

การเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าโดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
ที่ทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ



บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

TRANSMISSION SYSTEM RELIABILITY ENHANCEMENT BY INSTALLING BATTERY ENERGY
STORAGE SYSTEM WITH SUBSTATION AUTOMATION SYSTEM

Mr. Sarunyu Intharasuk



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าโดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

โดย

นายศรัณยู อินทรสุข

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์ีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์ีย์)

..... กรรมการ

(อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จิรพจนานุกรักษ์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.สมภาพ อัมมมงคล)

5970320521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM / RELIABILITY ASSESSMENT /
TRANSMISSION SYSTEM / SUBSTATION AUTOMATION SYSTEM / RENEWABLE ENERGY

SARUNYU INTHARASUK: TRANSMISSION SYSTEM RELIABILITY ENHANCEMENT BY
INSTALLING BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM WITH SUBSTATION
AUTOMATION SYSTEM. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.,
213 pp.

Nowadays, wind and solar power plants, which are Small Power Producers (SPPs), have an electrical connection point mostly on Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)'s transmission system. With the government policy under Alternative Energy Development Plan (AEDP2015), there will be more renewable energy power plants in potential areas in the future. The increase of the power plants in such areas may cause problems in the transmission system, leading to power outages. To cope with these problems, a possible solution is the installation of Battery Energy Storage System (BESS) at power substations.

This thesis defines a BESS operation function cooperating with Substation Automation System (SAS) to ensure that BESS can respond rapidly to the transmission system when needed and can increase transmission system reliability. There are also two proposed methods based on a defined function to evaluate suitable BESS rating. These methods consists of the followings: determining some possible BESS ratings at first accordingly to any case study and determining transmission system reliability indices together with the evaluation of BESS operation accordingly to any possible BESS rating. Faults of transmission lines and power transformers are also considered. Suitable BESS rating of any case study can be summarized from the results. Case studies are determined from various installed capacities of the wind and solar power plants aimed to install at the EGAT's 115 kV transmission system. The outcomes of this thesis is beneficial to EGAT's transmission system development plan.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2017

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นผู้ให้การสนับสนุนทุนการวิจัยและข้อมูลที่สำคัญสำหรับการวิจัยเพื่อจัดทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้ และขอขอบคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำแนะนำและข้อเสนอแนะต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการวิจัย และเป็นแรงผลักดันให้การวิจัยในครั้งนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขวิทยานิพนธ์จนแล้วเสร็จสมบูรณ์ นอกจากนี้ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่านซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จีรพงศานานุรักษ์ และ ดร.สมภพ อัมภมมงคล ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอกมหาวิทยาลัย ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์ต่อการวิจัยและเสียสละเวลาในการตรวจสอบความถูกต้องของวิทยานิพนธ์จนแล้วเสร็จสมบูรณ์

ท้ายนี้ ขอขอบคุณห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้เอื้อเฟื้อสถานที่และเครื่องมือสำหรับปฏิบัติการวิจัยจนสำเร็จลุล่วงด้วยดี



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฐ
สารบัญภาพ	ต
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	3
1.3 ขอบเขต.....	3
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน.....	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง	5
1.6.1 การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของระบบไฟฟ้า ที่ มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์.....	5
1.6.2 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	7
1.6.3 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	8
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์	9
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	10
2.1 ขอบเขตของมาตรฐาน IEC 61850.....	11
2.2 อนุกรมมาตรฐาน IEC 61850.....	12
2.3 หลักการโดยทั่วไปของมาตรฐาน IEC 61850.....	15
2.3.1 โครงสร้างและฟังก์ชันของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	16

2.3.2 Information models	21
2.3.3 Communication services	25
2.3.4 Configuration	28
2.4 ประโยชน์ของมาตรฐาน IEC 61850	30
บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	32
3.1 การประยุกต์ใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน	33
3.2 การจำแนกประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน	35
3.3 ระบบกักเก็บพลังงานสำหรับสถานีไฟฟ้า	38
3.3.1 แบตเตอรี่ที่มีการไหลของสารเคมี (Flow batteries)	38
3.3.2 แบตเตอรี่ที่ทำงานด้วยอุณหภูมิสูง (High temperature batteries)	39
3.3.3 แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด (Lead-acid batteries)	39
3.3.4 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium-ion batteries)	40
3.4 แบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	41
บทที่ 4 ทฤษฎีพื้นฐานของการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า	43
4.1 วิธีประเมินความเชื่อถือได้	43
4.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์	44
4.2.1 แบบจำลอง 2 สถานะ	44
4.2.2 แบบจำลอง 3 สถานะ	45
4.2.3 แบบจำลอง 4 สถานะ	46
4.3 การกระจายตัวสำหรับการวิเคราะห์การทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า	47
4.3.1 การกระจายตัวแบบสมมาตร	48
4.3.2 การกระจายตัวแบบปกติ	49
4.3.3 การกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล	50

4.3.4 การกระจายตัวแบบไวบูลล์.....	51
4.4 ฟังก์ชันของการประเมินความเชื่อถือได้	54
บทที่ 5 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	55
5.1 ฟังก์ชันการทำงานของ BESS.....	55
5.2 ความสำคัญของ SAS สำหรับการใช้งาน BESS.....	57
5.2.1 ช่วงการส่งข้อมูล.....	58
5.2.2 ช่วงการประมวลผล.....	59
5.2.3 ช่วงการสั่งการและบันทึกผล	59
5.3 แบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิสติกส์.....	60
บทที่ 6 การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	65
6.1 การกำหนดแบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	66
6.2 การกำหนดระบบทดสอบ	66
6.3 การกำหนดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า.....	66
6.4 การสร้างโปรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า.....	67
6.5 การสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	69
6.5.1 ตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	70
6.5.2 การกำหนดระบบทดสอบย่อยและการประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้า	73
6.5.3 การประเมินการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	74
6.5.4 การกำหนดช่วงเวลาวิกฤติ.....	79
6.5.5 การปรับค่าของข้อมูลในตัวแปร <i>avaiP</i> ให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด	80
6.6 การตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	81

6.6.1 การสร้างตัวแปร <i>new_critST</i>	82
6.6.2 การประเมินการใช้งานแบตเตอรี่ในแต่ละช่วงเวลา	83
6.6.3 เงื่อนไขการพิจารณาการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่	86
6.7 การคำนวณขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่.....	87
6.7.1 การคำนวณพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบแปลงผันกำลัง	87
6.7.2 การคำนวณพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่	88
6.7.3 การคำนวณพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่และสถานะของประจุอ้างอิง.....	88
6.7.4 การคำนวณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดที่เป็นไปได้ของระบบแปลงผันกำลัง	91
บทที่ 7 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและ การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิด แบตเตอรี่	92
7.1 การกำหนดกรณีศึกษา.....	93
7.2 การกำหนดตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้	93
7.3 การสร้างตัวแปรในการบันทึกค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า.....	94
7.4 การจำลองสถานะการทำงานให้กับสายส่งและหม้อแปลงกำลังในรอบการพิจารณาใดๆ	95
7.4.1 การกำหนดอุปกรณ์ที่จะทำการจำลองสถานะการทำงาน	95
7.4.2 ตัวแปรสำหรับบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์.....	97
7.4.3 การสุ่มระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ	97
7.4.4 การสุ่มระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว.....	98
7.4.5 การบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในช่วงเวลาต่างๆ	99
7.5 การสร้างตัวแปรในการบันทึกสถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ใน รอบการพิจารณาใดๆ	99
7.6. การพิจารณาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่.....	100
7.6.1 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้.....	100
7.6.2 ขอบเขตการใช้งาน	102

7.7 การพิจารณาสถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ ช่วงเวลาต่างๆ	103
7.8 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของตำแหน่งที่พิจารณา	104
7.8.1 การคำนวณค่าดัชนี SAIFI.....	104
7.8.2 การคำนวณค่าดัชนี SAIDI	105
7.8.3 การคำนวณค่าดัชนี EENS	105
7.9 การตรวจสอบเงื่อนไขการลู่เข้า	106
7.10 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้เฉลี่ยของตำแหน่งที่พิจารณา	107
7.11 การคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ	107
บทที่ 8 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบและการกำหนดกรณีศึกษา	109
8.1 ข้อมูลระบบทดสอบ	109
8.1.1 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ	109
8.1.2 ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์	110
8.1.3 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ	111
8.1.4 เงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า	112
8.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ที่เกี่ยวข้อง.....	112
8.3 ข้อมูลขนาดแรงดันไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าหลัก	117
8.4 ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	117
8.5 การกำหนดกรณีศึกษา	118
บทที่ 9 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์	120
9.1 ผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	120
9.1.1 โพรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า	120
9.1.2 โพรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	126

9.1.3 การวิเคราะห์ช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาต่างๆ.....	151
9.1.4 ผลการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิด แบตเตอรี่	159
9.1.5 ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่.....	161
9.2 ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการใช้งานระบบกักเก็บ พลังงานชนิดแบตเตอรี่	162
9.2.1 ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ากรณีไม่ติดตั้งใช้งาน BESS	163
9.2.2 ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ากรณีติดตั้งใช้งาน BESS	167
9.2.3 ผลการประเมินการใช้งาน BESS ในด้านจำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียก ใช้งาน และโอกาสที่ตอบสนองได้.....	176
9.2.4 ผลการประเมินการใช้งาน BESS ในด้านขอบเขตการใช้งาน	184
บทที่ 10 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	191
รายการอ้างอิง	196
ภาคผนวก ก โพรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติม ให้กับ ระบบทดสอบ	201
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	213

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1	รายการเอกสารฉบับต่างๆ ในอนุกรมมาตรฐาน IEC 61850 ในปัจจุบัน.....	12
ตารางที่ 2.2	กลุ่มของ Logical node ตามมาตรฐาน IEC 61850 [21]	24
ตารางที่ 4.1	ฟังก์ชันของการประเมินความเชื่อถือได้ของการกระจายตัวในรูปแบบต่างๆ	54
ตารางที่ 5.1	ตารางแสดงระดับของเวลาในการส่ง (Transfer time classes) [22].....	58
ตารางที่ 6.1	ตัวแปรหลักที่แสดงข้อมูลโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิด แบตเตอรี่	70
ตารางที่ 6.2	ตัวแปรหลักที่เกี่ยวข้องในกระบวนการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บ พลังงานชนิดแบตเตอรี่	71
ตารางที่ 7.1	ตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกค่าดัชนีความเชื่อถือได้	94
ตารางที่ 8.1	ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในปัจจุบัน (Existing) ของระบบทดสอบ [28].....	111
ตารางที่ 8.2	ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ [29, 30]	111
ตารางที่ 8.3	ข้อมูลอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งและหม้อแปลง กำลังในระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของ กฟผ. [14]	111
ตารางที่ 8.4	เงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า	112
ตารางที่ 8.5	รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานลมประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) [33].....	115
ตารางที่ 8.6	รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) [33]	115
ตารางที่ 8.7	ค่าพารามิเตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (ลิเธียมไอออน).....	117
ตารางที่ 8.8	กรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์.....	118
ตารางที่ 9.1	ข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ปี พ.ศ. 2560.....	125
ตารางที่ 9.2	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 2	151
ตารางที่ 9.3	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 3	152
ตารางที่ 9.4	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 4	152

ตารางที่ 9.5	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 5	153
ตารางที่ 9.6	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 6	153
ตารางที่ 9.7	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 7	154
ตารางที่ 9.8	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 8	154
ตารางที่ 9.9	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 9	155
ตารางที่ 9.10	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 10	155
ตารางที่ 9.11	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 11	156
ตารางที่ 9.12	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 12	156
ตารางที่ 9.13	ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 13	157
ตารางที่ 9.14	ผลการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	159
ตารางที่ 9.15	ผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	161
ตารางที่ 9.16	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 (ไม่ติดตั้ง BESS)	163
ตารางที่ 9.17	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ไม่ติดตั้ง BESS)	163
ตารางที่ 9.18	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ไม่ติดตั้ง BESS)	164
ตารางที่ 9.19	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ไม่ติดตั้ง BESS)	164
ตารางที่ 9.20	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)	167
ตารางที่ 9.21	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)	167
ตารางที่ 9.22	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)	168
ตารางที่ 9.23	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)	168

ตารางที่ 9.24 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”).....	169
ตารางที่ 9.25 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”).....	169
ตารางที่ 9.26 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”).....	170
ตารางที่ 9.27 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”).....	170
ตารางที่ 9.28 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”).....	171
ตารางที่ 9.29 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”).....	171
ตารางที่ 9.30 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”).....	172
ตารางที่ 9.31 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”).....	172
ตารางที่ 9.32 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Max”).....	173
ตารางที่ 9.33 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Max”).....	173
ตารางที่ 9.34 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่ เงื่อนไข “Max”).....	174
ตารางที่ 9.35 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”).....	176
ตารางที่ 9.36 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบ แปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”).....	176

ตารางที่ 9.52 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”).....	187
ตารางที่ 9.53 ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”).....	188
ตารางที่ 9.54 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”).....	188



สารบัญภาพ

รูปที่ 2.1	ขอบเขตการใช้งานมาตรฐาน IEC 61850 [20]	11
รูปที่ 2.2	ความเชื่อมโยงของเอกสารฉบับต่างๆ ในอนุกรมมาตรฐาน IEC 61850 [20].....	14
รูปที่ 2.3	หลักการทั่วไปของมาตรฐาน IEC 61850 [21]	15
รูปที่ 2.4	Interface model ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ [22].....	16
รูปที่ 2.5	ตัวอย่างระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ [21].....	20
รูปที่ 2.6	Information model ตามมาตรฐาน IEC 61850 [20]	21
รูปที่ 2.7	Modelling approach ตามมาตรฐาน IEC 61850 [21]	22
รูปที่ 2.8	หมวดหมู่ทั่วไปของข้อมูลภายใน Logical node [21].....	23
รูปที่ 2.9	ตัวอย่างข้อมูลใน Data object ของ Logical node [21]	24
รูปที่ 2.10	ตัวอย่างความสัมพันธ์ของ Logical node ต่างๆ ที่สอดคล้องตามโครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับ Generic function with telecontrol interface, protection function และ measuring/metering function [22]	25
รูปที่ 2.11	ตัวอย่างหมวดหมู่ของ Services ตามมาตรฐาน IEC 61850 [21]	27
รูปที่ 2.12	แผนภาพแสดงการ Mapping ระหว่าง Services กับ Communication protocol [20].....	28
รูปที่ 2.13	โมเดลอ้างอิงของกระบวนการ Configuration ตามมาตรฐาน IEC 61850 [23].....	30
รูปที่ 3.1	การประยุกต์ใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน [5]	32
รูปที่ 3.2	ประเภทของระบบกักเก็บพลังงานที่จำแนกตามรูปแบบการจัดเก็บพลังงาน [4]	35
รูปที่ 3.3	ความเติบโตของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน [4].....	37
รูปที่ 3.4	ความเหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานสำหรับการประยุกต์ใช้งานในระบบไฟฟ้า [5] ..	37
รูปที่ 3.5	คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีการไหลของสารเคมี [5].....	38
รูปที่ 3.6	คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่ทำงานด้วยอุณหภูมิสูง [5].....	39
รูปที่ 3.7	คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด [5]	39

รูปที่ 3.8 คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน [5].....	40
รูปที่ 3.9 ความหนาแน่นพลังงานและความหนาแน่นกำลังของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ในปัจจุบัน [5].....	41
รูปที่ 3.10 การเปรียบเทียบจำนวนรอบการทำงานและราคาในการลงทุนติดตั้งของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ในปัจจุบันและอนาคต [5].....	41
รูปที่ 3.11 แบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ [24].....	42
รูปที่ 4.1 แบบจำลอง 2 สถานะ	44
รูปที่ 4.2 พฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 2 สถานะ	45
รูปที่ 4.3 แบบจำลอง 3 สถานะ	45
รูปที่ 4.4 ตัวอย่างการทำสวิตชิงเมื่อเกิดฟอลต์ที่บัส.....	46
รูปที่ 4.5 แบบจำลอง 4 สถานะ	47
รูปที่ 4.6 ฟังก์ชันของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ [14]	48
รูปที่ 4.7 ฟังก์ชันของการกระจายตัวแบบปกติ [14].....	50
รูปที่ 4.8 ฟังก์ชันของการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล [14]	51
รูปที่ 4.9 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ [14].....	52
รูปที่ 4.10 ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ [14]	52
รูปที่ 5.1 หลักการทำงานของ BESS ในฟังก์ชัน PQ operation.....	56
รูปที่ 5.2 การใช้งาน SAS เพื่อสนับสนุนการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาที่กำหนด.....	57
รูปที่ 5.3 แบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิสติกส์ของสถานีไฟฟ้าที่ติดตั้ง BESS	60
รูปที่ 5.4 แบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิสติกส์ของสถานีไฟฟ้าอื่นที่เกี่ยวข้องกับการใช้งาน BESS.....	61
รูปที่ 6.1 ขั้นตอนการประเมินขนาดพิกัดระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่.....	65
รูปที่ 6.2 การประเมินกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาใดๆ	67
รูปที่ 6.3 กระบวนการในการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่.....	69

รูปที่ 6.4	แผนภาพอธิบายตัวแปร critPQ	72
รูปที่ 6.5	แผนภาพอธิบายตัวแปร avaiP	72
รูปที่ 6.6	แผนภาพอธิบายตัวแปร critST	72
รูปที่ 6.7	การประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบย่อย ณ ช่วงเวลาใดๆ	73
รูปที่ 6.8	แผนภาพอธิบายตัวแปร temp1	73
รูปที่ 6.9	แผนภาพอธิบายตัวแปร temp2	74
รูปที่ 6.10	การประเมินการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาใดๆ	75
รูปที่ 6.11	แผนภาพแสดงการประเมินค่าตัวแปร Pcrit	76
รูปที่ 6.12	แผนภาพแสดงการประเมินค่าตัวแปร Pch25 และ Pdis25	77
รูปที่ 6.13	การบันทึกข้อมูลเข้าสู่ตัวแปร critPQ และ avaiP ณ ช่วงเวลาใดๆ	78
รูปที่ 6.14	การกำหนดช่วงเวลาวิกฤติ	80
รูปที่ 6.15	การตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่... ..	81
รูปที่ 6.16	ตัวอย่างการสร้างตัวแปร new_critST	82
รูปที่ 6.17	แผนภาพอธิบายตัวแปร CC CD AC และ AD	84
รูปที่ 6.18	ตัวอย่างการอธิบายการคำนวณของสมการที่ (6.3)-(6.6)	84
รูปที่ 6.19	ตัวอย่างการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่	86
รูปที่ 7.1	การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า	92
รูปที่ 7.2	แผนภาพอธิบายตัวแปรในตารางที่ 7.1	94
รูปที่ 7.3	ตัวอย่างสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่ถูกสร้างโดยวิธี Sequential MCS	95
รูปที่ 7.4	การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยวิธี Sequential MCS	96
รูปที่ 7.5	แผนภาพอธิบายตัวแปร status_compo	97
รูปที่ 7.6	ตัวอย่างการบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์ Line 1 ในตัวแปร status_compo... ..	99
รูปที่ 7.7	แผนภาพอธิบายตัวแปร status_point	100
รูปที่ 8.1	แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ [27]	109

รูปที่ 8.2 ตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุด DP1 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560	113
รูปที่ 8.3 ตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุด DP2 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560	113
รูปที่ 8.4 ตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุด DP3 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560	114
รูปที่ 8.5 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Existing Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 60 เมกะวัตต์ ซึ่งเชื่อมต่ออยู่ที่บัสหมายเลข 2 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560.....	114
รูปที่ 8.6 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับ ระบบทดสอบ (Additional Wind) ที่บัสหมายเลข 2 ในขนาดที่เทียบเท่ากับ กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560.....	116
รูปที่ 8.7 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับ ระบบทดสอบ (Additional Solar) ที่บัสหมายเลข 2 ในขนาดที่เทียบเท่ากับ กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560.....	116
รูปที่ 8.8 ตัวอย่างข้อมูลขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสอ้างอิง (Slack bus) ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560	117
รูปที่ 9.1 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมในเดือนต่างๆ ของปี พ.ศ. 2560 ที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ.....	120
รูปที่ 9.2 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (ภาพรวมทั้งปี)	122
รูปที่ 9.3 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (เดือนพฤษภาคม)	122
รูปที่ 9.4 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (เดือนธันวาคม).....	123
รูปที่ 9.5 ระยะเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (ภาพรวมทั้งปี)	123
รูปที่ 9.6 ระยะเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (เดือนพฤษภาคม).....	124
รูปที่ 9.7 ระยะเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (เดือนธันวาคม)	124

รูปที่ 9.8 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 2	127
รูปที่ 9.9 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 2	127
รูปที่ 9.10 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 2.....	128
รูปที่ 9.11 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 2	128
รูปที่ 9.12 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 3	129
รูปที่ 9.13 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 3	129
รูปที่ 9.14 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 3.....	130
รูปที่ 9.15 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 3	130
รูปที่ 9.16 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 4	131
รูปที่ 9.17 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 4	131
รูปที่ 9.18 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 4.....	132
รูปที่ 9.19 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 4	132

รูปที่ 9.20 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 5	133
รูปที่ 9.21 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 5	133
รูปที่ 9.22 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 5.....	134
รูปที่ 9.23 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 5	134
รูปที่ 9.24 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 6	135
รูปที่ 9.25 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 6	135
รูปที่ 9.26 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 6.....	136
รูปที่ 9.27 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 6	136
รูปที่ 9.28 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 7	137
รูปที่ 9.29 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 7	137
รูปที่ 9.30 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 7.....	138
รูปที่ 9.31 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 7	138

รูปที่ 9.32 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 8	139
รูปที่ 9.33 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 8	139
รูปที่ 9.34 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 8.....	140
รูปที่ 9.35 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 8	140
รูปที่ 9.36 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 9	141
รูปที่ 9.37 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 9	141
รูปที่ 9.38 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 9.....	142
รูปที่ 9.39 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 9	142
รูปที่ 9.40 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 10	143
รูปที่ 9.41 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 10	143
รูปที่ 9.42 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 10.....	144
รูปที่ 9.43 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 10	144

รูปที่ 9.44 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 11	145
รูปที่ 9.45 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 11	145
รูปที่ 9.46 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 11.....	146
รูปที่ 9.47 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 11	146
รูปที่ 9.48 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 12	147
รูปที่ 9.49 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 12	147
รูปที่ 9.50 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 12.....	148
รูปที่ 9.51 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 12	148
รูปที่ 9.52 ช่วงเวลาวิกฤติ (critST) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (new_critST) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 13	149
รูปที่ 9.53 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติ (critPch และ critPdis) ในกรณีศึกษาที่ 13	149
รูปที่ 9.54 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 13.....	150
รูปที่ 9.55 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 13	150

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะเริ่มจากการกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา ตามด้วยวัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และสุดท้ายคือเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยมีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) อันได้แก่ พลังงานลม (Wind power) และแสงอาทิตย์ (Solar power) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ ตามนโยบายของรัฐบาลที่มีระบุไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี พ.ศ. 2558 – 2579 [1] โดยในปี พ.ศ. 2579 มีเป้าหมายกำลังผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์เป็น 3,002 เมกะวัตต์ และ 6,000 เมกะวัตต์ ตามลำดับ โดยจากการตรวจสอบข้อมูลจากเว็บไซต์ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน [2] ณ วันที่ 12 กันยายน พ.ศ. 2560 พบว่ามีกำลังผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์เพียง 615.22 เมกะวัตต์ และ 2,778.19 เมกะวัตต์ ตามลำดับ เท่านั้น โดยส่วนใหญ่มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ หรือต่ำกว่า และในอนาคตจะมีปริมาณเพิ่มขึ้นอีกเป็นจำนวนมาก

เป็นที่ทราบดีว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับความเร็วลมและความเข้มแสงอาทิตย์ ตามลำดับ ซึ่งมีความผันผวนสูงและไม่สามารถผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องตามความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ เนื่องจากผลิตได้ในบางช่วงเวลาเท่านั้น ในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ การเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในพื้นที่ดังกล่าวอาจก่อให้เกิดปัญหาในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission system) ได้ เช่น ปัญหาไฟฟ้าดับอันเนื่องมาจากมีกระแสไฟฟ้าไหลเกินค่าพิกัดของสายส่ง ซึ่งสามารถเกิดขึ้นได้หากในระบบส่งไฟฟ้าหนึ่งมีสายส่งบางเส้นเกิดความผิดปกติและหลุดออกจากระบบในช่วงระหว่างที่มีกำลังไฟฟ้าปริมาณสูงที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ไหลผ่านสายส่งเส้นดังกล่าวอยู่ สายส่งข้างเคียงเส้นที่เหลืออาจมีกระแสไฟฟ้าไหลเกินค่าพิกัดและหลุดออกจากระบบได้อีกเช่นกัน ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับและส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า นอกจากนี้ความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมและแสงอาทิตย์อาจทำให้เกิดปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อีกด้วย [3]

อย่างไรก็ตามเพื่อให้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ พร้อมทั้งมีการปรับปรุงความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบส่งไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่ดี ทางเลือกหนึ่งที่เป็นไปได้คือการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (Battery energy storage system: BESS) ในระบบส่งไฟฟ้าเพื่อให้สามารถบริหารจัดการการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าและยังสามารถแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจำหน่ายได้อีกด้วย [4] ปัจจุบันเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่กำลังได้รับความนิยมนและมีแนวโน้มด้านราคาที่ลดลงอย่างต่อเนื่อง [5] นอกจากนี้เพื่อผลักดันให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยพัฒนาไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) สถานีไฟฟ้าซึ่งเป็นส่วนสำคัญของระบบโครงข่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องออกแบบให้สอดคล้องตามมาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลฉบับใหม่สำหรับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation automation system: SAS) ที่ทำให้อุปกรณ์ต่างชนิดต่างยี่ห้อมีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) [6] และนำไปสู่สถานีไฟฟ้ายุคใหม่ที่เรียกว่าสถานีไฟฟ้าแบบดิจิทัล (Digital substation)

