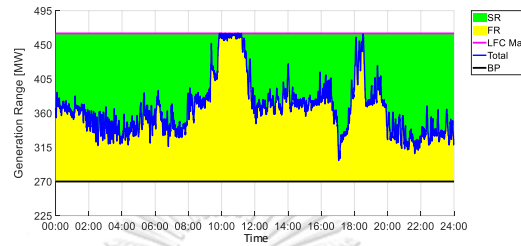


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.43 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 16 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

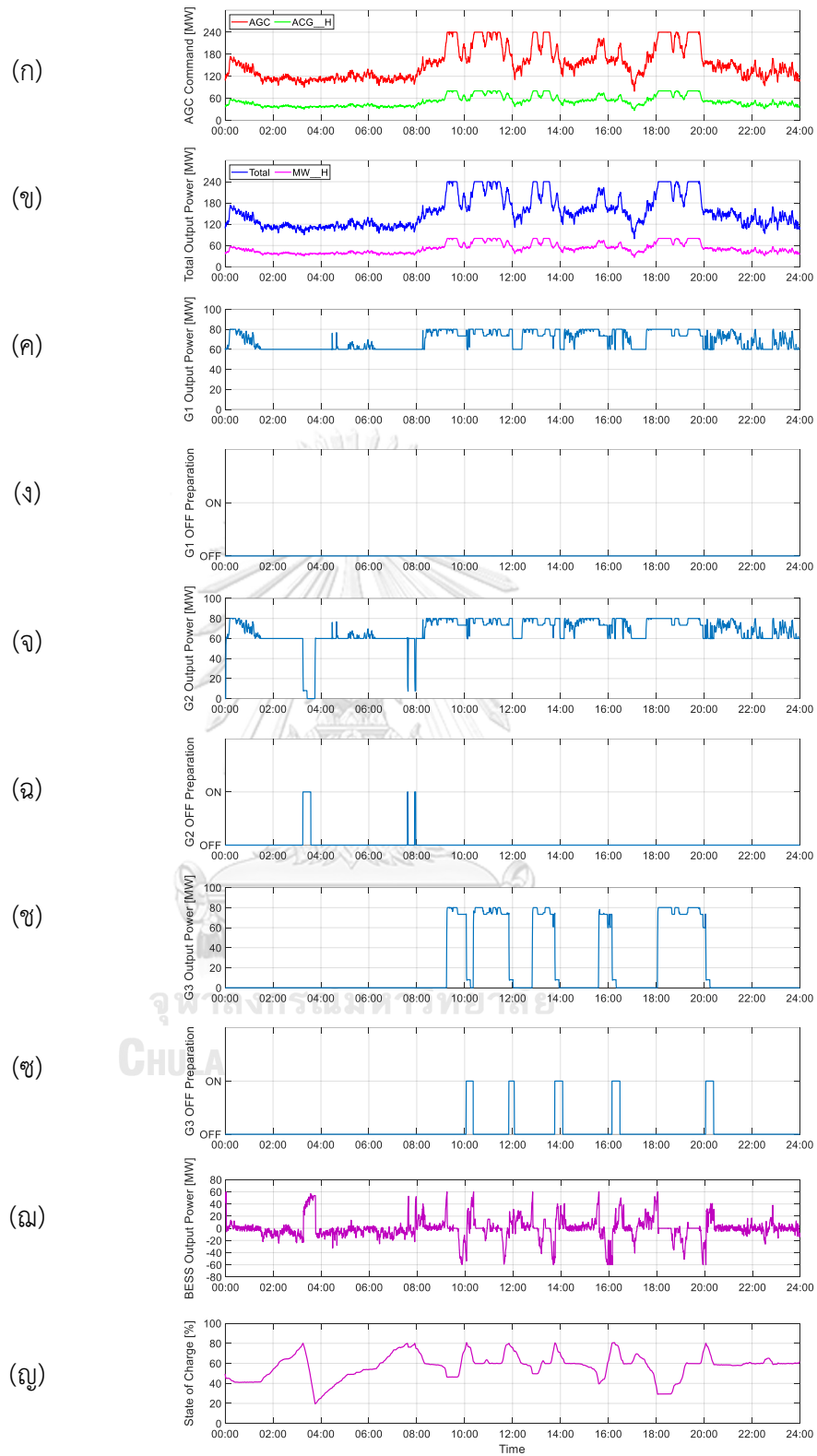


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

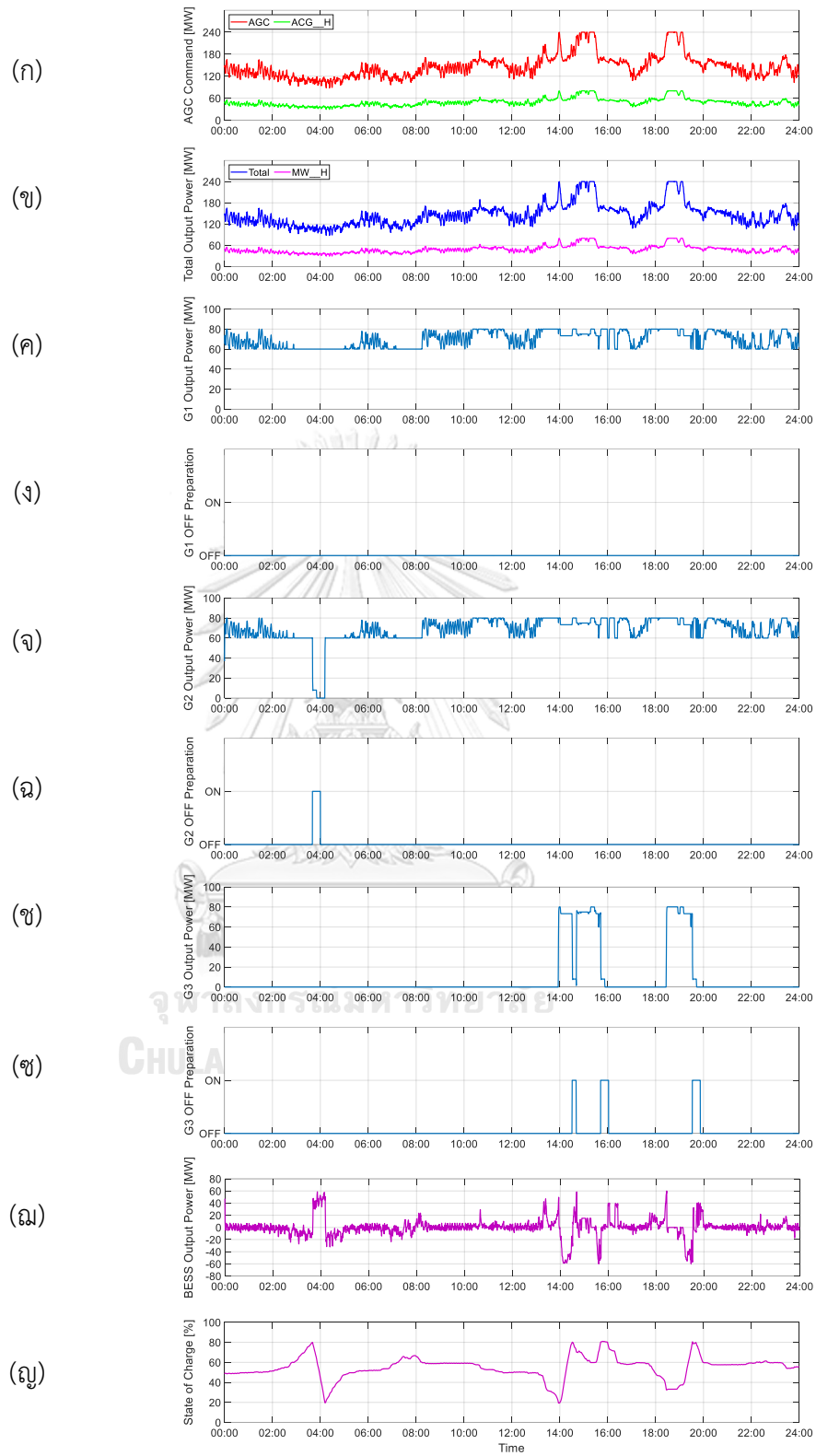


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม

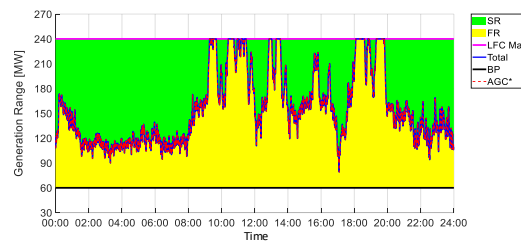
รูปที่ ง.44 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 20 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563



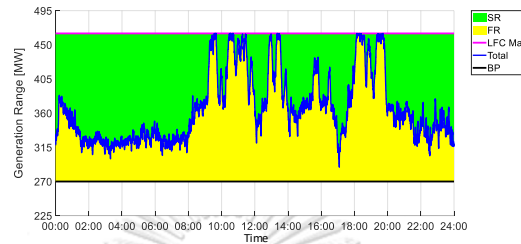
รูปที่ ง.45 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 21 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563



รูปที่ ง.46 ผลการจำลอง โดยใช้ข้อมูลวันที่ 25 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