ดังนั้นวิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงได้นำเสนอฟังก์ชันการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่อาศัยการทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่สามารถตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว และนำเสนอวิธีการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่เป็นไปได้ของกรณีศึกษาต่างๆ ที่สอดคล้องตามฟังก์ชันการใช้งานที่ได้กำหนดไว้ รวมทั้งวิธีการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าที่มีการพิจารณาถึงเหตุการณ์ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นกับสายส่งและหม้อแปลงกำลัง เพื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าของกรณีศึกษาต่างๆ ทั้งที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามฟังก์ชันที่ได้กำหนดไว้ นอกจากนี้ยังมีการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ดังกล่าวควบคู่ไปด้วย เพื่อพิจารณาถึงความจำเป็นในการใช้งานและขนาดพิกัดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ โดยระบบทดสอบที่ใช้คือ ระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ที่อยู่ในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ สำหรับกรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์ได้กำหนดจากการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในระบบทดสอบ โดยผลการศึกษาที่ได้จะเป็นประโยชน์ต่อการตัดสินใจเพื่อปรับปรุงและพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์

คำนวณขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ติดตั้งใช้งานที่สถานีไฟฟ้าและทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ โดยคำนึงถึงเหตุการณ์ความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ของสายส่งและหม้อแปลงกำลัง

1.3 ขอบเขต

- 1) พิจารณาระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ จำนวน 1 ระบบ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่มีจุดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งอยู่ในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์
- 2) พิจารณาข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่จุดจำหน่ายไฟฟ้าในช่วงระหว่างวันที่ 1 มกราคม ถึง 31 ธันวาคม 2560 โดยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นข้อมูลเฉลี่ยราย 30 นาที และข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์เป็นข้อมูลเฉลี่ยราย 15 นาที
- 3) พิจารณาการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในระบบส่งไฟฟ้าที่เลือกทำการศึกษา
- 4) พิจารณาเหตุการณ์ความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ของสายส่งและหม้อแปลงกำลังในการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า
- 5) พิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยการจำลองผ่านโปรแกรม MATLAB/MATPOWER
- 6) พิจารณาหลักการการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่อาศัยการทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเพื่อตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้า
- 7) พิจารณาขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ติดตั้งใช้งานที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า โดยพิจารณาเฉพาะการใช้งานในโหมดเชื่อมต่อกับกริด (Grid-connected mode) เท่านั้น
- 8) พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดจำหน่ายไฟฟ้าต่างๆ ของระบบส่งไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย ดัชนี SAIFI (System average interruption frequency index),

ดัชนี SAIDI (System average interruption duration index) และดัชนี EENS (Expected energy not supplied)

- 9) พิจารณาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ
- 10) พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Outage cost)

1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - 1.1) ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850
 - 1.2) เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
 - 1.3) การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
 - 1.4) การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า
- 2) ศึกษามาตรฐาน IEC 61850
- 3) พิจารณาหลักการการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่อาศัยการทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเพื่อตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้า
- 4) ศึกษาการส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และข้อมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ของประเทศไทย
- 5) รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบส่งไฟฟ้าที่เลือกทำการศึกษา ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ และข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องสำหรับการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 6) พัฒนาวิธีการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
- 7) พัฒนาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า
- 8) พัฒนาโปรแกรมการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
- 9) พัฒนาโปรแกรมการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า
- 10) ทดสอบโปรแกรมโดยการพิจารณาจากกรณีศึกษาต่างๆ
- 11) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ
- 12) จัดทำบทความเพื่อนำเสนอผลงานทางวิชาการ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) หลักการการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่อาศัยการทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเพื่อตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้า
- 2) วิธีการในการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า โดยสอดคล้องตามปริมาณการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ และคำนึงถึงเหตุการณ์ความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ของสายส่งและหม้อแปลงกำลัง เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า
- 3) วิธีการในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า
- 4) ผลจากการศึกษาสามารถใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจเพื่อวางแผนปรับปรุงและพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าในอนาคต

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

1.6.1 การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของระบบไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์

บทความ [7] ได้นำเสนอวิธีการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่โดยใช้เทคนิควิเคราะห์ (Analytical technique) สำหรับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิล (Conventional power plant) และโรงไฟฟ้าพลังงานลม โดยมีแนวคิดที่ว่าหากติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในระบบไฟฟ้าแล้วจะสามารถนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมจ่ายเข้าสู่ระบบได้เพิ่มมากขึ้นและมีความคุ้มค่าสูงสุด และยังสอดคล้องตามความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับดัชนีที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ ดัชนี EENS (Expected energy not supplied) และดัชนี EENU (Expected energy not used)

บทความ [8] ได้นำเสนอวิธีการประเมินขนาดพิกัดที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้เทคนิควิเคราะห์ (Analytical technique) สำหรับระบบไฟฟ้าไฮบริด (Hybrid power system) ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และโหลด โดยจะพิจารณาทั้งกรณีที่ใช้งานในโหมดเชื่อมต่อกับกริด (Grid-connected mode) และโหมดไม่เชื่อมต่อกับกริด (Stand-alone mode) สำหรับวิธีการประเมินพิจารณาจากกรณีที่เป็นไปได้ทั้งหมดของสัดส่วนผสมระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ โดยตัวแปรหลักที่ใช้ในการพิจารณา ได้แก่ ความเชื่อถือได้แหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Power supply reliability) คุณลักษณะแบบผสมผสานของลมและแสงอาทิตย์ (Complementary

characteristics of Wind and Solar) และ ความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่กริด (Fluctuation of power injected into grid) กรณีที่ผ่านเกณฑ์การพิจารณาและมีต้นทุนต่ำสุดคือ ผลลัพธ์

บทความ [9] ได้นำเสนอวิธีการประเมินขนาดพิกัดและตำแหน่งติดตั้งของระบบ กักเก็บชนิดแบตเตอรี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ โดย คำนึงถึงอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่ ประกอบด้วย 4 อย่าง ได้แก่ 1) อุณหภูมิของแบตเตอรี่ 2) ความลึกของการคายประจุ (Depth of discharge: DOD) 3) กระแสขณะอัดและคายประจุ และ 4) แรงดันและกระแสตัดออฟ (Cut-off voltage/current)

บทความ [10] ได้นำเสนอการใช้ขั้นตอนวิธีแบบ MEET (Maximum energy efficiency tracking algorithm) ในการทดสอบประสิทธิภาพการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน ชนิดแบตเตอรี่ ซึ่งประกอบด้วยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดพิกัด 1 เมกะวัตต์/1 เมกะวัตต์ชั่วโมง จำนวน 2 ชุด ระบบแปลงผันกำลัง (Power conversion system: PCS) และหม้อแปลงกำลัง พบว่า ที่ร้อยละ 40 ของสถานะของประจุ (State of charge: SOC) ประสิทธิภาพขณะอัดและคายประจุมี ค่าร้อยละ 81.53 และร้อยละ 89.96 ตามลำดับ และที่ร้อยละ 80 ของสถานะของประจุ ประสิทธิภาพ ขณะอัดและคายประจุมีค่าร้อยละ 84.54 และร้อยละ 74.66 ตามลำดับ ทั้งนี้ หากพิจารณา ประสิทธิภาพโดยรวมของแบตเตอรี่ (Overall efficiency) พบว่าเมื่อค่าสถานะของประจุเข้าใกล้ค่า พิกัด ประสิทธิภาพโดยรวมของแบตเตอรี่จะมีค่าลดลง

โดยสรุปวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้กำหนดแบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตามบทความ [10] โดยเน้นไปที่การนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มาติดตั้งใช้งานที่สถานี ไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าและใช้งานเฉพาะโหมดเชื่อมต่อกับกริดเท่านั้น การ พิจารณาจึงต้องคำนึงถึงแรงดันไฟฟ้าที่บัสรวมถึงกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ดังนั้นใน การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จึงต้องมีข้อมูลจากการจำลองการไหล ของกำลังไฟฟ้า นอกจากนั้นยังได้นำเสนอแนวคิดใหม่ในการประเมินเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสม ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เพื่อให้มั่นใจว่าเมื่อนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มา ใช้งานตามฟังก์ชันที่ได้กำหนดไว้แล้วจะสามารถบริหารจัดการสถานะของประจุของแบตเตอรี่ดังกล่าว ได้ พร้อมทั้งมีการกำหนดสถานะของประจุอ้างอิงที่เหมาะสมต่อการนำไปใช้งานจริงตามฟังก์ชันการ ใช้งานที่ได้กำหนดไว้ สำหรับปัจจัยที่มีผลต่อการพิจารณาขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิด แบตเตอรี่ ได้แก่ การเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ เงื่อนไขการ ปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า สถานะของประจุอ้างอิง ประสิทธิภาพขณะอัดและคายประจุ และความลึก ของการคายประจุ ทั้งนี้ ยังไม่ได้พิจารณาถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

1.6.2 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

บทความ [11] ได้นำเสนอการใช้เทคนิควิเคราะห์ (Analytical technique) ในการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย ดัชนี LOLE (Loss of load expectation) และดัชนี LOEE (Loss of energy expectation) เพื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในกรณีที่มีกำลังผลิตติดตั้งของหน่วยผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงานในสัดส่วนต่างๆ ผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น

บทความ [12] ได้นำเสนอการใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยวิธีแบบมีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential Monte Carlo simulation) ให้กับหน่วยผลิตไฟฟ้าและสายส่งในระบบไฟฟ้าหลักเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการพิจารณาการส่งการที่เหมาะสมไปยังระบบกักเก็บพลังงานต่างๆ ที่อยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อหลีกเลี่ยงการสูญเสียโหลด (Loss of load) และรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่นำมาพิจารณาประกอบด้วย ดัชนี LOLP (Loss of load probability) และดัชนี EENS (Expected energy not supplied) สำหรับตัวแปรที่ใช้กำหนดกรณีศึกษาประกอบด้วย การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงาน และกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่อยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทความ [13] มีวิธีการศึกษาที่คล้ายกับบทความ [12] โดยนำเสนอการใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยวิธีแบบมีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential Monte Carlo simulation) แต่ใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ DC optimal power flow ในการพิจารณาค่าดัชนี EENS (Expected energy not supplied) เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ข้อมูลที่นำมาใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นข้อมูลในช่วงระยะเวลา 1 ปี ที่มีความละเอียดรายเป็นรายชั่วโมง สำหรับค่าดัชนี EENS ของกรณีศึกษาหนึ่งๆ จะเป็นค่าเฉลี่ยจากการทดสอบซ้ำจำนวน 100 ครั้ง

งานวิจัย [14] ได้ทำการศึกษาข้อมูลการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) พบว่าอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีโอกาสเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวมากที่สุดคือหม้อแปลงกำลัง อันดับรองลงมาคือบัสบาร์ สำหรับอุปกรณ์อื่นๆ เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน มีโอกาสการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวน้อยมาก

บทความ [15] ได้นำเสนอการพิจารณาการรู่เข้าของการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation) ผ่านค่าสัมประสิทธิ์ของการแปรผัน (coefficient of variation) ซึ่งพิจารณาจากอัตราส่วนระหว่าง

ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) กับค่าเฉลี่ย (Expected value) โดยค่าสัมประสิทธิ์ของการแปรผันของรอบการคำนวณต่างๆ พิจารณาจากข้อมูลในอดีตจนถึงข้อมูลในปัจจุบัน หากว่าสัมประสิทธิ์ของการแปรผันในรอบการคำนวณใดมีค่าลู่เข้าอยู่เข้าอยู่ในขอบเขตที่กำหนดจะถือว่าเป็นเกิดการลู่เข้า

โดยสรุปวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้้นำการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยวิธีแบบมีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential Monte Carlo Simulation) มาใช้จำลองเหตุการณ์ความผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นได้ให้กับสายส่งและหม้อแปลงกำลัง และมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลโหลดและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นข้อมูลจริงในของปี พ.ศ. 2560 ที่มีความละเอียดเป็นราย 30 นาที และ 15 นาที ตามลำดับ ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา ประกอบด้วย ดัชนี SAIFI SAIDI และ EENS สำหรับการพิจารณาการลู่เข้าจะใช้วิธีการของบทความ [15]

1.6.3 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

บทความ [16] และ [17] กล่าวถึงที่มาของมาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลฉบับใหม่ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation automation system: SAS) และเป็นส่วนสำคัญที่จะพัฒนาให้เกิดระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) จุดประสงค์หลักของมาตรฐาน IEC 61850 คือต้องการทำให้อุปกรณ์ IED (Intelligent electronic device) ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้าและส่วนอื่นของระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) ผ่านรูปแบบการสื่อสารที่เป็นมาตรฐาน โดยไม่ขึ้นกับผู้ผลิตและชนิดของอุปกรณ์

บทความ [18] ได้นำเสนอโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่ได้เริ่มดำเนินการตั้งแต่ปี ค.ศ. 2003 ได้แก่ สถานีไฟฟ้า Garzweiler ระดับแรงดัน 110/25/6 กิโลโวลต์ และสถานีไฟฟ้า Volkswagen Salzgitter ระดับแรงดัน 110/20 กิโลโวลต์ ประเทศเยอรมัน และสถานีไฟฟ้า Atel Winznachachen ระดับแรงดัน 16 กิโลโวลต์ ประเทศสวิตเซอร์แลนด์ ทั้งนี้ ได้คาดการณ์ว่าสถานีไฟฟ้าจะมีอายุการใช้งานประมาณ 25-30 ปี

บทความ [19] ได้นำเสนอแบบจำลองข้อมูลส่วนเพิ่มเติม (Extensional information model) ที่อ้างอิงจากมาตรฐาน IEC 61850 สำหรับระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ พร้อมด้วยฟังก์ชันการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ร่วมกับสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เพื่อใช้งานในระบบไมโครกริด (Micro-grid)

โดยสรุปวิทยานิพนธ์เล่มนี้จะพิจารณาเฉพาะแบบจำลองข้อมูล (Information model) ตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่เกี่ยวข้องกับฟังก์ชันการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิด

แบตเตอรี่เท่านั้น เนื่องจากเนื้อหาในส่วนอื่นๆ จะเกี่ยวข้องกับระบบการสื่อสาร โดยได้นำรูปแบบการใช้งานโหนดลอจิก (Logical node) จากบทความ [19] มาเป็นแนวทางในการศึกษา

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาในบทถัดไปของวิทยานิพนธ์ มีดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลฉบับใหม่ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

บทที่ 3 กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานประเภทหนึ่งที่มีบทบาทมากที่สุดในปัจจุบัน สามารถนำไปประยุกต์ใช้งานได้หลากหลายรูปแบบและมีแนวโน้มราคาที่ลดลงอย่างต่อเนื่อง

บทที่ 4 กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งได้อธิบายถึงการจำแนกวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ รวมไปถึงการกระจายตัวในรูปแบบต่างๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์การทำงานของอุปกรณ์ เป็นต้น

บทที่ 5 กล่าวถึง การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเพื่อให้สามารถตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว ซึ่งจะนำไปใช้เป็นพื้นฐานของวิธีการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่และวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า

บทที่ 6 กล่าวถึง วิธีการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ซึ่งจะมีการพิจารณาในกรณีศึกษาต่างๆ ตามที่ถูกระบุโดยการสมมติให้มีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้า

บทที่ 7 กล่าวถึง วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งจะทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่มีและไม่มีติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ โดยสถานะการทำงานของสายส่งและหม้อแปลงกำลังถูกสร้างมาจากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยวิธีแบบมีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential Monte Carlo simulation: Sequential MCS) นอกจากนี้ในระหว่างที่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ยังมีการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ควบคู่กันไปด้วย

บทที่ 8 กล่าวถึง ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบและการกำหนดกรณีศึกษา

บทที่ 9 กล่าวถึง ผลการทดสอบและการวิเคราะห์

บทที่ 10 กล่าวถึง บทสรุปและข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

สถานีไฟฟ้าโดยทั่วไปมีหน้าที่ในการควบคุมการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ปรับเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า ตลอดจนระงับเหตุการณ์ความผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าหนึ่งๆ ประกอบด้วยระบบการทำงานที่หลากหลาย เช่น ระบบควบคุม (Control system) ระบบป้องกัน (Protection system) ระบบตรวจวัด (Measurement system) ระบบเฝ้าสังเกต (Monitoring system) และระบบบันทึกข้อมูล (Recording system) เป็นต้น เพื่อให้การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเป็นไปอย่างมั่นคงเชื่อถือได้และมีเสถียรภาพ

อย่างไรก็ตามระบบการทำงานของสถานีไฟฟ้าต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นไม่ได้ทำงานอย่างเป็นเอกเทศ แต่จะมีการทำงานประสานกันอยู่ตลอดเวลาเพื่อสร้างประสิทธิภาพการทำงานที่ดีให้กับสถานีไฟฟ้า ดังนั้นระบบการทำงานของสถานีไฟฟ้างังกล่าวจึงถูกออกแบบให้สามารถทำงานแบบอัตโนมัติ โดยอาศัยการทำงานของอุปกรณ์ IED (Intelligent electronic device) ต่างๆ ที่มีความสามารถในการทำงานที่หลากหลายและมีการเชื่อมต่อระหว่างกันผ่านระบบการสื่อสาร (Communication system) ระบบการทำงานต่างๆ ของสถานีไฟฟ้าที่มีการทำงานแบบอัตโนมัติจึงถูกเรียกว่าโดยรวมว่า “ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ” (Substation automation system: SAS) และสถานีไฟฟ้าที่มีระบบการทำงานแบบอัตโนมัติจึงถูกเรียกว่า “สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ” (Substation automation)

ในปัจจุบันอุปกรณ์ IED เช่น รีเลย์ (Relay), Bay control unit (BCU) และ Merging unit (MU) เป็นต้น มีผู้ผลิตหลายราย พร้อมกับมีการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีการสื่อสาร (Communication technology) เกิดขึ้นอยู่ตลอดเวลา จึงเกิดแนวคิดที่จะทำให้อุปกรณ์ IED จากผู้ผลิตต่างๆ มีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) มีการจัดเรียงที่เป็นอิสระ (Free configuration) และรองรับการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีการสื่อสารในอนาคต (Long term stability) แนวคิดนี้จึงได้กลายเป็นเป้าหมายของมาตรฐาน IEC 61850 (Communication networks and systems for power utility automation)

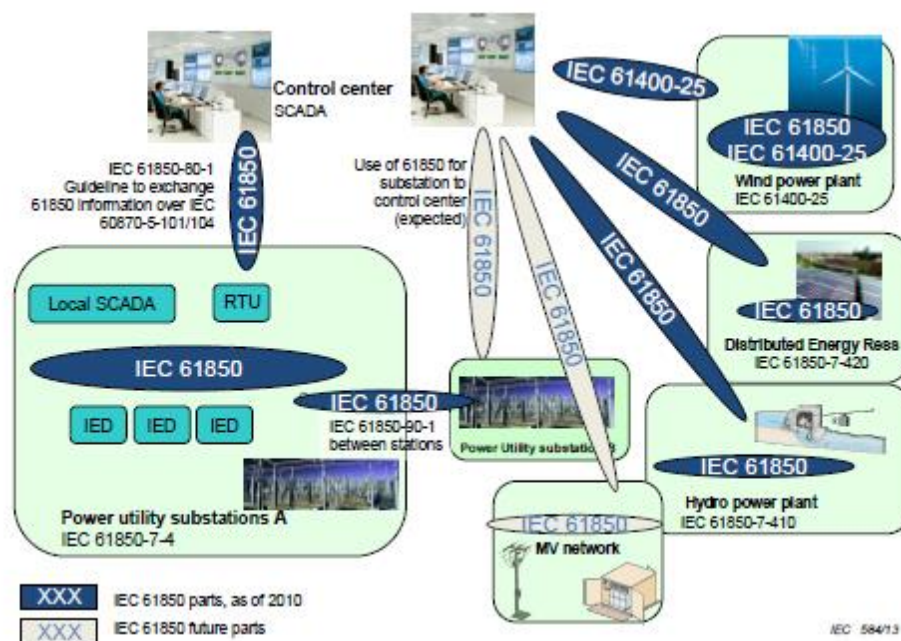
มาตรฐาน IEC 61850 คือ มาตรฐานสากลฉบับใหม่สำหรับสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (New global standard for substation automation) ที่มีจุดเริ่มต้นจากการพัฒนาสถาปัตยกรรมการสื่อสารยุคใหม่ (Next generation of communication architecture) ในปี ค.ศ. 1988 ซึ่งต่อมาเป็นที่รู้จักในชื่อ UCA (Utility communication architecture) จากนั้นหลักการและพื้นฐานของ UCA ถูกนำมาประยุกต์ใช้ต่อโดย WG10 (Working group 10) ใน TC57 (Technical

committee number 57) ของ IEC (International electrotechnical commission) สำหรับมาตรฐาน IEC 61850 เวอร์ชันแรกถูกเผยแพร่ในช่วงปี ค.ศ. 2002 – 2005 ได้มีการกำหนดขอบเขตของมาตรฐานการสื่อสารไว้เฉพาะภายในสถานีไฟฟ้าเท่านั้น แต่ต่อมาในช่วงตั้งแต่ปี ค.ศ. 2009 จึงเริ่มเผยแพร่ในเวอร์ชันที่สอง โดยมีการกำหนดขอบเขตการสื่อสารที่ไปสู่ส่วนอื่นๆ ในระบบไฟฟ้าด้วย เช่น การสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้า และการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุม เป็นต้น มาตรฐาน IEC 61850 นี้เป็นองค์ประกอบสำคัญอย่างหนึ่งที่จะนำไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ในอนาคต

ลำดับถัดไปเป็นการอธิบายเนื้อหาโดยทั่วไปของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 ตามหัวข้อดังต่อไปนี้

2.1 ขอบเขตของมาตรฐาน IEC 61850

ขอบเขตของมาตรฐาน IEC 61850 คือ การทำให้การสื่อสารในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีความเป็นมาตรฐาน ได้แก่ ระบบควบคุม (Control system) ระบบป้องกัน (Protection system) ระบบตรวจวัด (Measurement system) ระบบเฝ้าสังเกต (Monitoring system) และระบบบันทึกข้อมูล (Recording system) เป็นต้น ซึ่งส่งผลให้อุปกรณ์ IED จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน เมื่อนำมาใช้งานอยู่ในระบบการสื่อสารเดียวกันแล้วจะมีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability)



รูปที่ 2.1 ขอบเขตการใช้งานมาตรฐาน IEC 61850 [20]

จากรูปที่ 2.1 ได้แสดงแผนภาพขอบเขตการใช้งานตามมาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งปัจจุบันไม่ได้จำกัดการใช้งานไว้เฉพาะการสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าเท่านั้น แต่ยังคงครอบคลุมไปถึงการสื่อสารในส่วนอื่นๆ ของระบบไฟฟ้าด้วย เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind power plant) โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Hydro power plant) แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed energy resource) และการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้า อย่างไรก็ตามสำหรับการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมยังไม่สามารถเชื่อมต่อโดยตรงผ่านมาตรฐาน IEC 61850 ในปัจจุบันได้ (อยู่ระหว่างการจัดทำมาตรฐาน) แต่ได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์ในการใช้งานร่วมกับมาตรฐาน IEC 60870-5-101/104 ซึ่งเป็นมาตรฐานการสื่อสารที่ใช้อยู่ในปัจจุบันไว้เรียบร้อยแล้ว

2.2 อนุกรมมาตรฐาน IEC 61850

ตารางที่ 2.1 รายการเอกสารฉบับต่างๆ ในอนุกรมมาตรฐาน IEC 61850 ในปัจจุบัน

เลขที่เอกสาร	ชื่อเอกสาร	ครั้งที่พิมพ์	ตีพิมพ์เมื่อ (ปี ค.ศ. - เดือน)
IEC 61850-1	Introduction and overview	2.0	2013 - 03
IEC 61850-2	Glossary	1.0	2003 - 08
IEC 61850-3	General requirements	2.0	2013 - 12
IEC 61850-4	System and project management	2.0	2011 - 04
IEC 61850-5	Communication requirements for functions and device models	2.0	2013 - 01
IEC 61850-6	Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs	2.0	2009 - 12
IEC 61850-7-1	Basic communication structure - Principles and models	2.0	2011 - 07
IEC 61850-7-2	Basic communication structure - Abstract communication service interface (ACSI)	2.0	2010 - 08
IEC 61850-7-3	Basic communication structure - Common data classes	2.0	2010 - 12
IEC 61850-7-4	Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes	2.0	2010 - 03
IEC 61850-7-410	Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control	2.0	2012 - 10

เลขที่เอกสาร	ชื่อเอกสาร	ครั้งที่พิมพ์	ตีพิมพ์เมื่อ (ปี ค.ศ. - เดือน)
IEC 61850-7-420	Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes	1.0	2009 – 03
IEC 61850-7-510	Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modeling concepts and guidelines	1.0	2012 - 03
IEC 61850-8-1	Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3	2.0	2011 – 06
IEC 61850-9-2	Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3	2.0	2011 – 09
IEC 61850-10	Conformance testing	2.0	2012 – 12
IEC 61850-80-1	Guideline to exchange information from CDC-based model using IEC 60870-5-101 or 60870-5-104	1.0	2008 – 12
IEC 61850-90-1	Communication between substations	1.0	2010 – 03
IEC 61850-90-4	Network engineering guidelines	1.0	2013 – 08
IEC 61850-90-5	Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118	1.0	2012 – 05
IEC 61850-90-7	Object model for power converters in distributed energy resources (DER) systems	1.0	2013 – 02

จากตารางที่ 2.1 พบว่ามาตรฐาน IEC 61850 ประกอบไปด้วยเอกสารฉบับต่างๆ หลายฉบับ ซึ่งมีความเป็นอิสระซึ่งกันและกัน โดยความเชื่อมโยงกันระหว่างเอกสารฉบับต่างๆ สามารถแสดงได้ตามรูปที่ 2.2 และจากรูปดังกล่าวแสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่ามาตรฐาน IEC 61850 เกี่ยวข้องโดยตรงกับการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ IED โดยประเด็นสำคัญของการใช้งานมาตรฐาน IEC 61850 สามารถแยกพิจารณาได้ดังนี้

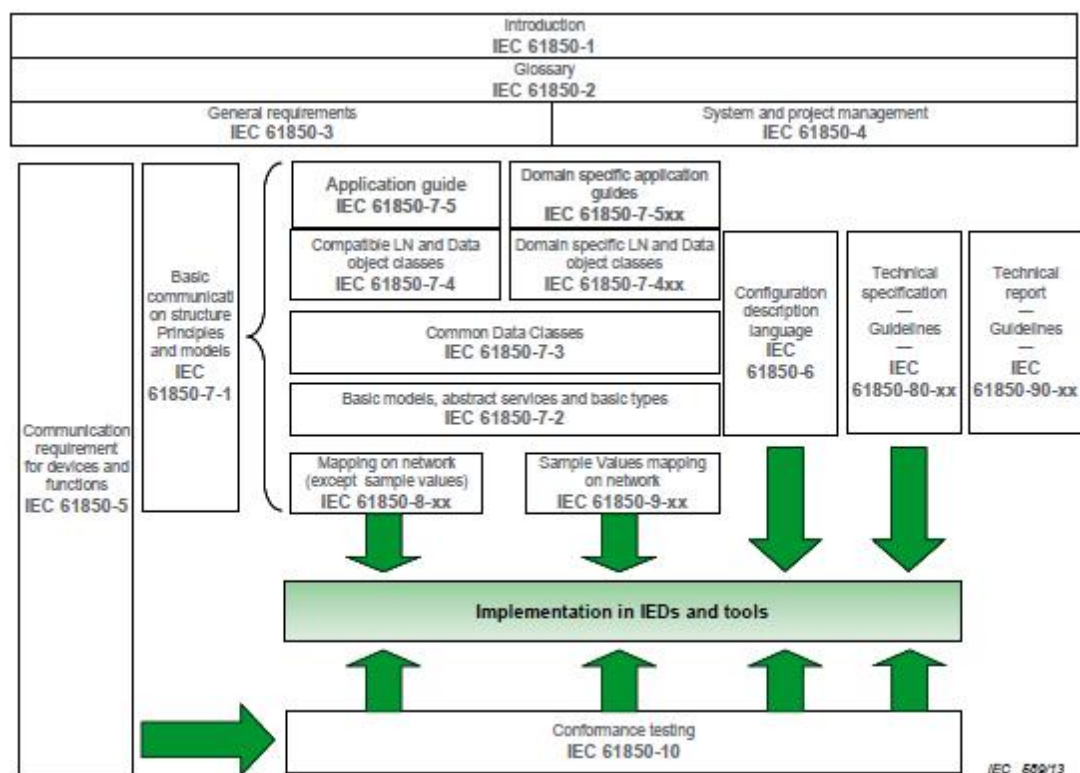
1) System aspects

มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-1, IEC 61850-2, IEC 61850-3, IEC 61850-4 และ IEC 61850-5

2) Configuration

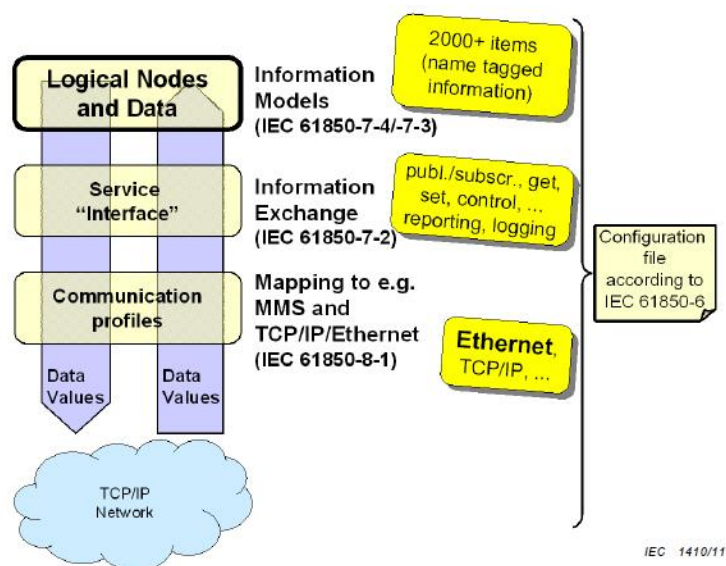
มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-6

- 3) Information models
มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-7-3 และ IEC 61850-4
- 4) Information exchange
มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-7-1 และ IEC 61850-7-2
- 5) Mapping to real communication networks
มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-8-1 และ IEC 61850-9-2
- 6) Testing
มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-10
- 7) Technical specifications and reports
มีเอกสารที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ IEC 61850-80-xx และ IEC 61850-90-xx



รูปที่ 2.2 ความเชื่อมโยงของเอกสารฉบับต่างๆ ในอนุกรมมาตรฐาน IEC 61850 [20]

2.3 หลักการโดยทั่วไปของมาตรฐาน IEC 61850



รูปที่ 2.3 หลักการทั่วไปของมาตรฐาน IEC 61850 [21]

จากรูปที่ 2.3 เป็นการสรุปภาพรวมหลักการในประเด็นต่างๆ ของมาตรฐาน IEC 61850 ที่ทำให้เกิดการสื่อสารที่เป็นมาตรฐานและทำให้อุปกรณ์ IED ชนิดต่างๆ มีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ผ่านระบบการสื่อสารเดียวกัน ได้แก่ Information models, Information exchange, Mapping to real communication network และ Configuration โดยจากรูปจะเห็นว่าข้อมูล (Data) ที่ไหลอยู่ในระบบการสื่อสารเกิดจากการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่าง Logical node ต่างๆ

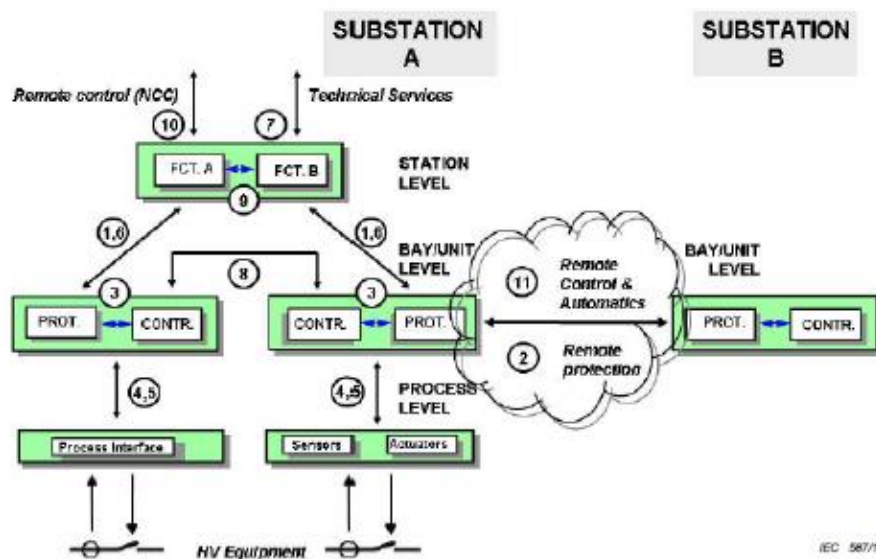
Logical node คือ กลุ่มข้อมูลที่เป็นมาตรฐาน (Standardized data object) ที่ใช้ในการสื่อสารเพื่อสร้างให้เกิดฟังก์ชันใดๆ โดย Logical node เป็นองค์ประกอบสำคัญที่อยู่ในอุปกรณ์ IED และเป็นตัวกำหนดฟังก์ชันให้กับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ นอกจากนี้จากรูปดังกล่าวยังแสดงให้เห็นว่ามาตรฐาน IEC 61850 มีการพิจารณา Information models โดยไม่ขึ้นกับระบบการสื่อสารนั้นหมายความว่าแม้ว่าเทคโนโลยีการสื่อสารจะเปลี่ยนแปลงไปแต่จะไม่ส่งผลกระทบต่อ Information models ด้วยเหตุนี้จึงทำให้ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 แตกต่างจากระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในอดีต

หัวข้อที่จะนำเสนอต่อไปนี้จะเริ่มจากการอธิบายโครงสร้างทั่วไปและฟังก์ชันของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ แล้วจึงตามด้วยหลักการพื้นฐานอื่นๆ ของมาตรฐาน IEC 61850

2.3.1 โครงสร้างและฟังก์ชันของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

โครงสร้างทั่วไป (Topology) ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประกอบด้วย 3 ระดับ ได้แก่ Station level, Bay level และ Process level ดังแสดงตามรูปที่ 2.4 ซึ่งจำแนกได้ตามบทบาทการทำงานของอุปกรณ์ IED ที่อยู่ในแต่ละระดับ ตัวอย่างอุปกรณ์ IED ในแต่ละระดับมีดังนี้

- อุปกรณ์ IED ใน Station level ได้แก่
 - Station computer with database
 - Operator's workplace
 - Interfaces for remote communication
 - เป็นต้น
- อุปกรณ์ IED ใน Bay level ได้แก่
 - Control units
 - Protection units
 - Monitoring units
 - เป็นต้น
- อุปกรณ์ IED ใน Process level ได้แก่
 - Intelligent sensors
 - Actuators
 - เป็นต้น



รูปที่ 2.4 Interface model ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ [22]

ก่อนที่จะอธิบายถึงฟังก์ชัน (Functions) ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะกล่าวถึง Interfaces (IF) ที่สอดคล้องตามโครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งเกี่ยวข้องกับการแลกเปลี่ยนข้อมูล (Data exchange) ระหว่าง Logical node ที่อยู่ในส่วนต่างๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งแสดงไว้ใน รูปที่ 2.4 ดังนี้

- IF1 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระบบการป้องกันระหว่าง Bay level และ Station level
- IF2 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระบบการป้องกันระหว่าง Bay level และ Remote protection ตัวอย่างเช่น Line protection
- IF3 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลภายใน Bay level
- IF4 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลแอนะล็อกระหว่าง Process level และ Bay level ตัวอย่างเช่น การสุ่มตัวอย่างข้อมูลจากหม้อแปลงกระแส (Current transformer: CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage transformer: VT)
- IF5 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระบบควบคุมระหว่าง Process level และ Bay level
- IF6 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระบบควบคุมระหว่าง Station level และ Bay level
- IF7 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่าง Station level และ Remote engineer's workplace
- IF8 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลโดยตรงระหว่าง Bay ใดๆ ภายในสถานีไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับฟังก์ชันที่ต้องการความรวดเร็วในการทำงาน ตัวอย่างเช่น interlocking
- IF9 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลภายใน Station level
- IF10 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระบบควบคุมระหว่างสถานีไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระยะไกล (Remote control center)
- IF11 คือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระบบควบคุมระหว่างสถานีไฟฟ้าใดๆ ตัวอย่างเช่น ข้อมูลสำหรับ interlocking functions หรือ inter-substation automatics

ในส่วนของฟังก์ชันของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติหมายถึง ภารกิจ (Task) ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบสถานีไฟฟ้า ได้แก่ การควบคุม (Control) การป้องกัน (Protection)

การเฝ้าติดตาม (Monitoring) การจัดเรียง (Configuration) การบริหารจัดการด้านการสื่อสาร (Communication management) ตลอดจนการซิงโครไนซ์ด้านเวลา (Time synchronization) เป็นต้น ซึ่งเกิดจากการทำงานประสานกันของ Logical node ต่างๆ ดังนั้นฟังก์ชันของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามโครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงสามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่ Process level functions, Bay level functions และ Station level functions ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

- Station level functions
 - Process related station level functions
คือ ฟังก์ชันต่างๆ ที่ใช้ข้อมูลส่วนใหญ่ของสถานีไฟฟ้ามากกว่าหนึ่ง Bay เพื่อควบคุมการทำงานของอุปกรณ์หลัก (Primary equipment) ของระบบไฟฟ้าใน Bay ใดๆ โดยฟังก์ชันเหล่านี้ส่วนใหญ่มีการสื่อสารด้วย IF8
 - Interface related station level functions
คือ ฟังก์ชันต่างๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติหนึ่งที่มีการต่อประสานเข้ากับ Local station operator (Human machine interface: HMI) หรือต่อประสานเข้ากับศูนย์ควบคุมระยะไกล (Remote control center หรือ Telecontrol interface: TCI)
- Bay level functions
คือ ฟังก์ชันต่างๆ ที่ใช้ข้อมูลส่วนใหญ่จาก Bay หนึ่ง เพื่อควบคุมการทำงานของอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าของ Bay เดียวกัน โดยฟังก์ชันเหล่านี้มีการสื่อสารภายใน Bay level ด้วย IF3 และมีการสื่อสารไปยัง Process level ด้วย IF4 และ IF5
- Process level functions
คือ ฟังก์ชันต่างๆ ที่มีการต่อประสานเข้ากับ Process level โดยมีการสื่อสารไปยัง Bay level ด้วย IF4 และ IF5

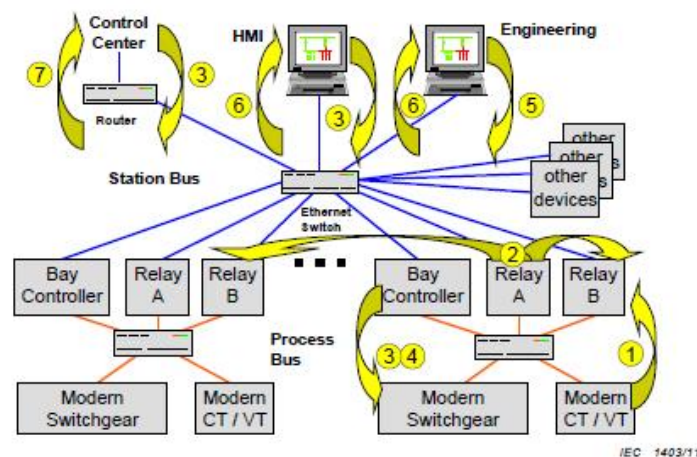
นอกจากนั้นหากจำแนกประเภทของฟังก์ชันของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามการใช้งานสามารถจำแนกได้โดยทั่วไปเป็น 5 ประเภท ดังนี้

- System support functions ซึ่งมีตัวอย่าง ได้แก่
 - Network management
 - Time synchronization

- Physical device self-checking
- System configuration or maintenance functions ซึ่งมีตัวอย่าง ได้แก่
 - Node identification
 - Software management
 - Configuration management
 - System security management
 - Setting
 - Operative mode control of functions by data
 - Test mode
- Operational or control functions ซึ่งมีตัวอย่าง ได้แก่
 - Access security management
 - Control
 - Operational use of spontaneous change of indications
 - Synchronous switching (point-on-wave switching)
 - Changing of parameters and parameter set switching
 - Alarm management
 - Event (management and) recording
 - Data retrieval
 - Disturbance/fault recording retrieval
- Bay local process automation functions ซึ่งมีตัวอย่าง ได้แก่
 - Protection functions เช่น Overcurrent function และ Distance function
 - Bay interlocking
 - Measuring, metering and power quality monitoring
- Distributed process automation functions ซึ่งมีตัวอย่าง ได้แก่
 - Station-wide interlocking
 - Distributed synchrocheck
 - Breaker failure
 - Automatic protection adaptation (generic) เช่น Reverse blocking

- Load shedding/ Load restoration
- Voltage and reactive power control
- Infeed switchover and transformer change
- Automatic switching sequences

ลำดับถัดไปในรูปที่ 2.5 คือตัวอย่างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติรูปแบบหนึ่งที่ได้แสดงตัวอย่างการใช้งานฟังก์ชันของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จากรูปดังกล่าวระบบสื่อสารที่เป็นตัวกลางในการเชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ IED ที่อยู่ใน Station level และ Bay level ถูกเรียกว่า “Station bus” สำหรับระบบการสื่อสารที่เป็นตัวกลางระหว่างอุปกรณ์ IED ที่อยู่ใน Bay level และ Process level ถูกเรียกว่า “Process bus” โดยอุปกรณ์หลักของ Station bus และ Process bus ประกอบด้วย Ethernet switch และ Fiber optic cable

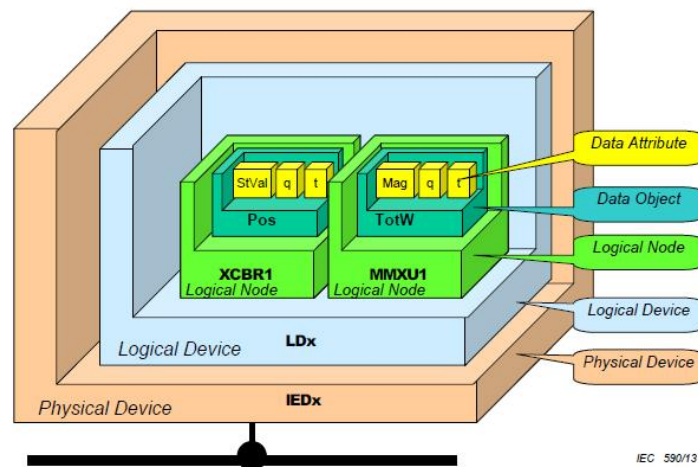


รูปที่ 2.5 ตัวอย่างระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ [21]

จากรูปที่ 2.5 หมายเลขที่แสดงไว้ในรูปหมายถึงฟังก์ชันต่อไปนี้

- หมายเลข 1 คือ Sampled value exchange for CTs and VTs
- หมายเลข 2 คือ Fast exchange of I/O data for protection and control
- หมายเลข 3 คือ Control signals
- หมายเลข 4 คือ Trip signals
- หมายเลข 5 คือ Engineering and configuration
- หมายเลข 6 คือ Monitoring and supervision
- หมายเลข 7 คือ Control-center communication

2.3.2 Information models



รูปที่ 2.6 Information model ตามมาตรฐาน IEC 61850 [20]

Information models ตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่แสดงไว้ในรูปที่ 2.6 มีหลักการที่สำคัญ 3 ประการ ได้แก่

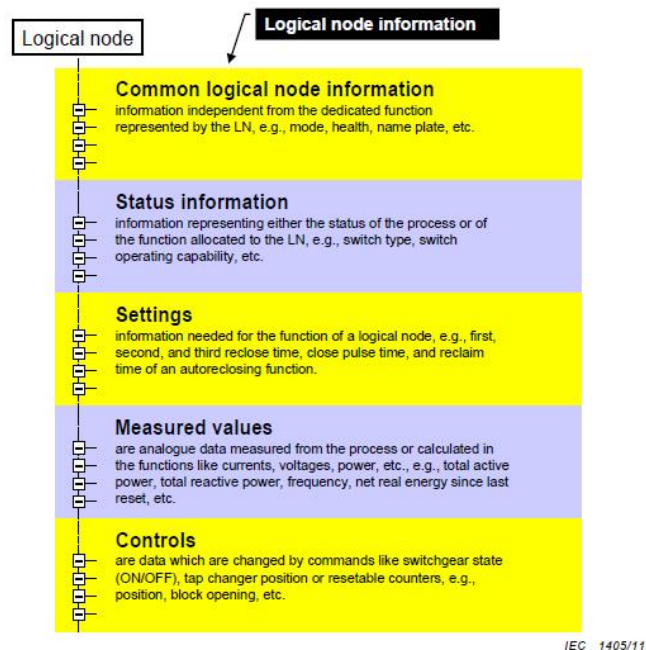
- Physical device หรืออุปกรณ์ IED หนึ่งๆ ซึ่งเป็นสิ่งที่สามารถจับต้องได้จริงและอาจมีฟังก์ชันการทำงานที่หลากหลาย ถูกสมมติให้ประกอบขึ้นมาจาก Logical device ต่างๆ โดย Logical device แต่ละตัวที่ถูกสมมติขึ้นมีฟังก์ชันการทำงานเป็นของตัวเอง ตัวอย่างเช่น อุปกรณ์ IED ของระบบป้องกัน 1 ตัว อาจสามารถทำงานได้หลายฟังก์ชัน เช่น Overcurrent function และ Distance function ซึ่งแต่ละฟังก์ชันสามารถกำหนดเป็น Logical device ได้
- Logical device หนึ่งๆ ถูกสมมติให้ประกอบขึ้นมาจาก Logical node ต่างๆ และภายใน Logical node ยังประกอบไปด้วยข้อมูลต่างๆ ที่สนับสนุนการทำงานตามฟังก์ชันของ Logical device นั้นๆ
- Logical node หนึ่งๆ ถูกสมมติให้ประกอบขึ้นมาจาก Data object ต่างๆ โดยภายใน Data object หนึ่งๆ ประกอบด้วย Data attribute ต่างๆ ตามที่มาตรฐาน IEC 61850 ได้กำหนดไว้ ทั้งนี้ ในแต่ละ Data object มีการกำหนด Common data class ไว้ด้วย

- Substitution
- Configuration, Description and Extension

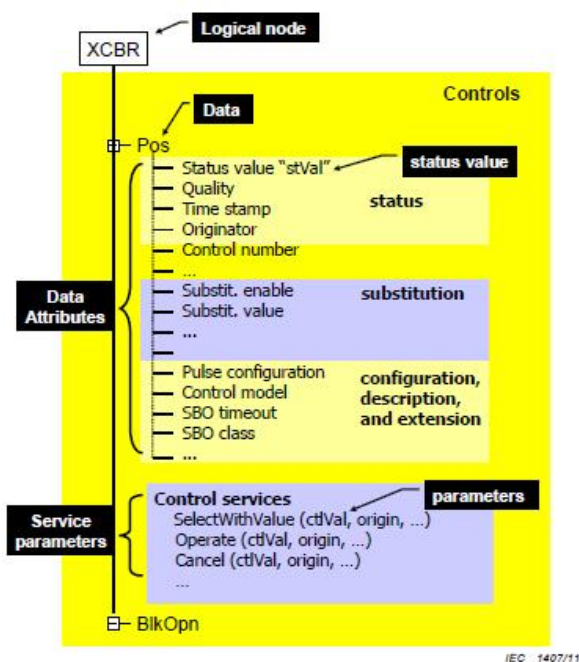
สำหรับ Service parameters เป็นตัวแปรที่ใช้ในการควบคุมการติดต่อประสานระหว่าง Logical node ต่างๆ เพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูล

อย่างไรก็ตามเพื่อความสะดวกในการนิยาม Data object โดยที่ไม่ต้องแสดง Data attribute ต่างๆ ที่อยู่ภายใน มาตรฐาน IEC 61850 จึงมีการกำหนด Common data class ให้แก่ Data object ต่างๆ โดย ณ ที่นี้จะแสดงไว้เฉพาะหมวดหมู่ของ Common data class เท่านั้น ซึ่งประกอบด้วย

- Status information
- Measured information
- Controllable status information
- Controllable analogue information
- Status settings
- Analogue settings
- Description information



รูปที่ 2.8 หมวดหมู่ทั่วไปของข้อมูลภายใน Logical node [21]



รูปที่ 2.9 ตัวอย่างข้อมูลใน Data object ของ Logical node [21]

ตารางที่ 2.2 กลุ่มของ Logical node ตามมาตรฐาน IEC 61850 [21]

Group indicator	Logical node groups
A	Automatic control
C	Supervisory control
D	DER (Distributed Energy Resources)
F	Functional blocks
G	Generic function references
H	Hydro power
I	Interfacing and archiving
K	Mechanical and non-electrical primary equipment
L	System logical nodes
M	Metering and measurement
P	Protection functions
Q	Power quality events detection related
R	Protection related functions
S	Supervision and monitoring
T	Instrument transformer and sensors
W	Wind power
X	Switchgear
Y	Power transformer and related functions
Z	Further (power system) equipment

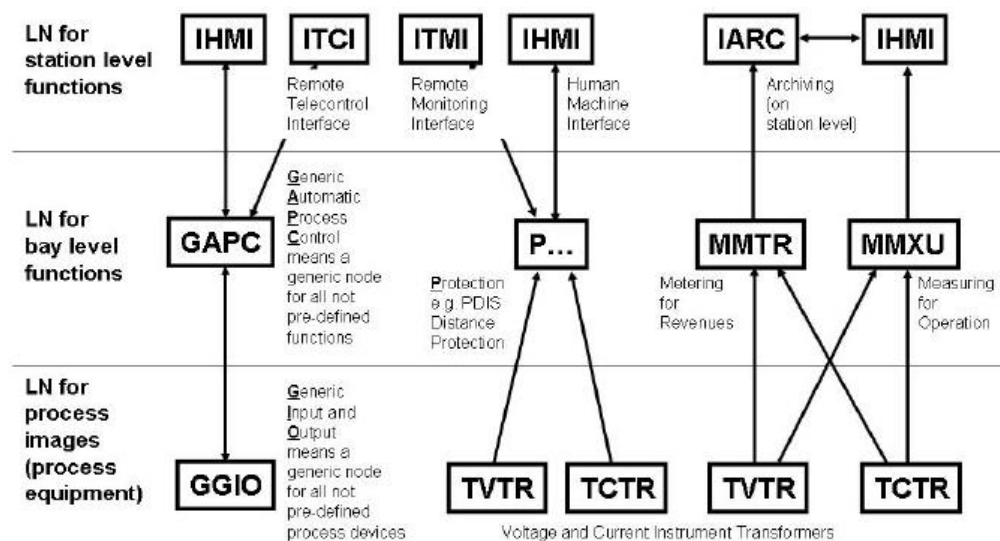
3) กลุ่มของ Logical node

เนื่องจาก Logical node ที่ใช้งานในฟังก์ชันต่างๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีจำนวนมาก มาตรฐาน IEC 61850 จึงกำหนดกลุ่มของ Logical node ตามตัวอักษรพิมพ์