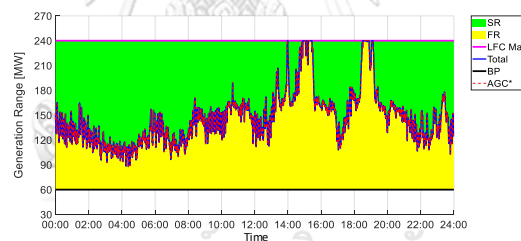


(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา

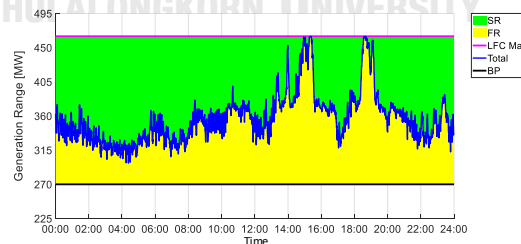


(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.47 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 21 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563



(ก) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา



(ข) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม

รูปที่ ง.48 ผลการเปรียบเทียบขนาดกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายและการสนับสนุนกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนอม โดยใช้ข้อมูลวันที่ 25 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

บรรณานุกรม

1. Energy Policy and Planning Office, *Power Development Plan 2018 (Revision 1)*. Ministry of Energy, 2020.
2. Power System Control and Operation Division, *Flexibility Integrated Operation Criteria*. Electricity Generating Authority of Thailand, 2019.
3. Power System Control and Operation Division, *Performance Agreement 2020: Spinning Reserve*. Electricity Generating Authority of Thailand, 2020.
4. Power System Control and Operation Division, *Grid Code*. Electricity Generating Authority of Thailand, 2019.
5. Toshiba Energy Systems & Solutions, *Chiew Larn Multipurpose Project: Generator Specification*. Toshiba Corporation, 1985.
6. Center of Excellent in Electrical Power Technology, *Integrated Renewable Storage for Hybrid Power Systems: A Conceptual Design Study*. Electricity Generating Authority of Thailand, 2019.
7. Techapakapong, S., *A Case Study on Using Battery Energy Storage System with Mini-Hydro Power Plant to Minimize the Impact of Solar PV Generation on Electrical Network of Ampoe Mueng Mae Hong Son*. Chulalongkorn University, 2017.
8. Bignucolo, F., et al., *Integration of Lithium-Ion Battery Storage Systems in Hydroelectric Plants for Supplying Primary Control Reserve*. *Energies*, 2017. 10: p. 98.
9. Schreider, A. and Bucher, R., *An auspicious combination: Fast-ramping battery energy storage and high-capacity pumped hydro*. *Energy Procedia*, 2018. 155: p. 156-164.
10. ANDRITZ HYDRO GmbH, *Hybrid Energy Solutions*. July, 2019 [cited 26 October 2020].
11. ANDRITZ HYDRO GmbH, *Hybrid Battery Solution for Hydro Power Plant*. September, 2019 [cited 26 October 2020].
12. Uniper, *Uniper solution with large-scale batteries helps to control the*

- frequency deviations in systems with large amounts of renewable energies.* June, 2020 [cited 9 December 2020].
13. pv magazine, *Fortum pairs li-ion storage with hydropower plant in Sweden.* May, 2019 [cited 9 December 2020].
 14. Kundur, P., *Power Stability and Control.* McGraw-Hill Inc., New York, 1994.
 15. ALTOM T&D ENERGY Automation & Information Bussiness, *e-terrageration Programmer/Analyst Guide.* ALTOM T&D Energy Automation & Information Corporation, 2003.
 16. Power System Control and Operation Division, *The Conditions and Constraints of The Hydro Power Plants.* Electricity Generating Authority of Thailand, 2014.
 17. Fuji Electric, *Chiew Larn Multipropose Project: Hydraulic Turbine Specification.* Fuji Electric Company Limited, 1985.
 18. Electrical Maintenance Division, *Minor Inspection RPB-H1: Digital Governor Inspection and Test.* Electricity Generating Authority of Thailand, 2018.
 19. Mechanical Maintenance Division, *Minor Inspection RPB-H1: Governor Performance Test.* Electricity Generating Authority of Thailand, 2018.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นางสาวนพวรรณ พัฒนอ้าว
วัน เดือน ปี เกิด	10 เมษายน 2532
สถานที่เกิด	จังหวัดสงขลา
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ปีการศึกษา 2554
ที่อยู่ปัจจุบัน	34/2 หมู่ที่ 7 ตำบลม่วงงาม อำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา 90330
ผลงานตีพิมพ์	N. Pattana-ew and S. Sangwongwanich, "Unit Management of a BESS-Integrated Hydro Power Plant for Spinning Reserve Enhancement," 2021 9th International Electrical Engineering Congress (IEECON2021), Pattaya, Thailand, 2021.