ใหญ่ของภาษาอังกฤษตัวแรกที่น่าหน้าชื่อของ logical node ตัวอย่างเช่น XCBR ซึ่งเป็น Logical node ของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในกลุ่ม Switchgear หรือ PDIS ซึ่งเป็น Logical node ของ Distance function ที่อยู่ในกลุ่ม Protection function เป็นต้น รายการกลุ่มของ Logical node มีแสดงในตารางที่ 2.2

4) ตัวอย่างการใช้งาน Logical node ในฟังก์ชันต่างๆ

จากฟังก์ชันต่างๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ได้กล่าวไว้แล้วข้างต้น มาตรฐาน IEC 61850 ได้กำหนด Logical node ที่เกี่ยวข้องในเบื้องต้นให้กับฟังก์ชันดังกล่าวไว้เรียบร้อยแล้ว ดังตัวอย่างที่แสดงในรูปที่ 2.10 แต่หากต้องการใช้งานในฟังก์ชันอื่นๆ หรือต้องการใช้งานข้อมูลที่ไม่ได้ถูกกำหนดไว้ใน Logical node ที่มีอยู่แล้ว มาตรฐาน IEC 61850 ได้เปิดช่องทางให้สามารถกำหนดฟังก์ชันหรือ Logical node ขึ้นมาใช้งานเพิ่มเติมได้ โดยการเลือกใช้ Generic logical node ซึ่งอยู่ในกลุ่ม Logical node ที่มีชื่อขึ้นต้นด้วยตัวอักษร “G” เช่น GIGO หรือ GAPC เป็นต้น แต่ทั้งนี้ ข้อมูลที่กำหนดขึ้นใหม่ของ Generic logical node ดังกล่าวจะต้องไม่ซ้ำซ้อนกับข้อมูลที่ถูกกำหนดไว้แล้วตาม Logical node อื่นๆ ของมาตรฐาน IEC 61850



รูปที่ 2.10 ตัวอย่างความสัมพันธ์ของ Logical node ต่างๆ ที่สอดคล้องตามโครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับ Generic function with telecontrol interface, protection function และ measuring/metering function [22]

2.3.3 Communication services

มาตรฐาน IEC 61850 ได้กำหนด “Abstract Communication Service Interface (ACSI) services” หรือเรียกย่อว่า “Services” เพื่อทำให้เกิดมาตรฐานในการแลกเปลี่ยนข้อมูล

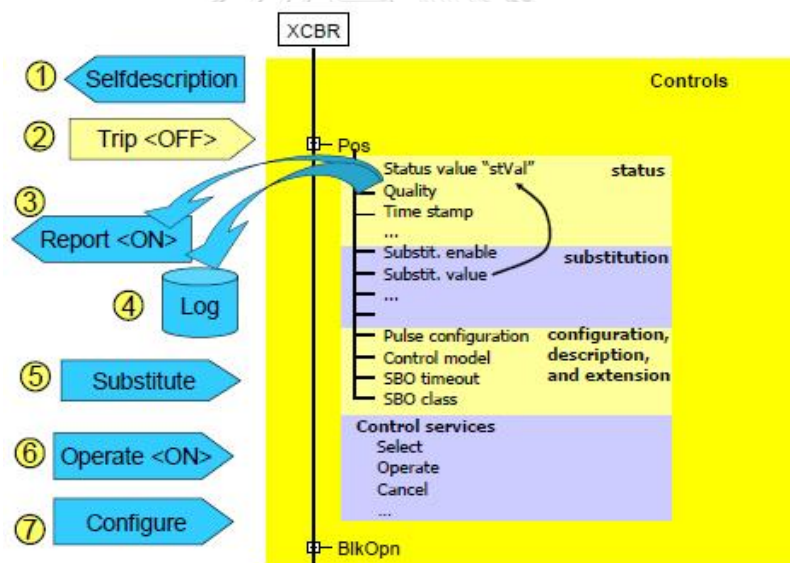
(Information exchange) ระหว่าง Logical node ต่างๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ โดย Communication models ที่ใช้ในการสื่อสาร มี 3 ชนิด ประกอบด้วย

- Client/Server communication service model ซึ่งในโมเดลนี้เป็นการสื่อสารแบบ One-to-one connection และจะนิยมใช้กับการสื่อสารที่ไม่ต้องการความเร่งด่วน (Non-time-critical) ตัวอย่าง Services ที่ใช้โมเดลนี้ในการสื่อสาร ได้แก่
 - Real-time data access and retrieval
 - Device control
 - Event reporting and logging
 - Setting group control
 - Self-description of devices (devices data dictionary)
 - Data typing and discovery of data types
 - File transfer
- Fast and reliable system-wide distribution of data based on publisher-subscriber model ซึ่งแบ่งเป็น 2 แบบ ได้แก่
 - Generic Objected Oriented System Event (GOOSE) for analogue and digital multicast ตัวอย่าง Services ที่ใช้โมเดลนี้ในการสื่อสาร ได้แก่ Tripping, Interlocking เป็นต้น
 - Generic Substation State Event (GSSE) for digital data exchange over multicasts (ปัจจุบันไม่นิยมใช้)
- Sample Values (SMV) model for multicast measurement values โดยโมเดลนี้จะใช้สำหรับการส่งข้อมูลจากอุปกรณ์ตรวจวัดต่างๆ ไปยัง Logical node ต่างๆ

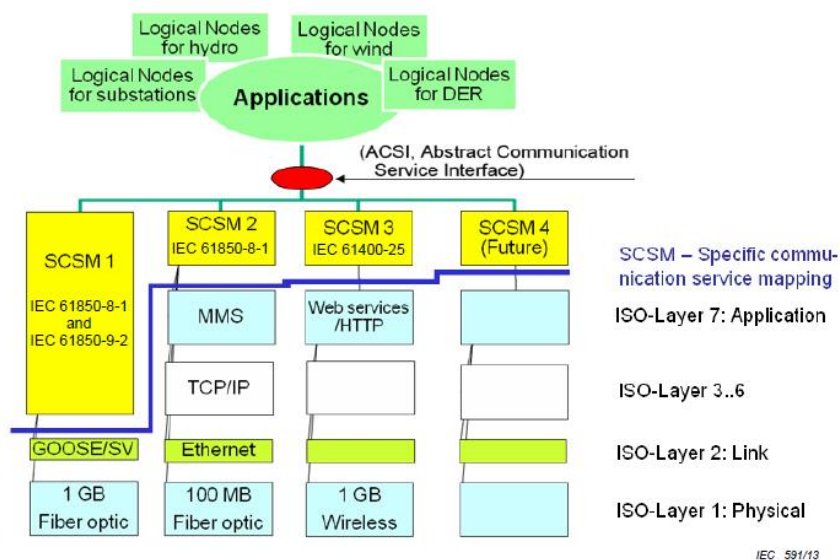
สำหรับหมวดหมู่ของ Services ตามมาตรฐาน IEC 61850 มีดังนี้

- Retrieving the self-description of a device (หมายเลข 1 ในรูปที่ 2.11)
- Fast and reliable peer-to-peer exchange of status information (tripping or blocking of functions or devices) (หมายเลข 2 ในรูปที่ 2.11)

- Reporting of any set of data (data attributes) (หมายเลข 3 ในรูปที่ 2.11)
- Logging and retrieving of any set of data (data attributed) (หมายเลข 4 ในรูปที่ 2.11)
- Substitution (หมายเลข 5 ในรูปที่ 2.11)
- Handling and setting of parameter setting groups
- Transmission of sampled values from sensors
- Time synchronization
- File transfer
- Control devices (operate service) (หมายเลข 6 ในรูปที่ 2.11)
- Online configuration (หมายเลข 7 ในรูปที่ 2.11)



รูปที่ 2.11 ตัวอย่างหมวดหมู่ของ Services ตามมาตรฐาน IEC 61850 [21]



รูปที่ 2.12 แผนภาพแสดงการ Mapping ระหว่าง Services กับ Communication protocol [20]

ในส่วนของ การ Mapping ระหว่าง Services กับ Communication protocol ตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่แสดงในรูปที่ 2.12 สามารถจำแนกได้ตาม Communication model ของ Services นั้นๆ เช่น

- Services ที่ใช้ GOOSE หรือ Sample Values (SMV) model ในการสื่อสารจะทำการ Mapping ด้วย SCSM1
- Services ที่ใช้ Client/Server communication service model ในการสื่อสารจะทำการ Mapping ด้วย SCSM2

สำหรับความแตกต่างระหว่างการ Mapping ทั้งสองแบบคือ มีความเร็วในการประมวลผลและความเร็วในการสื่อสารที่แตกต่างกัน โดยการสื่อสารด้วย GOOSE และ SMV มีความเร็วในการสื่อสารที่สูงกว่า ด้วยวิธีการสื่อสารตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น แสดงให้เห็นว่าหากมีการเปลี่ยนของ Communication protocol จะไม่ส่งผลกระทบต่อ Information model และ Services

2.3.4 Configuration

มาตรฐาน IEC 61850 กำหนดรูปแบบไฟล์ (File format) เพื่อใช้ในการอธิบายเกี่ยวกับ IED configurations, IED parameters, Communication system configurations, Switchyard (function) structures และความสัมพันธ์ระหว่างสิ่งต่างๆ ที่ได้กล่าวมาข้างต้น จุดประสงค์ของการกำหนดรูปแบบไฟล์เพื่อต้องการให้อุปกรณ์ IED ต่างๆ สามารถรับรู้ถึงรายละเอียด

ทั่วไปของกันและกันได้ (Exchange IED capability description) และอุปกรณ์ IED engineering tools และอุปกรณ์ System engineering tools จากผู้ผลิตที่แตกต่างกันสามารถทำงานร่วมกันได้

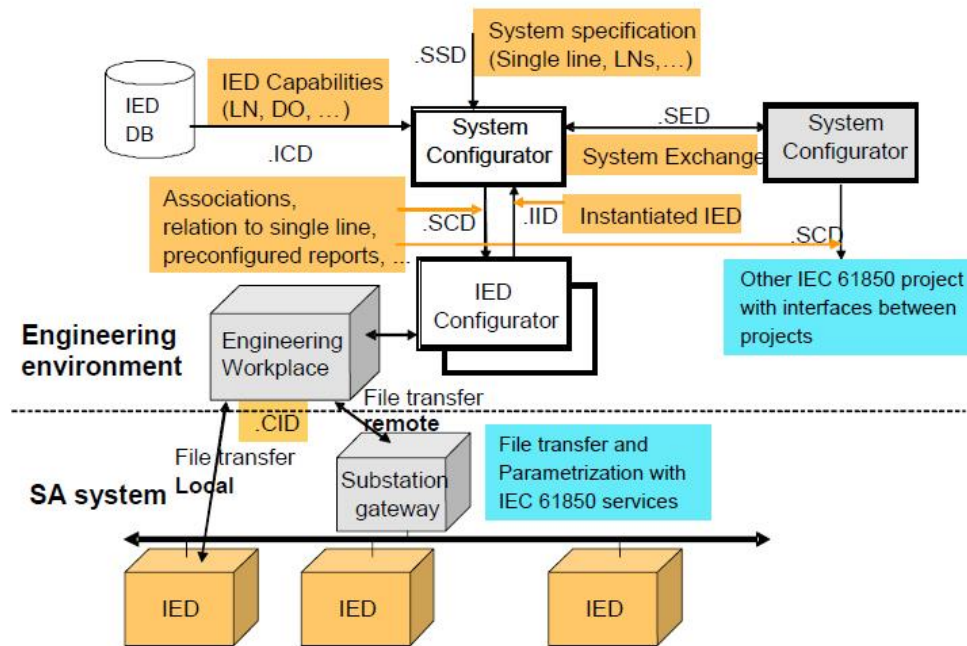
ภาษาที่ใช้ในการอธิบายเรียกว่า “Substation configuration description language (SCL)” ซึ่งมีพื้นฐานมาจาก Extensible markup language (XML) version 1.0 โดยขอบเขตสำคัญของการใช้งาน SCL ประกอบด้วย

- SAS functional specification สำหรับใช้ในการแสดง Single line diagram และความสัมพันธ์ของ Logical node ต่างๆ ที่อยู่ในอุปกรณ์ IED ที่มีอยู่ใน Single line diagram ดังกล่าว
- IED capability description สำหรับใช้ในการแสดงรายละเอียดทั่วไปของอุปกรณ์ IED
- System description สำหรับใช้ในการแสดงรายละเอียดทั้งหมดเกี่ยวกับของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งประมวลผลมาจาก System specification และ IED capabilities

จากรูปที่ 2.13 เป็นการแสดงโมเดลของการแลกเปลี่ยนข้อมูลในกระบวนการ Configuration ด้วยไฟล์ชนิดต่างๆ ในภาษา SCL ซึ่งประกอบด้วย

- ไฟล์ ICD หมายถึง IED capability description
- ไฟล์ IID หมายถึง Instantiated IED description
- ไฟล์ CID หมายถึง Configured IED description
- ไฟล์ SSD หมายถึง System specification description
- ไฟล์ SCD หมายถึง System configuration description
- ไฟล์ SED หมายถึง System exchange description

โดยไฟล์แต่ละประเภทมีจุดประสงค์การใช้งานที่แตกต่างกัน (ตามที่แสดงในรูปที่ 2.13) สำหรับกระบวนการ Configuration มีส่วนที่สำคัญ 2 ส่วน ได้แก่ IED configurator และ System configurator ซึ่งเป็นอุปกรณ์ IED ชนิดหนึ่งที่มีความสามารถในการบริหารจัดการข้อมูลและการประมวลผลที่เกี่ยวกับการ Configuration จากไฟล์ที่ได้รับ พร้อมทั้งสามารถส่งออกไฟล์ที่เกี่ยวข้องไปยังอุปกรณ์ IED อื่นๆ ได้อีกด้วย



รูปที่ 2.13 โมเดลอ้างอิงของกระบวนการ Configuration ตามมาตรฐาน IEC 61850 [23]

2.4 ประโยชน์ของมาตรฐาน IEC 61850

จากที่ได้นำเสนอหลักการพื้นฐานของมาตรฐาน IEC 61850 แล้วข้างต้น ประโยชน์ที่จะได้รับจากการออกแบบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 ประกอบด้วย

- 1) ลดการพึ่งพาอุปกรณ์ IED จากผู้ผลิตเพียงรายเดียว เนื่องจากอุปกรณ์ที่ผ่านการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 61850 มีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability)
- 2) มีความเป็นอิสระในการจัดเรียงอุปกรณ์ IED (Free configuration) ในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เนื่องจากอุปกรณ์ IED สามารถใช้งานผ่านระบบการสื่อสารเดียวกันได้
- 3) รองรับการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีการสื่อสารในอนาคต (Long term stability) เนื่องจากมาตรฐาน IEC 61850 มีการกำหนด Information model และ Services ที่ไม่ขึ้นกับ Communication protocol
- 4) การทำงานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีความเชื่อถือได้สูง เนื่องจากสามารถออกแบบให้มีอุปกรณ์ที่สามารถทำงานทดแทนกันได้ (Redundancy)
- 5) อุปกรณ์ IED มีความสามารถในการปรับเปลี่ยน Configuration แบบออนไลน์ได้
- 6) มีมาตรฐานในการกำหนดชื่อให้กับ Object ต่างๆ ที่ใช้ในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

- 7) ลดระยะเวลาในการออกแบบ ติดตั้ง และทดสอบ
- ลดระยะเวลาในการออกแบบได้เนื่องจากอุปกรณ์ IED ที่ใช้งานอยู่ในระบบมีคุณสมบัติ Self-description ที่สามารถแสดง Configuration ของระบบได้ทันที เช่น Single line diagram
 - ลดระยะเวลาในการติดตั้งได้เนื่องจากอุปกรณ์ IED แต่ละตัวสามารถทำงานได้หลายฟังก์ชัน และมีการเชื่อมต่อถึงกันผ่านสาย Fiber optic ดังนั้นจึงมีจำนวนอุปกรณ์ในการติดตั้งน้อย และไม่มีความซับซ้อนในเชื่อมต่อ
 - ลดระยะเวลาในการทดสอบได้เนื่องจากฟังก์ชันการทำงานต่างๆ จะถูกทดสอบผ่าน Software tool
- 8) ลดจำนวนสายเคเบิลและพื้นที่การติดตั้งอุปกรณ์

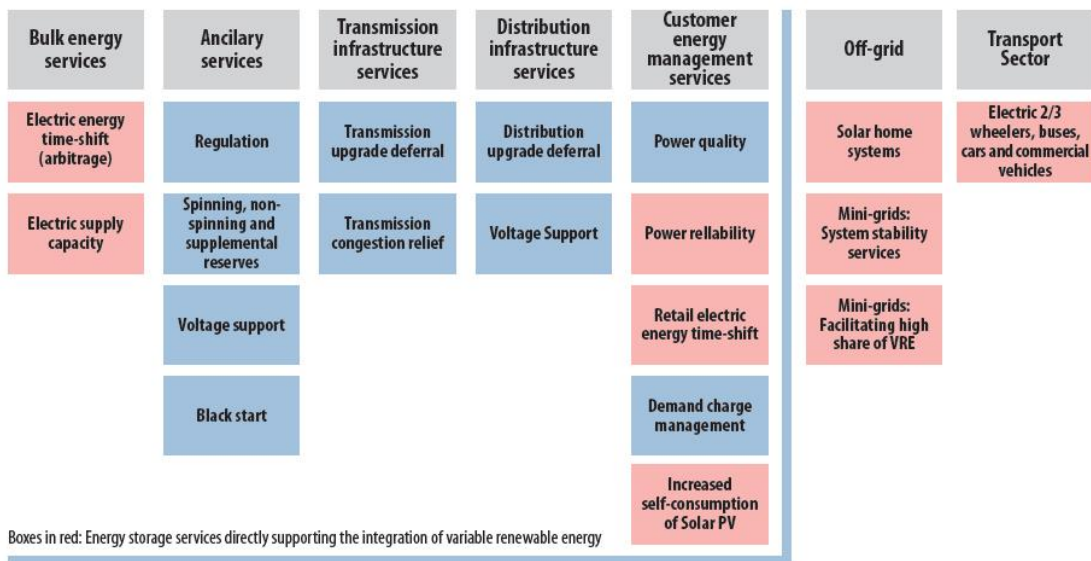


บทที่ 3

ทฤษฎีพื้นฐานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อันได้แก่ พลังงานแสงลมและพลังงานอาทิตย์ มีปริมาณเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากจะช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และ น้ำมัน ในการผลิตไฟฟ้าที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่ชั้นบรรยากาศ ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดภาวะเรือนกระจก อย่างไรก็ตามเนื่องจากพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวมีอยู่อย่างจำกัดและไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและสอดคล้องตามความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะสามารถผลิตได้ในช่วงที่ลมมีความเร็วอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตได้ในช่วงกลางวันเท่านั้น ดังนั้น ระบบกักเก็บพลังงานจึงเข้ามามีบทบาทสำคัญที่ช่วยให้สามารถบริหารจัดการการผลิตและการใช้ไฟฟ้าให้เกิดความสมดุลได้ ตลอดจนการบริหารจัดการการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับเหตุการณ์ความผิดปกติต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้เพื่อรักษาความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า

ในลำดับถัดไปเป็นการนำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage system: ESS) ในปัจจุบัน โดยจะให้ความสำคัญกับระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (Battery energy storage system: BESS) เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่มีบทบาทมากที่สุดในปัจจุบัน แม้ว่าจะยังมีราคาสูง แต่เนื่องจากการพัฒนาอย่างต่อเนื่องและสามารถใช้งานได้หลากหลาย จึงคาดว่าราคาจะมีแนวโน้มลดลงในอนาคต [5]



รูปที่ 3.1 การประยุกต์ใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน [5]

3.1 การประยุกต์ใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน

จากแผนภาพการประยุกต์ใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบที่ 3.1 สามารถแบ่งการประยุกต์ใช้งานระบบกักเก็บพลังงานออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

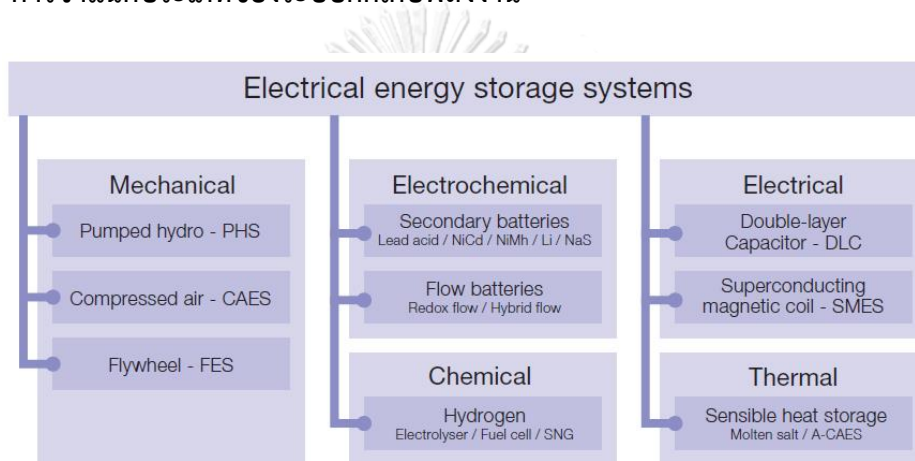
- 1) การประยุกต์ใช้งานแบบเชื่อมต่อกับกริด (Grid-connected) ซึ่งสามารถแบ่งย่อยได้เป็น 5 กลุ่ม ดังนี้
 - Bulk energy services คือ การประยุกต์ใช้งานเกี่ยวกับการบริหารจัดการด้านพลังงานไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ตัวอย่างเช่น
 - Electric energy time-shift คือ การกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า และจ่ายคืนสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง
 - Electric supply capacity คือ การเสริมความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า อันเนื่องมาจากความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
 - Ancillary services คือ การประยุกต์ใช้งานที่จำเป็นอื่นๆ เพื่อเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ตัวอย่างเช่น
 - Regulation คือ การเสริมความสามารถในการบริหารจัดการความสมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อรักษาความถี่ทางไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด
 - Spinning, non-spinning and supplemental reserves คือ การใช้เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าสำรองให้กับระบบผลิตไฟฟ้า
 - Voltage support คือ การใช้งานเพื่อเสริมความสามารถในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้า
 - Black start คือ การใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าสำรองเพื่อช่วยในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหลักเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
 - Transmission infrastructure services คือ การประยุกต์ใช้งานเพื่อสนับสนุนระบบส่งไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น
 - Transmission upgrade deferral คือ การยืดเวลาในการก่อสร้างขยายระบบส่งไฟฟ้า
 - Voltage support คือ การใช้งานเพื่อเสริมความสามารถในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้กับระบบส่งไฟฟ้า

- Distribution infrastructure services คือ การประยุกต์ใช้งานเพื่อสนับสนุนระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น
 - Distribution upgrade deferral คือ การยืดเวลาในการก่อสร้างขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - Voltage support คือ การใช้งานเพื่อเสริมความสามารถในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - Customer energy management services คือ การประยุกต์ใช้งานเกี่ยวกับการบริหารจัดการด้านพลังงานสำหรับผู้ใช้อิไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น
 - Power quality คือ การรักษาคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด เช่น กระแสฮาร์โมนิกและแรงดันฮาร์โมนิก
 - Power reliability คือ การรักษาความเชื่อถือได้ให้กับระบบผลิตไฟฟ้าในช่วงที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า
 - Retail electric energy time-shift คือ การกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า แล้วขายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง
 - Demand charge management คือ การบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม เนื่องจากการคำนวณค่าไฟฟ้าตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งคิดเพิ่มเติมจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จริงด้วย
 - Increased self-consumption of Solar photovoltaic (PV) คือ การกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ใช้เอง โดยลดการพึ่งพาพลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า
- 2) การประยุกต์ใช้งานแบบอื่นๆ ซึ่งสามารถแบ่งย่อยได้อีก 2 กลุ่ม ดังนี้
- Off-grid คือ การประยุกต์ใช้งานโดยไม่เชื่อมต่อกับกริด ตัวอย่างเช่น
 - Solar home systems คือ การกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อไว้ใช้เองภายในบ้าน
 - Mini-grids: System stability services คือ การใช้งานเพื่อรักษาเสถียรภาพทางไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก

- Mini-grids: Facilitating high share of variable renewable electricity (VRE) คือ การทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้เพิ่มมากขึ้น
- Transport sector คือ การใช้งานในภาคการขนส่ง ตัวอย่างเช่น
 - แหล่งกักเก็บพลังงานสำหรับยานพาหนะไฟฟ้าต่างๆ

ทั้งนี้ ข้อความในรูปที่ 3.1 ที่ถูกระบายด้วยสีแดง หมายถึง มีความเกี่ยวข้องโดยตรงกับการทำให้ระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้เพิ่มมากขึ้น

3.2 การจำแนกประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน

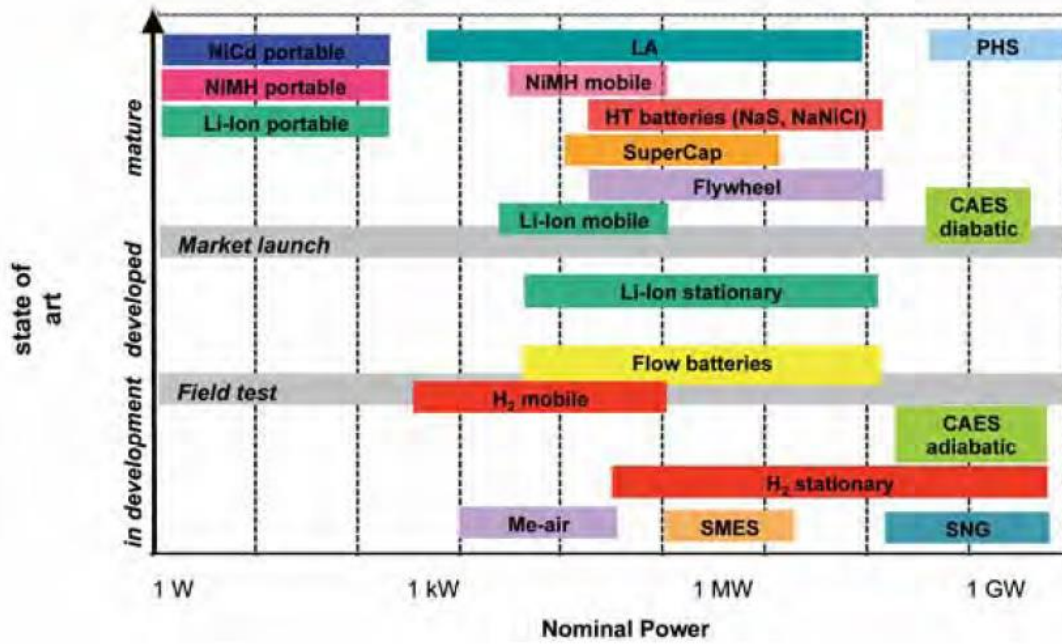


รูปที่ 3.2 ประเภทของระบบกักเก็บพลังงานที่จำแนกตามรูปแบบการจัดเก็บพลังงาน [4]

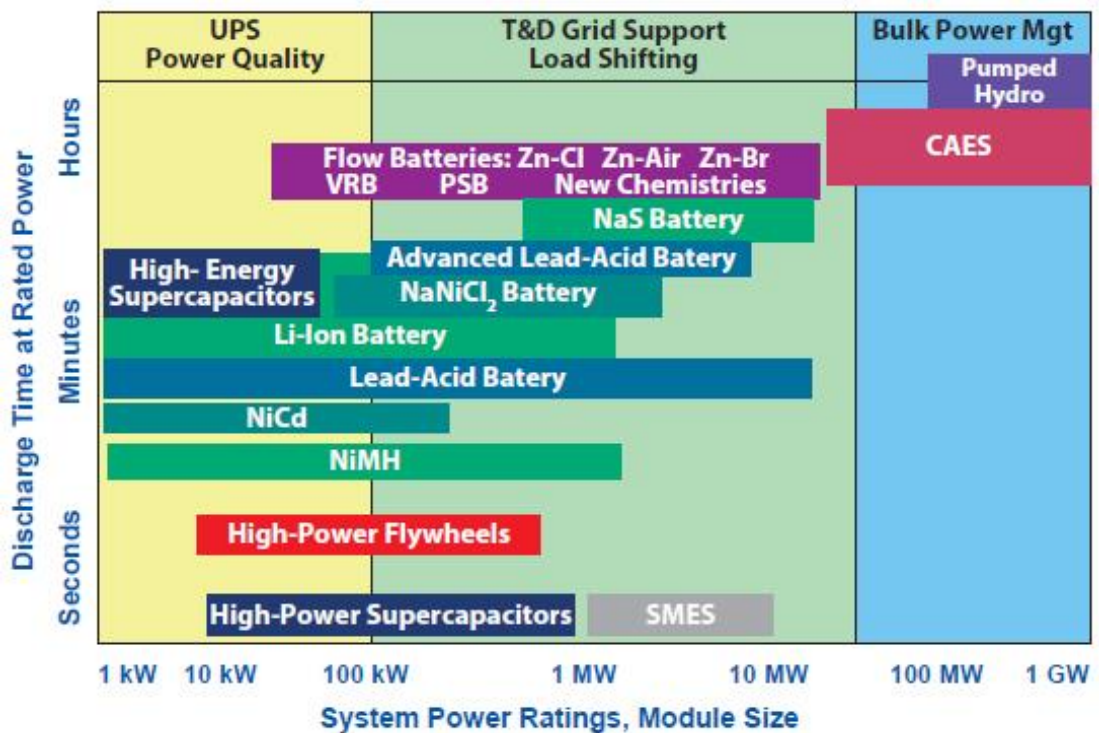
จากแผนภาพประเภทของระบบกักเก็บพลังงานที่จำแนกตามรูปแบบการจัดเก็บพลังงานในรูปที่ 3.2 สามารถแบ่งออกเป็น 5 ประเภท ได้แก่

- 1) พลังงานกล (Mechanical) ตัวอย่างเช่น
 - การกักเก็บพลังงานแบบสูบน้ำกลับ (Pumped hydro storage: PHS)
 - การกักเก็บพลังงานแบบอัดอากาศ (Compressed air energy storage: CAES)
 - การกักเก็บพลังงานแบบล้อตุ่นกำลัง (Flywheel energy storage: FES)
- 2) ไฟฟ้าเคมี (Electrochemical) ประกอบด้วย 2 กลุ่ม ได้แก่
 - แบตเตอรี่ทุติยภูมิ (Secondary batteries) ซึ่งเป็นแบตเตอรี่ที่เมื่อผ่านการใช้งานแล้วสามารถนำกลับมาอัดประจุใหม่ได้ ตัวอย่างเช่น
 - ตะกั่ว-กรด (Lead-acid: LA)
 - นิกเกิล-แคดเมียม (Nickel-cadmium: NiCd)

- นิกเกิล-เมทัลไฮไดรด์ (Nickel-metal hydride: NiMH)
 - ลิเทียมไอออน (Lithium-ion: Li-ion)
 - โซเดียม-ซัลเฟอร์ (Sodium-sulfur: NaS)
 - โซเดียม-นิกเกิลคลอไรด์ (Sodium-nickel chloride: NaNiCl)
หรือเรียกอีกชื่อว่า Zero emission battery research (ZEBRA)
 - โลหะ-อากาศ (Metal-air: Me-air)
 - แบตเตอรี่ที่มีการไหลของสารเคมี (Flow batteries) ซึ่งเป็นแบตเตอรี่ที่เมื่อผ่านการใช้งานแล้วสามารถนำกลับมาอัดประจุใหม่ได้เช่นกัน แต่จะมีส่วนที่กักเก็บสารอิเล็กโทรไลต์ที่ใช้ในสะสมพลังงานแยกต่างหาก ตัวอย่างเช่น
 - วานาเดียมรีดอกซ์ (Vanadium redox flow battery: VRFB)
 - สังกะสี-โบรมีน (Zinc-bromine flow battery: ZBFB)
- 3) ไฟฟ้า (Electrical) ตัวอย่างเช่น
- ตัวเก็บประจุแบบพิเศษ (Supercapacitor) หรือเรียกว่า Double-layer capacitor (DLC)
 - การกักเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด (Superconducting magnetic energy storage: SMES)
- 4) เคมี (Chemical)
- การกักเก็บพลังงานด้วยก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen storage) ซึ่งประกอบด้วยอิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolyzer) และเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cell)
 - การกักเก็บพลังงานด้วยก๊าซธรรมชาติสังเคราะห์ (Synthetic natural gas: SNG) ซึ่งเป็นการนำก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาสังเคราะห์เป็นก๊าซมีเทน
- 5) ความร้อน (Thermal)
- การเก็บความร้อนสัมผัส (Sensible heat storage) ตัวอย่างเช่น
 - เกลือเหลว (Molten salt)
 - A-CAES (Adiabatic compressed air energy storage)



รูปที่ 3.3 ความเติบโตของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน [4]



รูปที่ 3.4 ความเหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานสำหรับการประยุกต์ใช้งานในระบบไฟฟ้า [5]

3.3 ระบบกักเก็บพลังงานสำหรับสถานีไฟฟ้า

จากระบบกักเก็บพลังงานทั้งหมดที่ได้กล่าวถึงข้างต้นสามารถแสดงความเติบโตของเทคโนโลยีต่างๆ ได้ตามรูปที่ 3.3 ซึ่งจะเห็นได้ว่าระบบกักเก็บพลังงานประเภทพลังงานกล (Mechanical) ไฟฟ้าเคมี (Electrochemical) และไฟฟ้า (Electrical) ทั้งหมดได้รับการพัฒนาและผ่านการทดสอบ (Developed phase) เรียบร้อยแล้ว แต่สำหรับระบบกักเก็บพลังงานประเภทเคมี (Chemical) และ A-CAES ยังอยู่ระหว่างการพัฒนา (Development phase)

นอกจากนั้นในรูปที่ 3.4 ได้แสดงถึงความเหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานสำหรับการประยุกต์ใช้งานในระบบไฟฟ้า หากพิจารณาถึงการประยุกต์ใช้งานสำหรับระบบส่งไฟฟ้าเพื่อบริหารจัดการการไหลของกำลังไฟฟ้าและรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่เกณฑ์ที่กำหนด ประเภทของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมคือ “แบตเตอรี่” เนื่องจากมีพิกัดกำลังและระยะเวลาในการคายประจุเหมาะสมกับการประยุกต์ใช้งานในลักษณะดังกล่าว

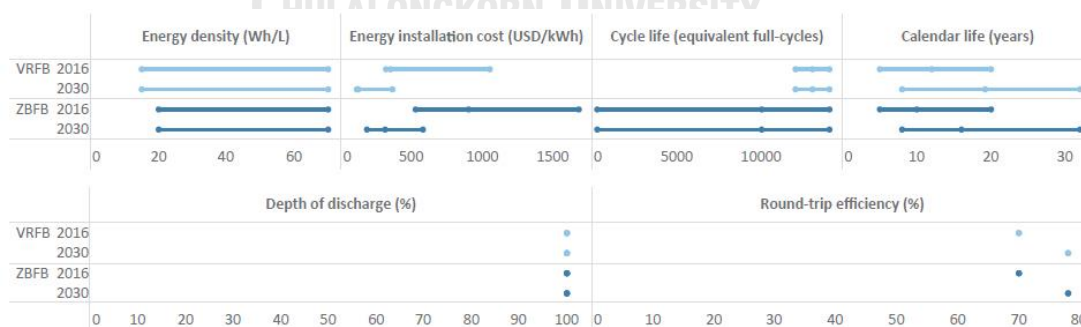
ในลำดับถัดไปจะแสดงเป็นการนำเสนอระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของเทคโนโลยีต่างๆ ที่เหมาะสมสำหรับใช้งานโดยการติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า พร้อมทั้งเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อมูลในปัจจุบัน (ปี ค.ศ. 2016) และการคาดการณ์ในอนาคต (ปี ค.ศ. 2030) ดังหัวข้อต่อไปนี้

3.3.1 แบตเตอรี่ที่มีการไหลของสารเคมี (Flow batteries)

ประกอบด้วยเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องจำนวน 2 เทคโนโลยี ได้แก่

- 1) วานาเดียมรีดอกซ์ (Vanadium redox flow battery: VRFB)
- 2) สังกะสี-โบรมีน (Zinc-bromine flow battery: ZBFB)

โดยคุณสมบัติสามารถแสดงได้ตามรูปที่ 3.5 ดังนี้



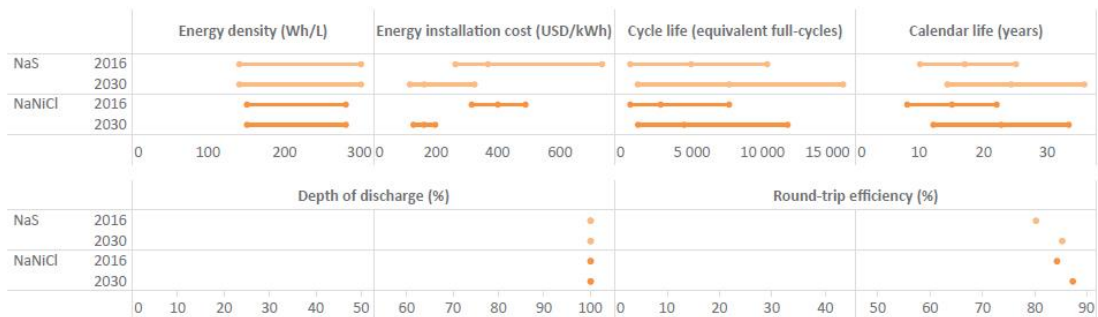
รูปที่ 3.5 คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีการไหลของสารเคมี [5]

3.3.2 แบตเตอรี่ที่ทำงานด้วยอุณหภูมิสูง (High temperature batteries)

ประกอบด้วยเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องจำนวน 2 เทคโนโลยี ได้แก่

- 1) โซเดียม-ซัลเฟอร์ (Sodium-sulfur: NaS)
- 2) โซเดียม-นิกเกิลคลอไรด์ (Sodium-nickel chloride: NaNiCl) หรือเรียกอีกชื่อว่า Zero emission battery research (ZEBRA)

โดยคุณสมบัติสามารถแสดงได้ตามรูปที่ 3.6 ดังนี้



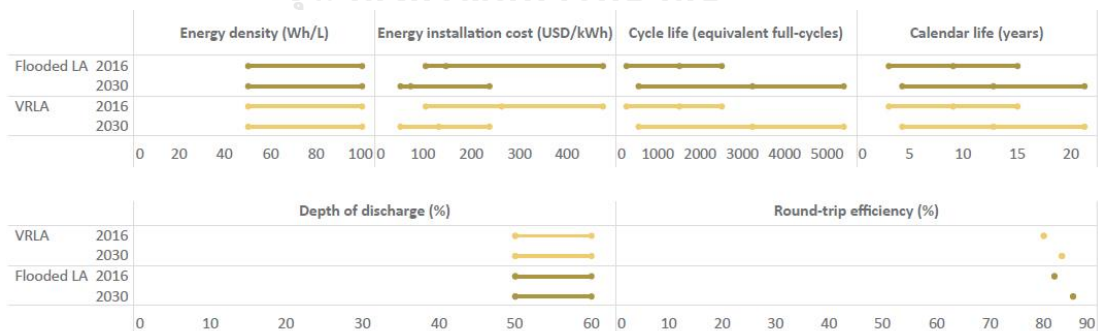
รูปที่ 3.6 คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่ทำงานด้วยอุณหภูมิสูง [5]

3.3.3 แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด (Lead-acid batteries)

ประกอบด้วยเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องจำนวน 2 เทคโนโลยี ได้แก่

- 1) ตะกั่ว-กรดแบบเปียก (Flooded lead-acid: Flooded LA)
- 2) ตะกั่ว-กรดกักด้วยวาล์ว (Valve-regulated lead-acid: VRLA)

โดยคุณสมบัติสามารถแสดงได้ตามรูปที่ 3.7 ดังนี้



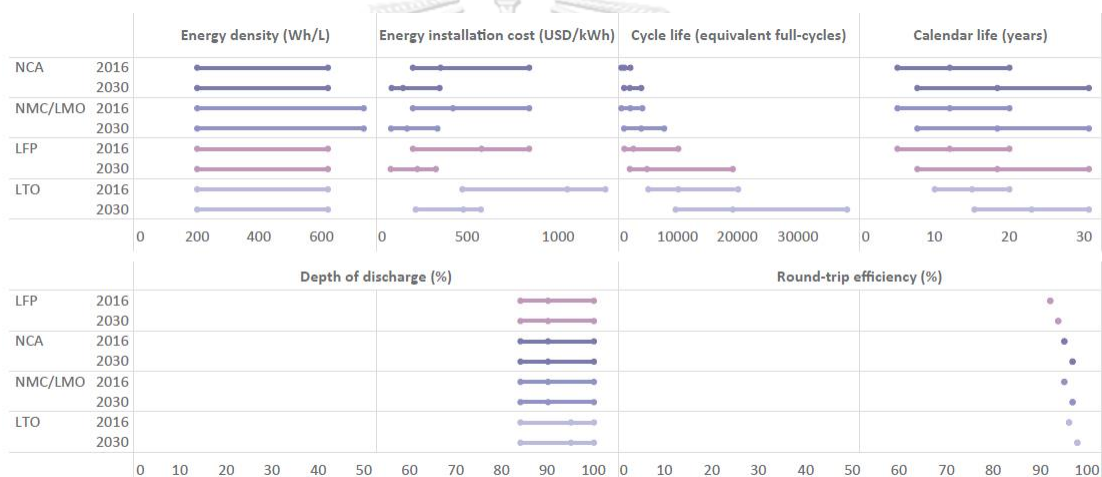
รูปที่ 3.7 คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด [5]

3.3.4 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium-ion batteries)

ประกอบด้วยเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องจำนวน 5 เทคโนโลยี ได้แก่

- 1) ลิเทียม-นิกเกิล-แมงกานีส-โคบอลออกไซด์ (Lithium-nickel-manganese-cobalt oxide: NMC)
- 2) ลิเทียม-แมงกานีสออกไซด์ (Lithium-manganese oxide: LMO)
- 3) ลิเทียม-นิกเกิล-โคบอล-อะลูมิเนียม (Lithium-nickel-cobalt-aluminum: NCA)
- 4) ลิเทียม-ไอรอนฟอสเฟต (Lithium-iron phosphate: LFP)
- 5) ลิเทียม-ไททานตออกไซด์ (Lithium-titanate oxide: LTO)

โดยคุณสมบัติสามารถแสดงได้ตามรูปที่ 3.8 ดังนี้

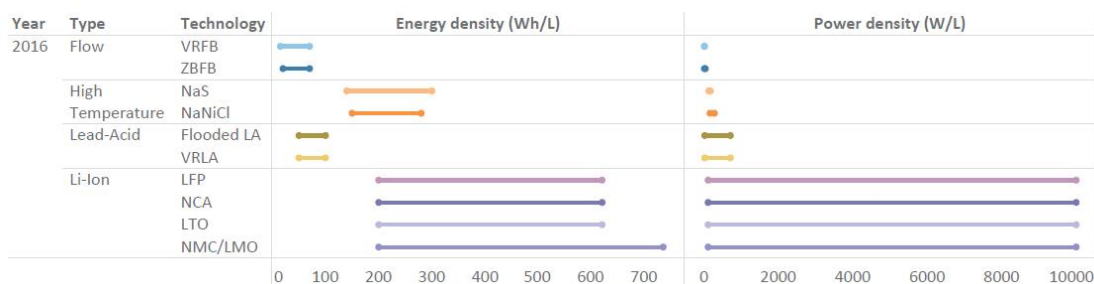


รูปที่ 3.8 คุณสมบัติของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน [5]

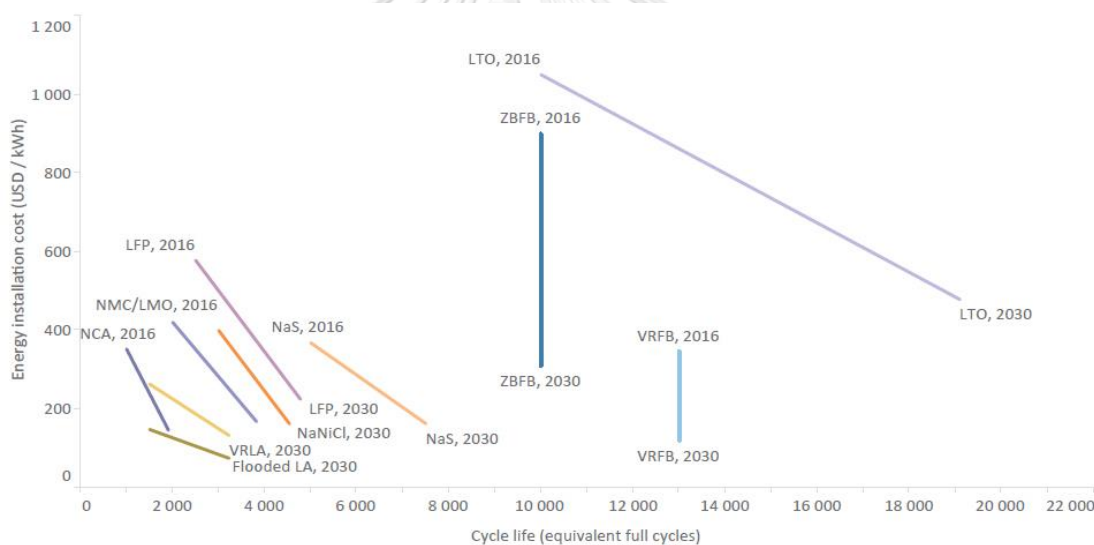
จากคุณสมบัติทางเทคนิคของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ได้กล่าวถึงข้างต้นสำหรับติดตั้งใช้งานที่สถานีไฟฟ้าพบว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่ “ลิเทียมไอออน” มีความเหมาะสมที่สุด เนื่องจากเหตุผลดังต่อไปนี้

- มีความหนาแน่นพลังงาน (Energy density) และความหนาแน่นกำลัง (Power density) สูงกว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่อื่นๆ ทำให้ใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อย เมื่อเปรียบเทียบที่ค่าพิกัดเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 3.9
- มีอายุการใช้งาน (Calendar life) สูงกว่าเทคโนโลยีแบตเตอรี่อื่นๆ
- มีประสิทธิภาพต่อรอบ (Round-trip efficiency) สูงที่สุด
- มีจำนวนรอบการทำงาน (Cycle life) สูง
- มีความลึกของการคายประจุ (Depth of discharge) สูง

แม้ว่าในปัจจุบันเทคโนโลยีแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนยังมีราคาในการลงทุนติดตั้งสูง แต่จากการศึกษาข้างต้นพบว่าในอนาคตราคามีแนวโน้มลดลงพร้อมทั้งมีจำนวนรอบการทำงานสูงขึ้น (ดังแสดงในรูปที่ 3.10) เนื่องจากยังมีการวิจัยและพัฒนาอยู่อย่างต่อเนื่อง



รูปที่ 3.9 ความหนาแน่นพลังงานและความหนาแน่นกำลังของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ในปัจจุบัน [5]



รูปที่ 3.10 การเปรียบเทียบจำนวนรอบการทำงานและราคาในการลงทุนติดตั้งของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ในปัจจุบันและอนาคต [5]

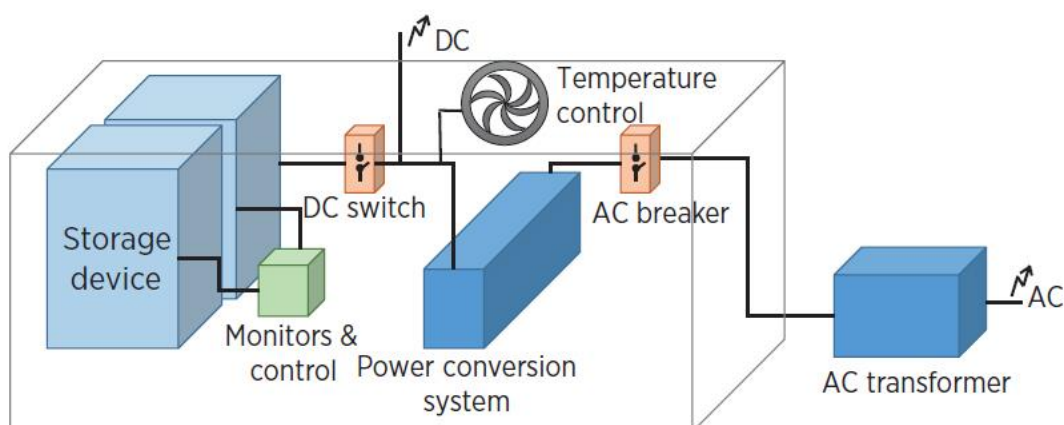
3.4 แบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

องค์ประกอบหลักของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่แสดงในรูปที่ 3.11 ได้แก่

- 1) ชุดอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (Storage device)
 - แบตเตอรี่ (Battery)
 - ระบบบริหารจัดการแบตเตอรี่ (Battery management system: BMS) ซึ่งมีหน้าที่ในการควบคุมการไหลเข้าและไหลออกของพลังงานไฟฟ้าที่

สะสมอยู่ในเซลล์แบตเตอรี่ต่างๆ ให้สอดคล้องกับฟังก์ชันการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ รวมทั้งตรวจสอบสถานะต่างๆ ของเซลล์แบตเตอรี่ เช่น อุณหภูมิ ระดับพลังงานไฟฟ้าที่สะสม ความผิดปกติ เป็นต้น

- 2) ระบบแปลงผันกำลัง (Power conversion system: PCS) ซึ่งทำหน้าที่เป็นตัวกลางในการเชื่อมโยงการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าระหว่างระบบไฟฟ้ากระแสสลับกับระบบไฟฟ้ากระแสตรง อีกทั้งมีทำหน้าที่ในการควบคุมปริมาณทางไฟฟ้าให้เป็นไปตามฟังก์ชันการทำงานที่กำหนด เช่น ทางฝั่งระบบไฟฟ้ากระแสสลับ ประกอบด้วย แรงดันไฟฟ้า ความถี่ทางไฟฟ้า มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า รวมทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน เป็นต้น สำหรับทางฝั่งไฟฟ้ากระแสตรง ประกอบด้วย แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าจริง นอกจากนี้ระบบ PCS ยังสามารถรับคำสั่งผ่านการสื่อสารระยะไกลได้อีกด้วย
- 3) หม้อแปลงกำลัง (Power transformer)
- 4) สวิตช์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Switch and circuit breaker)
- 5) ระบบควบคุมและเฝ้าสังเกต (Control and monitoring system)
- 6) ระบบอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง
 - ระบบควบคุมอุณหภูมิ (Temperature management system)
 - ระบบป้องกันอัคคีภัย (Fire protection system)
 - ระบบการสื่อสารระยะไกล (Remote communication system)



รูปที่ 3.11 แบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ [24]

บทที่ 4

ทฤษฎีพื้นฐานของการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ามีปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณา 2 ส่วน ได้แก่ สายส่งและสถานีไฟฟ้า โดยในส่วนของสายส่งมีเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ได้แก่ การเกิดลัดวงจร กระแสไฟฟ้าไหลเกินค่าพิกัด สายส่งขาด เสาส่งล้ม เป็นต้น สำหรับสถานีไฟฟ้า มีเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ได้แก่ ความผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้า การเกิดลัดวงจร เป็นต้น จากงานวิจัย [14] อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีอัตราการล้มเหลว (Failure rate) สูงที่สุดคือหม้อแปลงกำลัง โดยลำดับรองลงมาคือ บัสบาร์ หม้อแปลงกระแส หม้อแปลงแรงดัน และเซอร์กิตเบรกเกอร์ ตามลำดับ ซึ่งมีค่าอัตราการล้มเหลวน้อยมากเมื่อเทียบกับหม้อแปลงกำลัง

เหตุการณ์ความผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้า นอกจากสร้างความเสียหายให้แก่ อุปกรณ์ไฟฟ้าในบริเวณจุดที่เกิดเหตุการณ์แล้ว ยังก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้าง ได้อีกด้วย เช่น เหตุการณ์ไฟฟ้าดับเนื่องจากสายส่งหลักหรือโรงไฟฟ้าหลักหรือออกจากระบบ เป็นต้น ดังนั้นการเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติของอุปกรณ์ในแต่ละครั้งจึงไม่เป็นผลดีต่อทั้งผู้ให้บริการไฟฟ้า (Utility) และผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer) อย่างไรก็ตามผู้ให้บริการไฟฟ้าสามารถใช้ข้อมูลสถิติการทำงานของอุปกรณ์ในอดีตเพื่อนำมาประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าได้ โดยแสดงผ่านค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability indices) หรือมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Outage cost)

4.1 วิธีประเมินความเชื่อถือได้

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถจำแนกเป็น 2 ประเภท [14] ดังนี้

- 1) วิธีการวิเคราะห์ (Analytical methods) ประกอบด้วย 4 วิธี ได้แก่
 - วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduce method)
 - วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method)
 - วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method)
 - วิธีวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method)
- 2) วิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation methods) ประกอบด้วย 3 วิธี ได้แก่
 - วิธีสุ่มสถานะ (State sampling method)
 - วิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling method)

- วิธีสุ่มการเปลี่ยนแปลงสถานะของระบบ (System state transition sampling method)

อย่างไรก็ตามวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่กล่าวข้างต้นมีข้อดีข้อด้อยแตกต่างกัน โดยวิธีการวิเคราะห์ที่ได้ใช้การคำนวณโดยอาศัยวิธีการทางคณิตศาสตร์ซึ่งจะให้ผลลัพธ์ที่แม่นยำและเหมาะสมสำหรับระบบที่ไม่มีข้อซ้อนและมีขนาดเล็ก แต่สำหรับวิธีการจำลองเหตุการณ์เป็นวิธีที่สามารถจัดการกับระบบที่มีความซับซ้อนหรือมีขนาดใหญ่ได้เป็นอย่างดี เนื่องจากอาศัยการทำงานของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ แต่มีข้อเสียตรงที่ต้องใช้ระยะเวลาในการคำนวณที่ยาวนาน สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยวิธีแบบมีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential Monte Carlo simulation: Sequential MCS) ซึ่งเป็นวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (รายละเอียดแสดงในบทที่ 7)

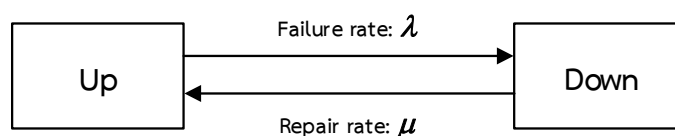
4.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์คือ แผนภาพที่แสดงสถานะหรือพฤติกรรมของอุปกรณ์เมื่อเกิดความผิดปกติหรือเหตุการณ์ล้มเหลวซึ่งมีหลากหลายรูปแบบตามความซับซ้อนในการทำงานของอุปกรณ์ โดยทั่วไปสามารถจำแนกได้ 3 ประเภท [25] ได้แก่

- แบบจำลอง 2 สถานะ (Two-state model)
- แบบจำลอง 3 สถานะ (Three-state model)
- แบบจำลอง 4 สถานะ (Four-state model)

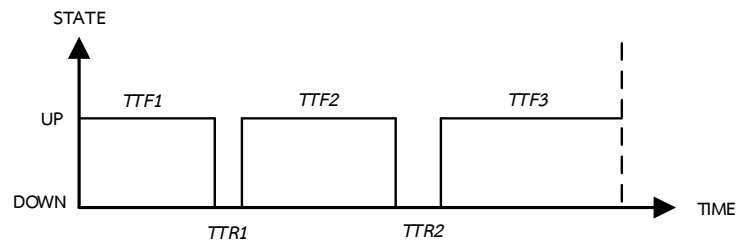
ในลำดับถัดไปเป็นการอธิบายแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในแต่ละประเภทดังนี้

4.2.1 แบบจำลอง 2 สถานะ



รูปที่ 4.1 แบบจำลอง 2 สถานะ

สถานะการทำงานของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 2 สถานะในรูปที่ 4.1 ประกอบด้วยสถานะปกติ (Up) และสถานะล้มเหลว (Down) โดยการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์หนึ่งๆ จากสถานะปกติไปเป็นสถานะล้มเหลวพิจารณาจากอัตราการล้มเหลว (Failure rate: λ) และในทางกลับกันการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์จากสถานะล้มเหลวเป็นสถานะปกติพิจารณาจากอัตราซ่อมแซม (Repair rate: μ) ทั้งนี้สามารถแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยทั่วไปได้ตามรูปที่ 4.2

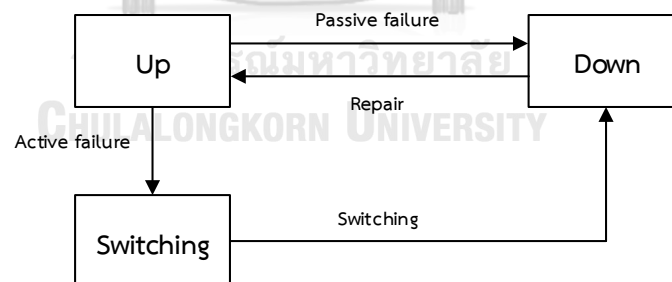


รูปที่ 4.2 พฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 2 สถานะ

จากรูปที่ 4.2 แสดงให้เห็นว่าที่เวลาเริ่มต้นอุปกรณ์มีสถานะปกติและหลังจากนั้นจึงเกิดสถานะล้มเหลวและสถานะปกติสลับกันไปตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา โดยระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ เรียกว่า Time to failure (TTF) และระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว เรียกว่า Time to repair (TTR) โดยค่า TTF และ TTR แต่ละค่าจะขึ้นอยู่กับการกระจายตัวของข้อมูลที่สมมติขึ้นซึ่งจะกล่าวถึงในลำดับถัดไป

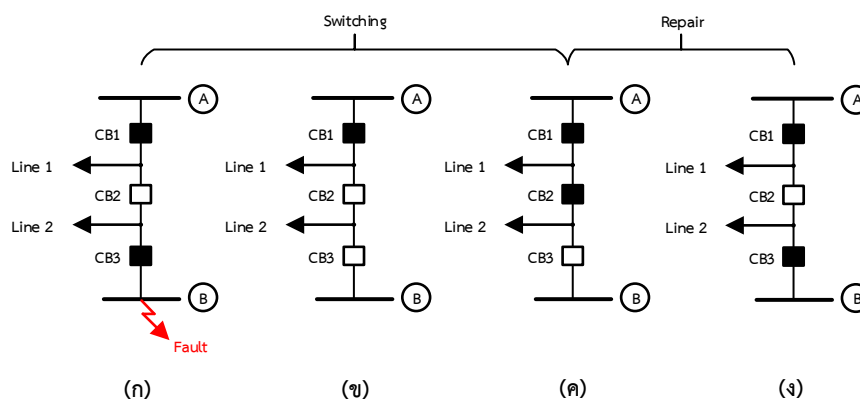
แบบจำลอง 2 สถานะนี้เป็นแบบจำลองอย่างง่ายที่เหมาะสมสำหรับอุปกรณ์ที่เกิดความล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failure) เท่านั้น ซึ่งหมายถึงว่าเมื่อเกิดความล้มเหลวกับอุปกรณ์ใดๆ แล้วจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ระบบป้องกัน โดยที่อุปกรณ์อื่นๆ ยังคงสามารถทำงานได้ตามปกติ และอุปกรณ์ที่เกิดความล้มเหลวแบบพาสซีฟนี้จะนำกลับมาใช้ใหม่ได้ภายหลังจากที่ซ่อมแซมแล้วเสร็จ ตัวอย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ตอบสนองต่อคำสั่ง เป็นต้น

4.2.2 แบบจำลอง 3 สถานะ



รูปที่ 4.3 แบบจำลอง 3 สถานะ

สถานะของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 3 สถานะ ในรูปที่ 4.3 ประกอบด้วย สถานะปกติ (Up) สถานะล้มเหลว (Down) และสถานะสวิตช์ (Switching) ซึ่งแบบจำลองนี้ได้ถูกพัฒนามาจากแบบจำลองแบบ 2 สถานะ เพื่อให้สามารถอธิบายการทำงานของอุปกรณ์แบบสวิตช์ที่ตั้งตัวอย่างในรูปที่ 4.4 ซึ่งสามารถอธิบายการทำงานของอุปกรณ์ที่เกิดความล้มเหลวแบบพาสซีฟรวมทั้งอุปกรณ์ที่เกิดความล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failure) ได้ ตัวอย่างการเกิดความล้มเหลวแบบแอคทีฟแสดงได้ในรูปที่ 4.4 เช่นเดียวกัน



รูปที่ 4.4 ตัวอย่างการทำสวิตชิงเมื่อเกิดฟอลต์ที่บัส

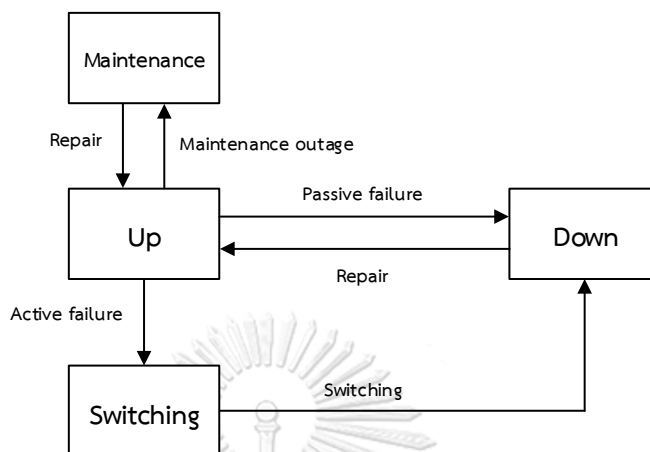
จากรูปที่ 4.4 การเกิดฟอลต์ที่บัส B เป็นตัวอย่างการเกิดความล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failure) ซึ่งหมายถึงเมื่อเกิดความล้มเหลวกับอุปกรณ์ใดๆ แล้วจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบป้องกันปฐมภูมิ (Primary protection zone) รอบข้างอุปกรณ์ที่ล้มเหลว จากรูปดังกล่าวสามารถอธิบายลำดับการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ได้ดังนี้

- รูป (ก) แสดงการเกิดฟอลต์ที่บัส B โดยในขณะนั้น CB1 (เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 1) และ CB3 อยู่ในสถานะปิดวงจร ส่วน CB2 อยู่ในสถานะเปิดวงจร
- รูป (ข) CB3 ถูกสั่งให้เปิดวงจรเพื่อกำจัดฟอลต์ที่บัส B ซึ่งจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่ Line 2 (สายส่งหมายเลข 2)
- รูป (ค) CB2 ถูกสั่งให้ปิดวงจรเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับ Line 2 อีกครั้ง (ผ่านบัส A)
- รูป (ง) เป็นสถานะของอุปกรณ์ที่กลับเข้าสู่สภาวะปกติอีกครั้ง
- ในช่วงตั้งแต่รูป (ก) – (ค) เป็นช่วงระหว่างการทำสวิตชิง โดยทั่วไปจะถูกสั่งการผ่านระบบอัตโนมัติ (Automation system) ซึ่งใช้ระยะเวลาเพียงสั้นๆ (ระดับวินาที)
- ในช่วงตั้งแต่รูป (ค) – (ง) เป็นช่วงระหว่างการซ่อมแซมอุปกรณ์ที่เกิดความล้มเหลว (บัส B) ซึ่งโดยทั่วไปจะใช้ระยะเวลานาน (อาจใช้เวลาหลายชั่วโมง)

4.2.3 แบบจำลอง 4 สถานะ

สถานะของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 4 สถานะ ในรูปที่ 4.5 ประกอบด้วย สถานะปกติ (Up) สถานะล้มเหลว (Down) สถานะสวิตชิง (Switching) และสถานะบำรุงรักษา (Maintenance) ซึ่งแบบจำลองนี้ได้ถูกพัฒนามาจากแบบจำลอง 3 สถานะ เพื่อให้สามารถอธิบายได้

ทั้งการทำงานของอุปกรณ์แบบสวิตซ์ซึ่งและการนำอุปกรณ์เข้าสู่กระบวนการซ่อมบำรุงรักษา นอกจากนี้ยังสามารถอธิบายการทำงานของอุปกรณ์ที่เกิดความล้มเหลวแบบพาสซีฟและแอกทีฟได้เช่นกัน



รูปที่ 4.5 แบบจำลอง 4 สถานะ

สำหรับแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ที่วิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้เลือกใช้คือแบบจำลอง 2 สถานะ เนื่องจากต้องการพิจารณาเฉพาะสถานะการทำงานของสายส่งและหม้อแปลงกำลังเพื่อศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งโดยรวม ซึ่งไม่ได้พิจารณาถึงรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า

4.3 การกระจายตัวสำหรับการวิเคราะห์การทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า

การกำหนดการกระจายตัว (Distribution) ที่เป็นมาตรฐานเป็นเทคนิคที่ใช้ในการอธิบายพฤติกรรมเฉพาะอย่าง เช่น ระยะเวลาที่อุปกรณ์ทำงานอยู่ในสถานะปกติหรือสถานะล้มเหลว เป็นต้น ซึ่งต้องมีความสอดคล้องหรือใกล้เคียงกับการกระจายตัวของข้อมูลเชิงสถิติที่ได้จากการบันทึกไว้ในอดีต โดยการกระจายตัวที่นิยมใช้สำหรับการวิเคราะห์ในระบบไฟฟ้า [14] ได้แก่

- การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)
- การกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution)
- การกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution)
- การกระจายตัวแบบไวบูลล์ (Weibull distribution)

ลำดับถัดไปเป็นการนำเสนอการกระจายตัวในแต่ละรูปแบบดังนี้

4.3.1 การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ

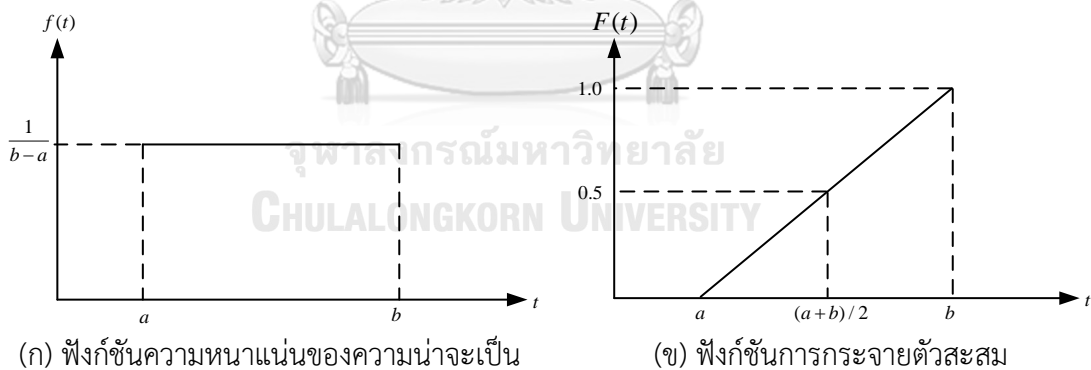
การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอเป็นรูปแบบที่มีความซับซ้อนน้อยที่สุด เนื่องจากค่าของฟังก์ชันจะมีค่าคงที่ตลอดการพิจารณา โดยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability density function) แสดงได้ตามสมการที่ (4.1) ดังนี้

$$f(t) = \frac{1}{b-a}, \quad a \leq t \leq b \quad (4.1)$$

จากสมการที่ (4.1) t คือตัวแปรสุ่มที่มีค่าอยู่ในช่วง $[a, b]$ โดยที่ a และ b คือค่าคงที่สำหรับฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม (Cumulative distribution function) มีแสดงตามสมการที่ (4.2) ดังนี้

$$F(t) = \int_a^t f(t) dt = \frac{t-a}{b-a} \quad (4.2)$$

ลักษณะฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอแสดงได้ตามรูปที่ 4.6 (ก) และ 4.6 (ข) ดังนี้



รูปที่ 4.6 ฟังก์ชันของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ [14]

การคำนวณค่าเฉลี่ย (Expected value) และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation: σ) แสดงได้ตามสมการที่ (4.3) และ (4.4) ตามลำดับ ดังนี้

$$E(t) = \int_{-\infty}^{\infty} t \times f(t) dt \quad (4.3)$$

$$= \frac{a+b}{2}$$

$$\sigma^2 = E(t^2) - E^2(t) \quad (4.4)$$

$$= \frac{(b-a)^2}{12}, \quad \sigma \geq 0$$

4.3.2 การกระจายตัวแบบปกติ

การกระจายตัวแบบปกติเป็นรูปแบบที่มีการกระจายความหนาแน่นของข้อมูล ลักษณะเป็นเส้นโค้งที่มีความสมมาตร โดยมีค่าเฉลี่ยของข้อมูล (Mean: μ) และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation: σ) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแสดงได้ตามสมการที่ (4.5) ดังนี้

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \times e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\eta}{\sigma}\right)^2}, \quad -\infty \leq t \leq \infty \quad (4.5)$$

จากสมการที่ (4.5) t คือตัวแปรสุ่มที่มีค่าเป็นจำนวนจริงใดๆ สำหรับฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของตัวแปรสุ่ม t ในช่วง a ถึง b มีแสดงตามสมการที่ (4.6) ดังนี้

$$F(a \leq t \leq b) = \int_a^b \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \times e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\eta}{\sigma}\right)^2} dt \quad (4.6)$$

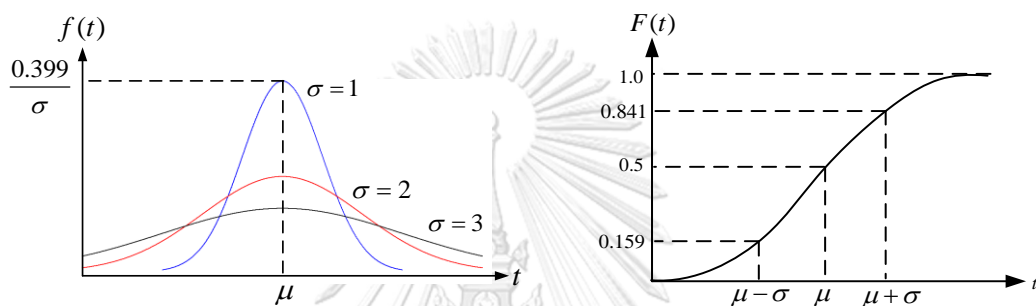
เนื่องจากการคำนวณปริพันธ์ตามสมการที่ (4.6) ไม่สามารถคำนวณได้โดยวิธีปกติ จึงมีการสร้างการกระจายตัวแบบปกติมาตรฐาน (Standard normal distribution) ที่มีค่าเฉลี่ยเป็นศูนย์และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเป็นหนึ่งขึ้น จากนั้นอาศัยเทคนิคการคำนวณปริพันธ์ตามกฎของซิมป์สัน (Simpson's rule) ในการสร้างตารางค่ามาตรฐาน (Standard value table) ซึ่งแสดงถึงฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบปกติมาตรฐาน ทั้งนี้ ค่ามาตรฐาน (Z) มีนิยามตามสมการที่ (4.7) ดังนี้

$$Z = \frac{t-\eta}{\sigma}, \quad \sigma > 0 \quad (4.7)$$

เมื่อแทนค่ามาตรฐานจากสมการที่ (4.7) ลงในสมการที่ (4.5) จะได้ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายตัวแบบปกติมาตรฐานที่มีค่าเฉลี่ยเป็นศูนย์ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเป็นหนึ่ง และพื้นที่ใต้กราฟเป็นหนึ่งตามสมการที่ (4.8) ดังนี้

$$f(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \times e^{-\frac{1}{2}Z^2}, \quad -\infty \leq Z \leq \infty \quad (4.8)$$

ลักษณะฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบปกติแสดงได้ตามรูปที่ 4.7 (ก) และ 4.7 (ข) ดังนี้



(ก) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น

(ข) ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม

รูปที่ 4.7 ฟังก์ชันของการกระจายตัวแบบปกติ [14]

4.3.3 การกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล

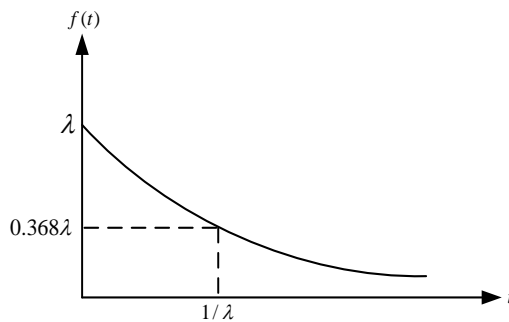
การกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียลมีคุณสมบัติที่ต่างจากการกระจายแบบอื่นๆ ตรงที่เหตุการณ์ปัจจุบันไม่ขึ้นกับอดีตหรืออนาคต และมีค่าอัตราความล้มเหลว (Failure rate: λ) ของอุปกรณ์คงที่ ซึ่งนิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในทางวิศวกรรม ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแสดงได้ตามสมการที่ (4.9) ดังนี้

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad 0 \leq t \leq \infty \quad (4.9)$$

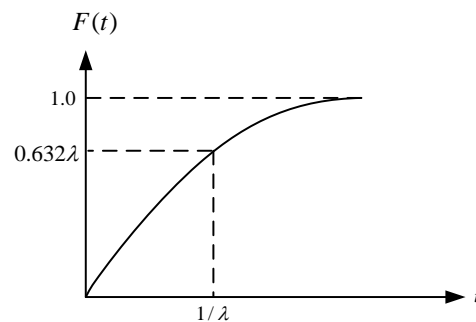
จากสมการที่ (4.9) t คือตัวแปรสุ่มที่มีค่าเป็นจำนวนจริงใดๆ ที่มีค่าตั้งแต่ศูนย์ขึ้นไป สำหรับฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของตัวแปรสุ่ม t ในช่วงตั้งแต่ศูนย์ถึง t ใดๆ มีแสดงตามสมการที่ (4.10) ดังนี้

$$\begin{aligned} F(t) &= \int_0^t f(t) dt \\ &= 1 - e^{-\lambda t} \end{aligned} \quad (4.10)$$

ลักษณะฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียลแสดงได้ตามรูปที่ 4.8 (ก) และ 4.8 (ข) ดังนี้



(ก) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น



(ข) ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม

รูปที่ 4.8 ฟังก์ชันของการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล [14]

การคำนวณค่าเฉลี่ย (Expected value) และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation: σ) แสดงได้ตามสมการที่ (4.11) และ (4.12) ตามลำดับ ดังนี้

$$E(t) = \int_0^{\infty} t \times f(t) dt \quad (4.11)$$

$$= \frac{1}{\lambda}$$

$$\sigma^2 = E(t^2) - E^2(t) \quad (4.12)$$

$$= \frac{1}{\lambda^2}, \sigma \geq 0$$

4.3.4 การกระจายตัวแบบไวบูลล์

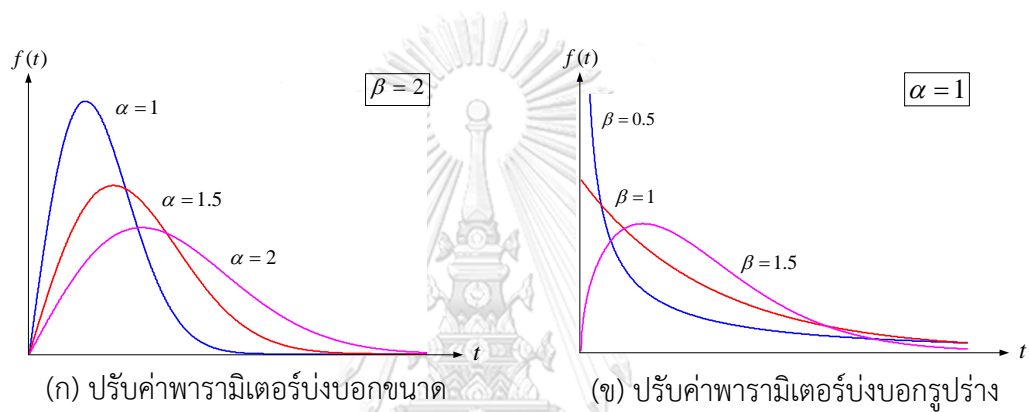
การกระจายตัวแบบไวบูลล์มีลักษณะสำคัญคือ มีลักษณะการกระจายตัวที่ไม่แน่นอน ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงได้ตามค่าพารามิเตอร์ที่บ่งบอกขนาด (Scale parameter: α) และพารามิเตอร์ที่บ่งบอกรูปร่าง (Shape parameter: β) ของการกระจายตัว ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแสดงได้ตามสมการที่ (4.13) ดังนี้

$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}}, \quad 0 \leq t \leq \infty \quad (4.13)$$

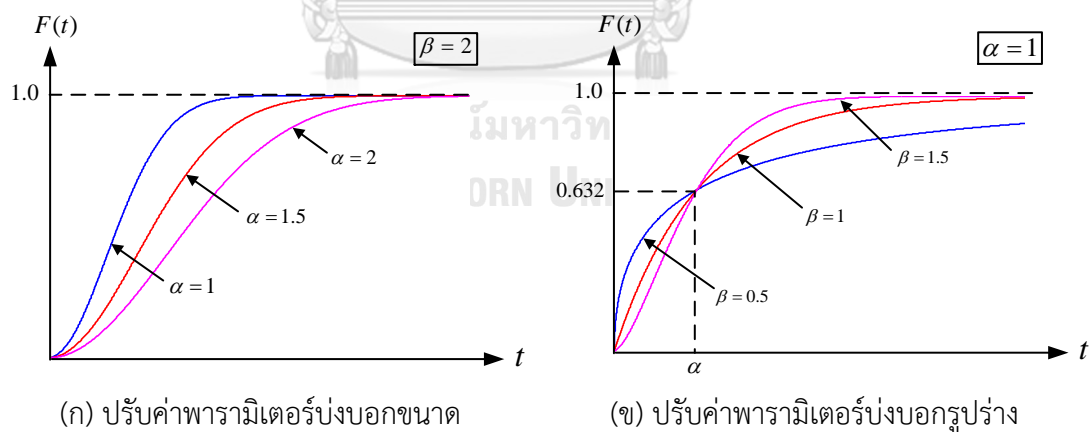
จากสมการที่ (4.13) t คือตัวแปรสุ่มที่มีค่าเป็นจำนวนจริงใดๆ ที่มีค่าตั้งแต่ศูนย์ขึ้นไป สำหรับฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของตัวแปรสุ่ม t ในช่วงตั้งแต่ศูนย์ถึง t ใดๆ มีแสดงตามสมการที่ (4.14) ดังนี้

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt$$

$$= 1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \quad (4.14)$$



รูปที่ 4.9 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ [14]



รูปที่ 4.10 ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ [14]

เนื่องจากลักษณะการกระจายตัวแบบไวบูลล์มีพารามิเตอร์มาเกี่ยวข้องจำนวน 2 พารามิเตอร์ โดยผลของค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวที่ส่งผลต่อฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นสามารถอธิบายได้ดังนี้

- 1) พารามิเตอร์บ่งบอกขนาด (α) คือ พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการปรับขนาดความกว้างตามแกนนอนและปรับขนาดความสูงตามแกนตั้งของรูปแบบการกระจายตัวของฟังก์ชัน (ดูในรูปที่ 4.9 (ก))
- 2) พารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง (β) คือ พารามิเตอร์ที่กำหนดรูปแบบของการกระจายตัวของฟังก์ชัน ซึ่งสามารถจำแนกได้เป็น 3 รูปแบบ ดังนี้ (ดูในรูปที่ 4.9 (ข))

- เมื่อค่า β อยู่ในช่วง (0,1) ค่าของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นจะเพิ่มจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วจนมีค่ามหาศาลในช่วงแรก และจะลดลงอย่างรวดเร็วเมื่อเวลาเพิ่มขึ้น
- เมื่อค่า $\beta = 1$ รูปแบบการกระจายตัวจะมีลักษณะเป็นการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล
- เมื่อค่า $\beta > 1$ ค่าของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นจะค่อยๆ เพิ่มขึ้นจนถึงจุดสูงสุด และจะค่อยๆ ลดลงเมื่อเวลาเพิ่มขึ้น

สำหรับผลของค่าพารามิเตอร์บ่งบอกขนาดและรูปร่างที่มีต่อฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมแสดงได้ตามรูปที่ 4.10 และการคำนวณค่าเฉลี่ย (Expected value) และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation: σ) แสดงได้ตามสมการที่ (4.15) และ (4.16) ตามลำดับ ดังนี้

$$E(t) = \int_0^{\infty} t \times f(t) dt \quad (4.15)$$

$$= \alpha \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$$

$$\sigma^2 = E(t^2) - E^2(t)$$

$$= \alpha^2 \left(\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma^2\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \right), \sigma \geq 0 \quad (4.16)$$

จากสมการที่ (4.15) และ (4.16) พบว่าค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ถูกเขียนอยู่ในเทอมของฟังก์ชันแกมมา (Gamma function) ซึ่งมีนิยามตามสมการที่ (4.17) ดังนี้

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (4.17)$$

จากรูปแบบการกระจายตัวเพื่อแสดงการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้ง 4 รูปแบบข้างต้น สรุปว่าวิธานิพจน์เล่มนี้กำหนดให้ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ (*TTF*) มีการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล และระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว (*TTR*) มีการกระจายตัวแบบปกติ

4.4 ฟังก์ชันของการประเมินความเชื่อถือได้

จากที่ได้แสดงฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability density function) และฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม (Cumulative distribution function) ของการกระจายตัวทั้ง 4 รูปแบบแล้วในข้างต้น เพื่อแสดงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งในสถานะปกติและสถานะล้มเหลว อย่างไรก็ตามในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามักพิจารณาจากการเกิดสภาวะล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยสามารถแสดงผ่านฟังก์ชันที่เกี่ยวข้องได้ดังนี้

- 1) ฟังก์ชันเหตุการณ์ล้มเหลว (Failure function: Q)
- 2) ฟังก์ชันความเชื่อถือได้ (Reliability function: R)
- 3) ฟังก์ชันความเสียหาย (Hazard function: h)
- 4) ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่สภาวะปกติ (Mean time to failure: $MTTF$)

ตารางที่ 4.1 ฟังก์ชันของการประเมินความเชื่อถือได้ของการกระจายตัวในรูปแบบต่างๆ

ฟังก์ชัน	รูปแบบการกระจายตัว			
	สม่าเสมอ	ปกติ	เอกซ์โพเนนเชียล	ไวบูลล์
$f(t)$	$\frac{1}{b-a}$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \times e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\eta}{\sigma}\right)^2}$	$\lambda e^{-\lambda t}$	$\frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$
$Q(t)$	$\frac{t-a}{b-a}$	$\int_0^t f(t)dt$	$1 - e^{-\lambda t}$	$1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$
$R(t)$	$1 - \frac{t-a}{b-a}$	$1 - \int_0^t f(t)dt$	$e^{-\lambda t}$	$e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$
$h(t)$	$\frac{1}{b-t}$	$\frac{f(t)}{R(t)}$	λ	$\frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta}$
$MTTF$	$\frac{a+b}{2}$	η	$\frac{1}{\lambda}$	$\alpha \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$

บทที่ 5

การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

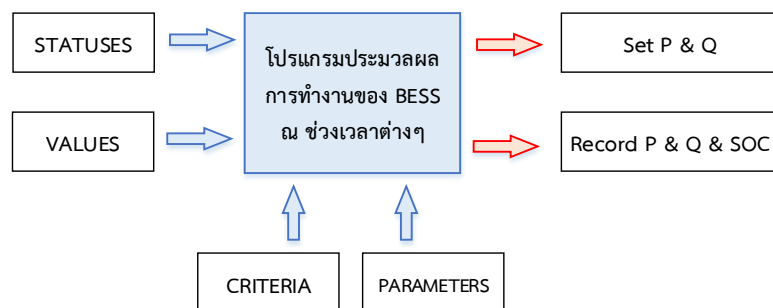
การติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System: BESS) ที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าถือเป็นการประยุกต์ใช้งาน BESS ในรูปแบบหนึ่งตามที่ได้อธิบายไว้แล้วในบทที่ 3 โดยทั่วไปการกำหนดหน้าที่การทำงานให้กับ BESS เพื่อตอบสนองต่อวัตถุประสงค์การใช้งานเฉพาะหนึ่งๆ ถือเป็นการกำหนดฟังก์ชันการทำงานให้กับ BESS โดยกำลังไฟฟ้าจริง (Real power) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive power) ที่ BESS จ่ายเข้าหรือดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้านั้นถูกควบคุมโดยระบบแปลงผันกำลัง (Power conversion system: PCS) ซึ่งเป็นองค์ประกอบหนึ่งของ BESS และเพื่อให้ BESS สามารถทำงานตามฟังก์ชันที่ถูกกำหนดไว้ได้โดยอัตโนมัติและมีประสิทธิภาพจำเป็นต้องอาศัยการทำงานร่วมกับอุปกรณ์ IED (Intelligent electronic device) อื่นๆ ที่อยู่ในระบบส่งไฟฟ้าโดยอาศัยการสื่อสารที่รวดเร็ว (Real-time communication) ผ่านระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation automation system: SAS) ซึ่งปัจจุบันอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61850 โดยอุปกรณ์ IED หนึ่งๆ จะมีการประมวลผลที่รวดเร็วและเกิดขึ้นทันทีที่ได้รับข้อมูล (Real-time processing)

ในลำดับถัดไปเป็นการอธิบายเนื้อหาเกี่ยวกับการทำงานของ BESS ร่วมกับ SAS ที่จะใช้เป็นพื้นฐานของการประเมินขนาดพิกัด BESS และการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวถึงในบทถัดไป ประกอบด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

5.1 ฟังก์ชันการทำงานของ BESS

ฟังก์ชันการทำงานของ BESS ที่นำมาใช้เพื่อสร้างความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้ามีชื่อเรียกว่า “PQ operation” [19] มีหน้าที่หลักที่สำคัญ 2 ประการ สำหรับใช้ในการวิจัยของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ได้แก่

- กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟให้กับ BESS ในทุกๆ ช่วงเวลาที่ ถูกกำหนดเพื่อรักษาความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า
- กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟให้กับ BESS เพื่อรักษาสถานะของประจุของแบตเตอรี่ให้กลับมาสู่เกณฑ์ที่กำหนดในช่วงเวลาที่ BESS ไม่มีความจำเป็นต้องใช้งานเพื่อรักษาความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า



รูปที่ 5.1 หลักการทำงานของ BESS ในฟังก์ชัน PQ operation

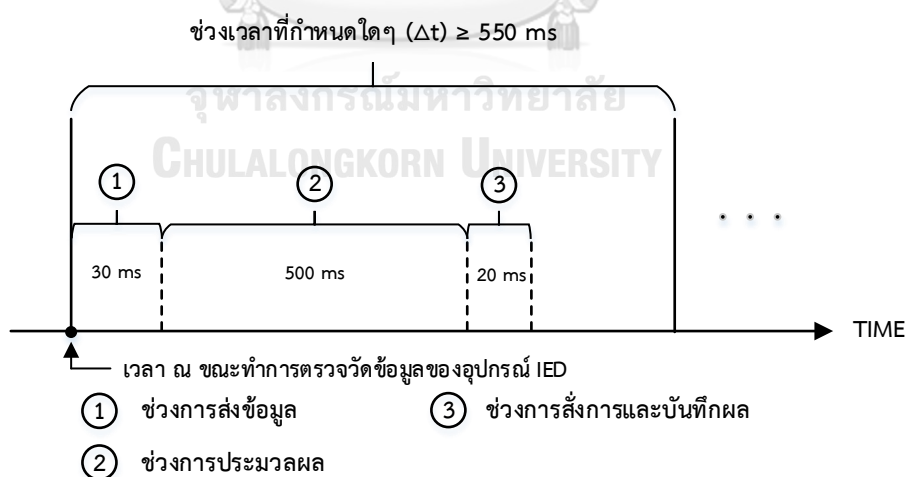
โดยหลักการทำงานของ BESS ในฟังก์ชัน PQ operation ตามที่แสดงไว้ในรูปที่ 5.1 สามารถอธิบายเป็นลำดับได้ดังนี้

- 1) จำนวนการทำงานของ BESS เป็นรายช่วงเวลาตามที่กำหนด โดยความละเอียดของช่วงเวลาที่ใช้ในการพิจารณาขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ได้แก่ ข้อมูลที่นำมาใช้ สมรรถนะของ SAS และความสามารถในการประมวลผล
- 2) ข้อมูลที่ป้อนเข้าสู่โปรแกรมคำนวณการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาต่างๆ มี 4 ประเภท ได้แก่
 - ข้อมูลสถานะ (Statuses) ของอุปกรณ์ที่สนใจ ได้แก่ สายส่งและหม้อแปลงกำลัง
 - ข้อมูลจากการตรวจวัด (Values) เช่น ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสและกำลังไฟฟ้า ณ จุดซื้อขายไฟฟ้า ทั้งที่เป็นข้อมูลที่ตรวจวัดได้จริงและข้อมูลที่ถูกสมมติขึ้นเพื่อใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า รวมไปถึงกระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าแบตเตอรี่(อัดประจุ) หรือไหลออกจากแบตเตอรี่ (คายประจุ) เพื่อใช้ในการประเมินสถานะของประจุของแบตเตอรี่
 - ค่าพารามิเตอร์ (Parameters) เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งและหม้อแปลงกำลัง
 - เงื่อนไขต่างๆ (Criteria) ได้แก่
 - เงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้าซึ่งเป็นการกำหนดว่าขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสและกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งในสถานการณ์ปกติมีขอบเขตอย่างไร และในสถานการณ์ฉุกเฉินมีขอบเขตอย่างไรและยอมให้เกิดขึ้นได้ต่อเนื่องเป็นระยะเวลาสั้นเท่าใด
 - เงื่อนไขการใช้งาน BESS เช่น ขนาดพิกัด BESS และสถานะของประจุอ้างอิงและสถานะของประจุต่ำสุดของแบตเตอรี่

- 3) ข้อมูลที่เป็นผลลัพธ์ของโปรแกรมคำนวณการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาต่างๆ มี 2 ประเภท ได้แก่
- คำสั่งที่สั่งการไปยังระบบแปลงผันกำลัง (PCS) ของ BESS เพื่อทำงานในฟังก์ชัน PQ operation ณ ช่วงเวลาที่กำลังพิจารณา เช่น ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
 - ค่าสถานะของประจุของแบตเตอรี่เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาที่พิจารณา
- 4) บันทึกผลลัพธ์ของโปรแกรมประมวลผลการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาที่กำหนดต่างๆ

5.2 ความสำคัญของ SAS สำหรับการใช้งาน BESS

การที่จะใช้งาน BESS ในฟังก์ชัน PQ operation ได้อย่างสมบูรณ์และสามารถตอบสนองต่อความต้องการของระบบส่งไฟฟ้าได้โดยอัตโนมัติภายในระยะเวลาอันรวดเร็ว นั้นมีความจำเป็นต้องอาศัยการสื่อสารผ่าน SAS ตามมาตรฐาน IEC 61850 เพื่อส่งข้อมูลที่ต้องการเข้าสู่การประมวลผลการทำงานของ BESS และสั่งการการทำงานไปยัง BESS เนื่องจากข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อ 5.1 นั้นเป็นข้อมูลที่ถูกรวบรวมอยู่ในโหนดลอจิกคอล (Logical node) ของอุปกรณ์ IED ต่างๆ ของระบบส่งไฟฟ้าซึ่งอยู่ห่างไกลกัน โดยสามารถอธิบายการใช้งาน SAS เพื่อสนับสนุนการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาต่างๆ ที่กำหนดได้ตามรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 การใช้งาน SAS เพื่อสนับสนุนการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาที่กำหนด

จากรูปที่ 5.2 แสดงให้เห็นว่าหลังจากที่อุปกรณ์ IED ที่เกี่ยวข้องได้ทำการตรวจวัดข้อมูลพร้อมกัน ณ เวลาเริ่มต้นของช่วงเวลาที่กำหนดเรียบร้อยแล้ว สามารถแบ่งการพิจารณาการทำงานของ BESS ผ่านระบบ SAS ได้เป็น 3 ช่วง ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้

5.2.1 ช่วงการส่งข้อมูล

ข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการพิจารณาการทำงานของ BESS ที่ถูกตรวจวัดและบันทึกอยู่ในลอจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ต่างๆ ซึ่งอยู่ในระดับโปรเซส (Process level) ในช่วงการตรวจวัดจะถูกส่งไปยังลอจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ที่ทำหน้าที่ในการประมวลผลการทำงานของ BESS ซึ่งอยู่ในระดับเบย์ (Bay level) โดยการส่งข้อมูลดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาเป็น 2 ช่วงย่อยได้ดังนี้

- ช่วงแรกเป็นการส่งข้อมูลจากลอจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ซึ่งอยู่ในระดับโปรเซส (Process level) ขึ้นมายังลอจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ตัวอื่นที่เกี่ยวข้องซึ่งอยู่ในระดับเบย์ (Bay level) ภายในสถานีไฟฟ้าเดียวกัน โดยทั่วไปข้อมูลที่ส่งในช่วงแรกนี้มักเป็นข้อมูลดิบ เช่น สถานะของอุปกรณ์ ขนาดกระแสไฟฟ้า หรือขนาดแรงดันไฟฟ้า เป็นต้น ดังนั้นมาตรฐาน IEC 61850 จึงกำหนดระดับของเวลาในการส่ง (Transfer time classes) ของช่วงแรกนี้เป็นระดับ TT5 [22] ซึ่งมีระยะเวลาสูงสุดที่เป็นไปได้ในการส่งข้อมูลคือ 10 ms
- ช่วงที่สองเป็นการส่งข้อมูลระหว่างลอจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ซึ่งอยู่ในระดับเบย์ (Bay level) ด้วยกัน ซึ่งอาจอยู่ภายในสถานีไฟฟ้าเดียวกันหรือต่างสถานีไฟฟ้ากันก็ได้ โดยการส่งข้อมูลในครั้งนี้นี้จะมีปลายทางเดียวกันคือลอจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ที่ทำหน้าที่ในการประมวลผลการทำงานของ BESS สำหรับระดับของเวลาในการส่ง (Transfer time classes) ของช่วงที่สองนี้เป็นระดับ TT4 [22] ซึ่งมีระยะเวลาสูงสุดที่เป็นไปได้ในการส่งข้อมูลคือ 20 ms

ดังนั้นระยะเวลาสูงสุดที่เป็นไปได้ในช่วงการส่งข้อมูลคือ 30 ms สำหรับตารางแสดงระดับของเวลาในการส่ง (Transfer time classes) แสดงไว้ในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ตารางแสดงระดับของเวลาในการส่ง (Transfer time classes) [22]

Transfer time class	Transfer time [ms]	Application examples: Transfer of
TT0	>1 000	Files, events, log contents
TT1	1 000	Events, alarms
TT2	500	Operator commands
TT3	100	Slow automatic interactions
TT4	20	Fast automatic interactions
TT5	10	Releases, status changes
TT6	3	Trips, blockings

5.2.2 ช่วงการประมวลผล

การประมวลผลการทำงานของ BESS จากข้อมูลต่างๆ ที่ตรวจวัดได้ข้างต้นโดยโปรแกรมที่ติดตั้งอยู่ในอุปกรณ์ IED ซึ่งมักจะติดตั้งอยู่ในระดับเบย์ (Bay level) และระยะเวลาของการประมวลผลขึ้นอยู่กับความสามารถในการประมวลผลข้อมูล (Data processing capability) ของอุปกรณ์ IED ดังกล่าว ซึ่งต้องสอดคล้องกับฟังก์ชันการใช้งาน BESS

สำหรับการใช้งาน BESS ในฟังก์ชัน PQ operation ของวิทยานิพนธ์เล่มนี้มีจุดประสงค์เพื่อทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นไปตามเงื่อนไขการปฏิบัติการของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งยังยอมรับได้หาก BESS มีระยะเวลาในการตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้าอยู่ในระดับวินาที แต่เพื่อให้ BESS มีระยะเวลาการตอบสนองที่ดีสำหรับการใช้งานในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นระยะเวลารวมตั้งแต่ช่วงการวัดจนถึงช่วงการสั่งการควรมีค่าไม่เกิน 1,000 ms [22] จึงแนะนำว่าระยะเวลาสูงสุดสำหรับช่วงการประมวลผลนี้ควรมีค่าไม่เกิน 500 ms

5.2.3 ช่วงการสั่งการและบันทึกผล

การสั่งการการทำงานให้กับ BESS และการบันทึกผลลัพธ์จากโปรแกรมประมวลผลการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาที่กำหนดต่างๆ จะเกิดขึ้นหลังจากที่โปรแกรมประมวลผลการทำงานของ BESS ในช่วงเวลาดังกล่าวได้ดำเนินการเรียบร้อยแล้ว โดยมาตรฐาน IEC 61850 ได้กำหนดระดับของเวลาในการส่ง (Transfer time classes) ของทั้งสองช่วงนี้เป็นระดับ TT4 [22] ซึ่งมีระยะเวลาสูงสุดที่เป็นไปได้ในการส่งข้อมูลคือ 20 ms สำหรับรายละเอียดมีดังนี้

- ช่วงการสั่งการเป็นการส่งข้อมูลจากโลจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ที่ทำหน้าที่ในการประมวลผลการทำงานของ BESS ซึ่งอยู่ในระดับเบย์ (Bay level) ลงมายังโลจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ที่อยู่ในระบบแปลงผันพลังงาน (PCS) ของ BESS ซึ่งอยู่ในระดับโปรเซส (Process level) ภายในสถานีไฟฟ้าเดียวกัน
- ช่วงการบันทึกผลเป็นการส่งข้อมูลจากโลจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ที่ทำหน้าที่ในการประมวลผลการทำงานของ BESS ซึ่งอยู่ในระดับเบย์ (Bay level) ขึ้นไปยังโลจิกคอลโหนดของอุปกรณ์ IED ที่ทำหน้าที่ในการบันทึกข้อมูล ซึ่งมักอยู่ที่ระดับสถานี (Station level) ภายในสถานีไฟฟ้าเดียวกัน

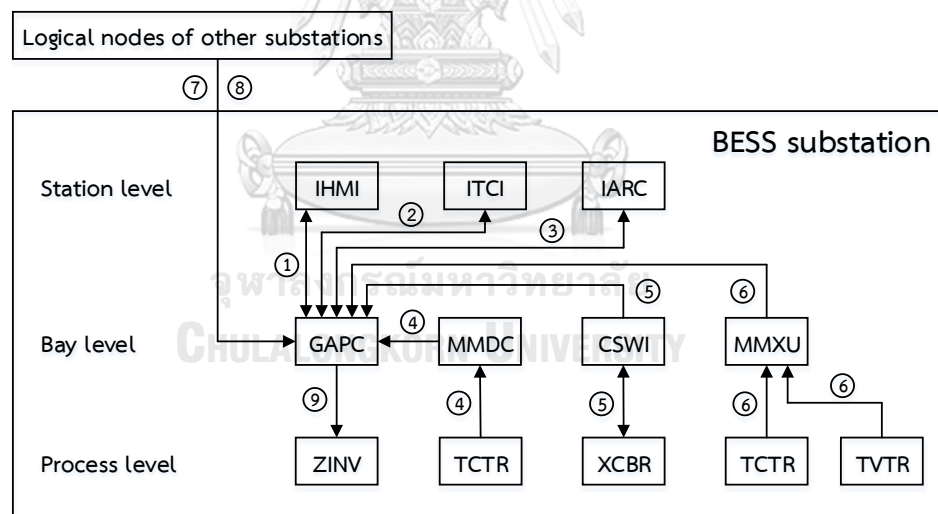
โดยสรุปจากรูปที่ 5.2 ได้แสดงให้เห็นว่าการทำงานของ BESS ร่วมกับ SAS ตามมาตรฐาน IEC 61850 พร้อมด้วยระบบการประมวลผลของข้อมูลที่มีสมรรถนะสูงนั้น ทำให้ BESS สามารถตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้าได้ภายใน 550 ms ซึ่งเพียงพอต่อการใช้งาน BESS ในฟังก์ชัน PQ operation ดังนั้นในการกำหนดช่วงเวลาสำหรับการพิจารณาการทำงานของ BESS หนึ่งๆ จึง

ต้องมีระยะเวลาไม่ต่ำกว่า 550 ms ทั้งนี้ ในการกำหนดความละเอียดของช่วงเวลาที่กำหนดในการพิจารณาการทำงานของ BESS หนึ่งๆ ไม่มีความจำเป็นที่จะต้องกำหนดให้มีละเอียดสูงสุดเสมอไป เพราะจะเป็นการเพิ่มภาระให้กับระบบการประมวลผลของข้อมูลโดยใช่เหตุ ทางที่ดีจึงควรกำหนดให้สอดคล้องตามความจำเป็นของการใช้งาน BESS ในฟังก์ชันที่เลือกใช้งาน

อย่างไรก็ตามหากช่วงเวลาที่กำหนดดังกล่าวมีความละเอียดเพียงพอที่จะสมมติได้ว่าสถานะของอุปกรณ์ต่างๆ เช่น สายส่งไฟฟ้าและหม้อแปลงกำลัง ไม่มีการเปลี่ยนแปลงและการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงน้อยมาก นั้นหมายความว่า BESS สามารถตอบสนองต่อความต้องการของระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างทันถ่วงทีซึ่งจะทำให้ระบบส่งไฟฟ้ามีเสถียรภาพและความมั่นคงเชื่อถือได้

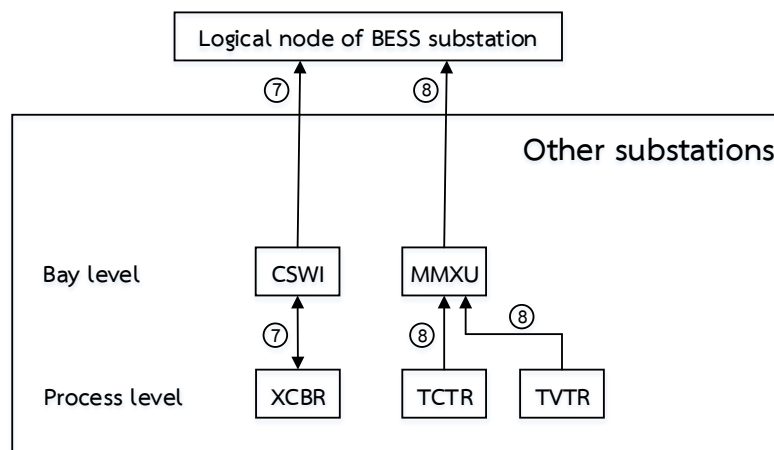
5.3 แบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิคอลโหนด

จากแผนภาพการใช้งาน SAS สำหรับพิจารณาการทำงานของ BESS ในฟังก์ชัน PQ operation ตามรูปที่ 5.2 สามารถแสดงแบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิคอลโหนดพื้นฐานที่เกี่ยวข้องตามโครงสร้างของ SAS ของมาตรฐาน IEC 61850 ได้ตามรูปที่ 5.3 และ 5.4 ดังนี้



ตัวเลขในวงกลม หมายถึง ดัชนีระบุกลุ่มเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนด

รูปที่ 5.3 แบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิคอลโหนดของสถานีไฟฟ้าที่ติดตั้ง BESS



ตัวเลขในวงกลม หมายถึง ดัชนีระบุกลุ่มเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนด

รูปที่ 5.4 แบบจำลองการเชื่อมโยงโลจิคอลโหนดของสถานีไฟฟ้าอื่นที่เกี่ยวข้องกับการใช้งาน BESS

จากรูปที่ 5.3 และ 5.4 ประกอบด้วยกลุ่มเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่แตกต่างกันจำนวน 9 กลุ่ม โดยแต่ละกลุ่มมีวัตถุประสงค์ของการใช้งานที่แตกต่างกัน ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้

- 1) กลุ่มที่ 1 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า IHMI กับ GAPC โดยรายละเอียดของโลจิคอลโหนดดังกล่าวมีดังนี้
 - IHMI (Human machine interface) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ได้ทั้งในระดับสถานีและระดับเบย์ซึ่งทำหน้าที่ในการนำข้อมูลจากโลจิคอลโหนดต่างๆ ในระบบที่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติงานเข้าสู่ระบบการแสดงผลและนำข้อมูลที่เป็นคำสั่งจากผู้ปฏิบัติงาน (Operator) เช่น การควบคุมหรือการปรับตั้งค่าต่างๆ ส่งกลับไปยังโลจิคอลโหนดต่างๆ ในระบบ
 - GAPC (Generic automatic process control) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับเบย์ซึ่งถูกสร้างขึ้นสำหรับการใช้งานในฟังก์ชันอัตโนมัติที่กำหนดขึ้นใหม่ (ยังไม่มีกำหนดไว้ในมาตรฐาน IEC 61850) ณ ที่นี้คือถูกใช้สำหรับการประมวลผลการทำงานของ BESS และสั่งการการทำงานให้กับ BESS
- 2) กลุ่มที่ 2 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า ITCI กับ GAPC โดยรายละเอียดของ ITCI มีดังนี้
 - ITCI (Telecontrol interface) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับสถานีซึ่งถูกสร้างขึ้นสำหรับใช้งานในด้านการควบคุมลักษณะเดียวกับ IHMI แต่มีความแตกต่างกันตรงที่ ITCI จะรับข้อมูลคำสั่งที่มาจากศูนย์ควบคุมภายนอกสถานีไฟฟ้า

- 3) กลุ่มที่ 3 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า IARC กับ GACD โดยรายละเอียดของ IARC มีดังนี้
- IARC (Archiving) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับสถานีซึ่งทำหน้าที่ในการบันทึกข้อมูลจากโลจิคอลโหนดต่างๆ ในระบบ ซึ่งเป็นผลจากการทำงานของอุปกรณ์ IED เช่น ข้อมูลทั่วไปของระบบ ข้อมูลสถานะของอุปกรณ์ ข้อมูลจากการตรวจวัด หรือข้อมูลจากการประมวลผล เป็นต้น และทำหน้าที่ในการจัดส่งข้อมูลที่ถูกบันทึกไว้ส่งไปยังโลจิคอลโหนดต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในระบบ
- 4) กลุ่มที่ 4 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า TCTR กับ MMDC และ MMDC กับ GACD โดยรายละเอียดของ TCTR และ MMDC มีดังนี้
- TCTR (Current transformer) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับโปรเซสซึ่งทำหน้าที่ในการสุ่มตรวจวัดกระแสไฟฟ้าที่เวลาใดๆ โดย ณ ที่นี้คือกระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่เบตเตอร์รี่ (อัดประจุ) หรือกระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากเบตเตอร์รี่ (คายประจุ) จากนั้นจะส่งข้อมูลต่อไปยัง MMDC ซึ่งอยู่ในระดับเบย์
 - MMDC (DC measurement) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับเบย์ซึ่งทำหน้าที่ในการประมวลผลข้อมูลที่ตรวจวัดได้จากการตรวจวัดกระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าที่เวลาใดๆ ของระบบไฟฟ้ากระแสตรงของโลจิคอลโหนดในระดับโปรเซสให้เป็นค่าต่างๆ ที่เหมาะสมต่อการวิเคราะห์ เช่น ค่ายังผลของกระแสไฟฟ้า ค่ายังผลของแรงดันไฟฟ้า หรือการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น แต่ ณ ที่นี้สนใจเพียงค่ายังผลของกระแสไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งเป็นกระแสที่ไหลเข้าสู่เบตเตอร์รี่ (อัดประจุ) หรือกระแสที่ไหลออกจากเบตเตอร์รี่ (คายประจุ) จากนั้นข้อมูลนี้จะถูกส่งต่อไปยัง GACD สำหรับใช้ในการประมวลผลการทำงานของ BESS ต่อไป
- 5) กลุ่มที่ 5 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า XCBR กับ CSWI และ CSWI กับ GACD ภายในสถานีไฟฟ้าเดียวกันโดยรายละเอียดของ XCBR และ CSWI มีดังนี้
- XCBR (Circuit breaker) คือ โลจิคอลโหนดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ไฟฟ้ากระแสสลับที่อยู่ในระดับโปรเซสซึ่งทำหน้าที่ในการเชื่อมต่อหรือปลดวงจรไฟฟ้าทั้งในสถานการณ์ปกติและสถานการณ์ฉุกเฉิน

- CSWI (Switch controller) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับเบย์ซึ่งทำหน้าที่ในการควบคุมการทำงานของสวิตช์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ณ ที่นี้หมายถึง เซอร์กิตเบรกเกอร์ของอุปกรณ์ต่างๆ เช่น BESS สายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงกำลัง โดย CSWI ทำหน้าที่ในการส่งข้อมูลสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวไปยัง GAPC สำหรับใช้ในการประมวลผลการทำงานของ BESS ต่อไป
- 6) กลุ่มที่ 6 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโหนดที่มีชื่อว่า TCTR กับ MMXU TVTR กับ MMXU และ MMXU กับ GAPC ภายในสถานีไฟฟ้าเดียวกันโดยรายละเอียดของ TCTR TVTR และ MMXU มีดังนี้
- TCTR (Current transformer) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับโปรเซสซึ่งทำหน้าที่ในการสุ่มตรวจวัดกระแสไฟฟ้าที่เวลาใดๆ โดย ณ ที่นี้คือกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านจุดตรวจวัดต่างๆ เช่น จุดซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น จากนั้นจะส่งข้อมูลต่อไปยัง MMXU ซึ่งอยู่ในระดับเบย์
 - TVTR (Voltage transformer) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับโปรเซสซึ่งทำหน้าที่ในการสุ่มตรวจวัดแรงดันไฟฟ้าที่เวลาใดๆ โดย ณ ที่นี้คือแรงดันไฟฟ้าที่จุดตรวจวัดต่างๆ เช่น จุดซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น จากนั้นจะส่งข้อมูลต่อไปยัง MMXU ซึ่งอยู่ในระดับเบย์
 - MMXU (Measurement (3 phase)) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับเบย์ซึ่งทำหน้าที่ในการประมวลผลข้อมูลที่ตรวจวัดได้จากการตรวจวัดกระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าที่เวลาใดๆ ของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ ณ จุดตรวจวัดต่างๆ ของโหนดในโหนดในโปรเซสให้เป็นค่าต่างๆ ที่เหมาะสมต่อการวิเคราะห์ เช่น ค่ายังผลของกระแสไฟฟ้า ค่ายังผลของแรงดันไฟฟ้า หรือการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น แต่ ณ ที่นี้สนใจค่ายังผลของแรงดันไฟฟ้าและการไหลของกำลังไฟฟ้า จากนั้นข้อมูลนี้จะถูกส่งต่อไปยัง GAPC สำหรับใช้ในการประมวลผลการทำงานของ BESS ต่อไป
- 7) กลุ่มที่ 7 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโหนดที่มีชื่อว่า XCBR กับ CSWI ภายในสถานีไฟฟ้าอื่นที่เกี่ยวข้องกับการใช้งาน BESS ที่สนใจ และมีการเชื่อมโยงการสื่อสารจาก CSWI ของสถานีไฟฟ้างกล่าวมายัง GAPC ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งใช้งาน BESS เพื่อทำการประมวลผลการทำงานของ BESS โดยรายละเอียดของ XCBR และ CSWI เหมือนกับที่ได้อธิบายไว้แล้วในกลุ่มที่ 5 ข้างต้น

- 8) กลุ่มที่ 8 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า TCTR กับ MMXU และ TVTR กับ MMXU ภายในสถานี่ไฟฟ้าอื่นที่เกี่ยวข้องกับการใช้งาน BESS ที่สนใจ และมีการเชื่อมโยงการสื่อสารจาก MMXU ของสถานี่ไฟฟ้างกล่าวมายัง GAPC ของสถานี่ไฟฟ้าที่มีการติดตั้งใช้งาน BESS เพื่อทำการประมวลผลการทำงานของ BESS โดยรายละเอียดของ TCTR TVTR และ MMXU เหมือนกับที่ได้อธิบายไว้แล้วในกลุ่มที่ 6 ข้างต้น
- 9) กลุ่มที่ 9 คือ การเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดที่มีชื่อว่า GAPC กับ ZINV โดยรายละเอียดของ ZINV มีดังนี้
- ZINV (Inverter) คือ โลจิคอลโหนดที่อยู่ในระดับโปรเซสซึ่งทำหน้าที่ในการกำหนดคุณลักษณะการทำงานให้แก่อินเวอร์เตอร์ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของระบบแปลงผันพลังงาน (PCS) ของ BESS โดย ZINV รับคำสั่งมาจาก GAPC

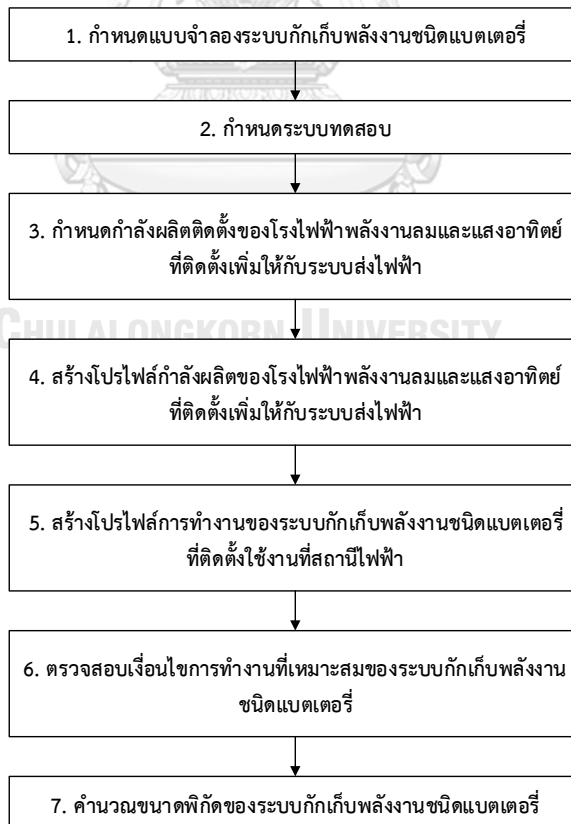
โดยสรุปคือในการตรวจวัดจะมีโลจิคอลโหนดที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ TCTR และ TVTR การส่งข้อมูลจะเกี่ยวข้องกับเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดในกลุ่มที่ 4 – 8 การประมวลผลจะเกี่ยวข้องกับโลจิคอลโหนด GAPC การสั่งการจะเกี่ยวข้องกับเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดในกลุ่มที่ 9 และการบันทึกผลจะเกี่ยวข้องกับเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดในกลุ่มที่ 3 สำหรับเส้นทางการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่างโลจิคอลโหนดในกลุ่มที่ 1 – 2 เป็นช่องทางสำหรับผู้ปฏิบัติงานในการควบคุมและปรับตั้งค่าการทำงานของ GAPC

บทที่ 6

การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

จากบทที่ 3 ได้แสดงให้เห็นแล้วว่าระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (BESS) มีองค์ประกอบหลักที่สำคัญ 3 ประการ ได้แก่ 1) แบตเตอรี่พร้อมด้วยระบบบริหารจัดการแบตเตอรี่ (BMS) 2) ระบบแปลงผันกำลัง (PCS) และ 3) หม้อแปลงกำลัง ดังนั้นพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ต้องทำการประเมินจึงประกอบด้วย พิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบแปลงผันกำลัง พิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ และพิกัดพลังงานไฟฟ้า (ความจุ) ของแบตเตอรี่

การประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในบทนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ดังกล่าวสามารถตอบสนองต่อการใช้งานในฟังก์ชัน PQ operation ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) ได้ (อธิบายไว้ในบทที่ 5) ในกรณีที่น่ามาติดตั้งใช้งานที่สถานีไฟฟ้าตามกรณีศึกษาที่สมมติ เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า สำหรับกระบวนการโดยภาพรวมในการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่สามารถแสดงได้ตามรูปที่ 6.1 ดังนี้



รูปที่ 6.1 ขั้นตอนการประเมินขนาดพิกัดระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ในลำดับถัดไปเป็นการอธิบายวิธีการในแต่ละขั้นตอนของการประเมินขนาดพิกัดระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ซึ่งประกอบด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

6.1 การกำหนดแบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

แบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้เป็นแบบจำลองอย่างง่ายซึ่งมีองค์ประกอบหลักที่สำคัญ 3 ประการ ได้แก่ 1) แบตเตอรี่พร้อมด้วยระบบการบริหารจัดการแบตเตอรี่ (BMS) 2) ระบบแปลงผันกำลัง (PCS) และ 3) หม้อแปลงกำลัง ทั้งนี้ ในการพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่สะสมในแบตเตอรี่หรือสถานะของประจุ (SOC) ได้คำนึงถึงประสิทธิภาพขณะการอัดประจุและคายประจุของแบตเตอรี่ด้วย สำหรับข้อมูลทั่วไปและแบบจำลองอย่างง่ายของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ได้แสดงไว้ในบทที่ 8

6.2 การกำหนดระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่ใช้ในการศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้เป็นระบบส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) บริเวณอำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ ซึ่งมีจุดจำหน่ายไฟฟ้าไปยังการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และอยู่ในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ปัจจุบันในมีโรงไฟฟ้าพลังงานลมเชื่อมต่ออยู่กับระบบส่งไฟฟ้าและมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว สำหรับข้อมูลของระบบทดสอบได้แสดงไว้ในบทที่ 8

6.3 การกำหนดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า

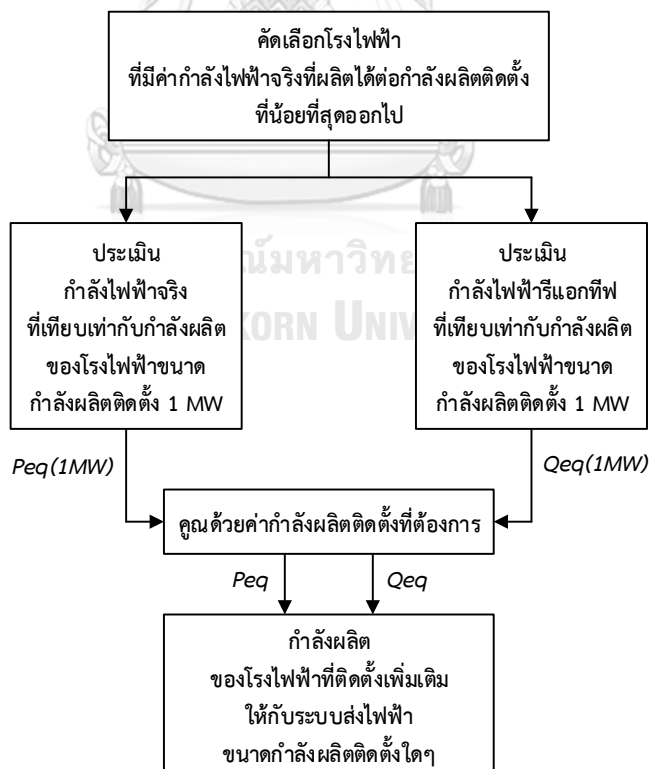
โรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้าถูกกำหนดให้มีจุดเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้า ซึ่งการกำหนดกำลังผลิตติดตั้งให้กับโรงไฟฟ้างดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นกรณีศึกษาในการประเมินขนาดพิกัดระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า กรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้แสดงไว้ในบทที่ 8

6.4 การสร้างโปรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบส่งไฟฟ้า

เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์มีความผันผวนขึ้นอยู่กับความเร็วลมและความเข้มแสงอาทิตย์ ตามลำดับ ซึ่งในแต่ละพื้นที่แม้ว่าจะเป็นช่วงเวลาเดียวกันก็อาจมีความแตกต่างกันได้ ดังนั้นในการสร้างโปรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบส่งไฟฟ้าได้ประเมินจากโปรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชนิดเดียวกัน ประกอบด้วย

- 1) โรงไฟฟ้าพลังงานลม จำนวน 5 แห่ง กำลังผลิตติดตั้งรวม 397 เมกะวัตต์ ซึ่งมีที่ตั้งอยู่ในเขตอำเภอช้างเคืองของอำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ
- 2) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 5 แห่ง กำลังผลิตติดตั้งรวม 426.046 เมกะวัตต์ ซึ่งมีที่ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ของจังหวัดใกล้เคียงที่มีค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์รายเดือนใกล้เคียงกันตลอดทั้งปี

ข้อมูลของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งที่นำมาพิจารณาแสดงไว้ในบทที่ 8 สำหรับการประเมินกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆ ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบส่งไฟฟ้าแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 6.2 การประเมินกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาใดๆ

จากรูปที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วน ได้แก่ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งกำลังไฟฟ้าดังกล่าวที่เทียบเท่ากับกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้งต่างๆ ณ ช่วงเวลาใดๆ สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (6.1) และ (6.2) ตามลำดับ เมื่อคำนวณครบตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณาแล้วผลลัพธ์ที่ได้คือโพรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้าในขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่ต้องการ

ในส่วนของเหตุผลที่มีการพิจารณากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามสมการ (6.2) เนื่องจากในทางปฏิบัติแล้วสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่จัดอยู่ในประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small power producer: SPP) นั้น ในด้าน Voltage control/VAR control กฟผ. จะมีการสั่งการไปยังโรงไฟฟ้าดังกล่าวในลักษณะที่ขอความร่วมมือเป็นรายครั้งเท่านั้นโดยการติดต่อผ่านวิทยุสื่อสาร ซึ่งเกิดขึ้นในกรณีที่มีการสั่งการไปยังโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่อื่นๆ ที่มีอยู่ในระบบมีการตอบสนองที่ไม่เพียงพอ จึงพอสรุปได้ว่าในสภาวะปกติโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะพยายามจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบให้ได้มากที่สุดเพื่อให้ได้กำไรสูงสุดและมีการจ่าย/ดึงกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในปริมาณที่เพียงพอต่อการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ปกติเท่านั้น ซึ่งจากพฤติกรรมดังกล่าวบ่งบอกว่าโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของโรงไฟฟ้าดังกล่าวมีความไม่แน่นอน

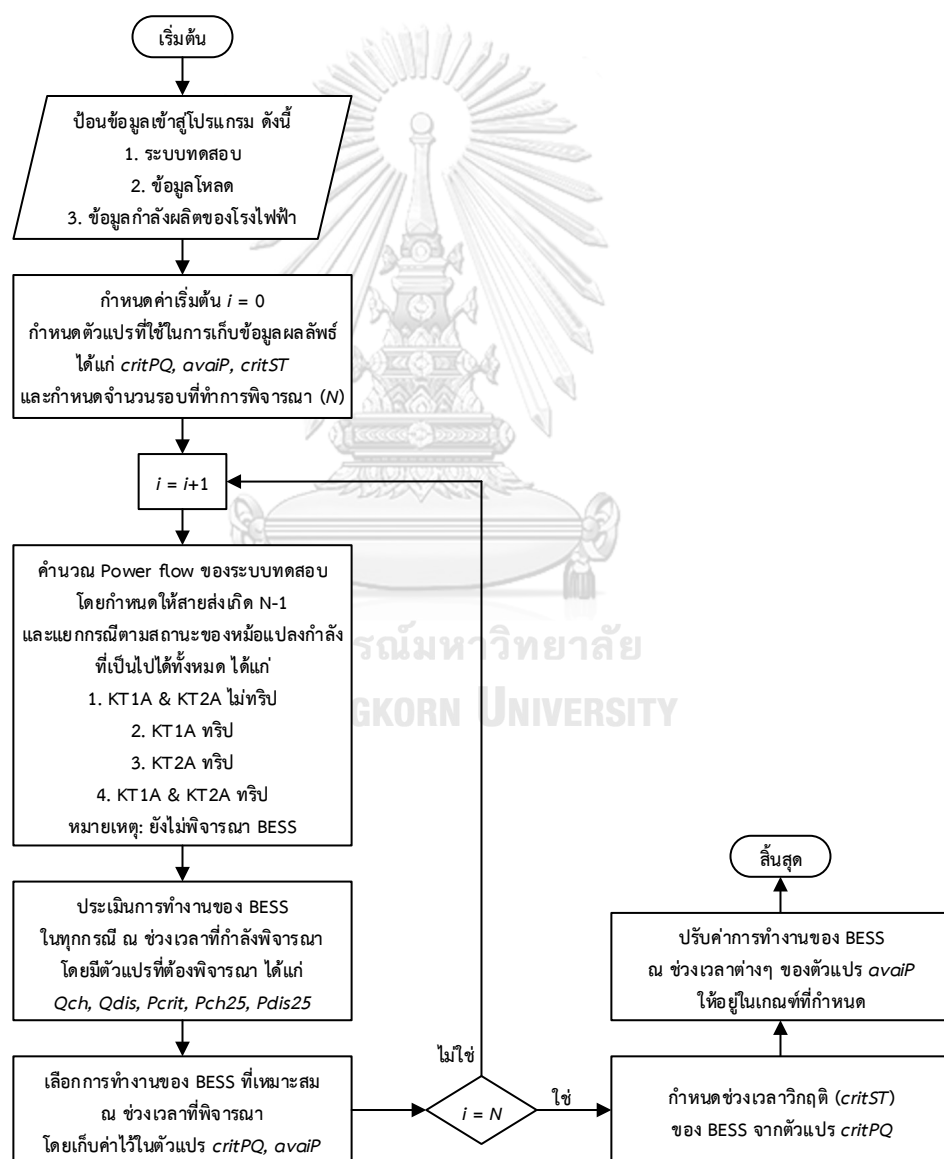
$$P_{eq}(i) = (MW_{installed}) \times \frac{\sum_{k=1}^N P_k(i)}{\sum_{k=1}^N C_k} \quad (6.1)$$

$$Q_{eq}(i) = (MW_{installed}) \times \frac{\sum_{k=1}^N Q_k(i)}{\sum_{k=1}^N C_k} \quad (6.2)$$

โดยที่	$P_{eq}(i)$	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้าที่เทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้งใดๆ ณ ช่วงเวลา i	[MW]
	$P_k(i)$	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า k ณ ช่วงเวลา i	[MW]
	C_k	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า k	[MW _{installed}]
	$MW_{installed}$	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบส่งไฟฟ้า	[MW _{installed}]

N	จำนวนโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่นำมาพิจารณา
$Q_{eq}(i)$	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ติดตั้ง [MVA _r] เพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้าที่เทียบเท่ากับโรงไฟฟ้า ขนาดกำลังผลิตติดตั้งใดๆ ณ ช่วงเวลา i
$Q_k(i)$	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า k ณ [MVA _r] ช่วงเวลา i

6.5 การสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่



รูปที่ 6.3 กระบวนการในการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

เนื่องจากต้องการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า โดยพิจารณาการใช้งานเฉพาะในโหมดเชื่อมต่อกับกริด (Grid-connected) เท่านั้น ดังนั้นเมื่อมีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้า เช่น สายส่งหรือหม้อแปลงกำลัง ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่มีโอกาสเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติมากที่สุด หรือเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลเกินกว่าพิกัดของสายส่งในสภาวะปกติ ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องสามารถจัดการการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อช่วยให้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าไว้ได้ โดยยอมให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับน้อยที่สุด สำหรับกระบวนการในการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่สามารถแสดงได้ตามรูปที่ 6.3

ในลำดับถัดไปเป็นการอธิบายวิธีการในแต่ละขั้นตอนของการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ซึ่งประกอบด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

6.5.1 ตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ในกระบวนการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มีหลายตัวแปรเข้ามาเกี่ยวข้อง โดยตัวแปรหลักที่เกี่ยวข้องกับการบันทึกข้อมูลโปรไฟล์ดังกล่าวมีแสดงในตารางที่ 6.1 และตัวแปรหลักที่เกี่ยวข้องในห้วงกระบวนการดังกล่าวมีแสดงในตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.1 ตัวแปรหลักที่แสดงข้อมูลโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

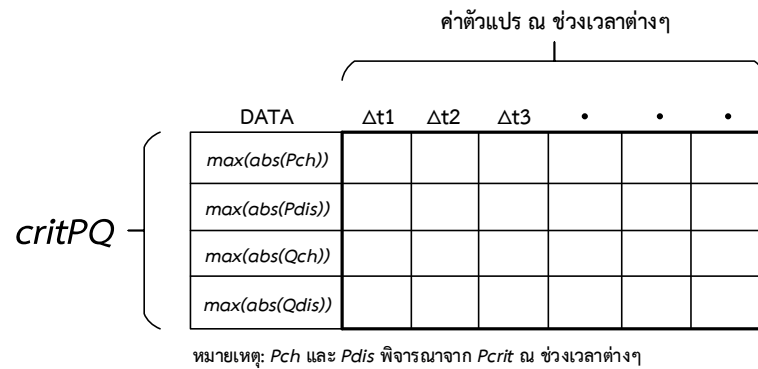
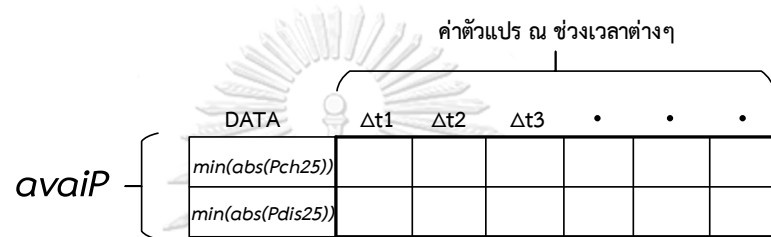
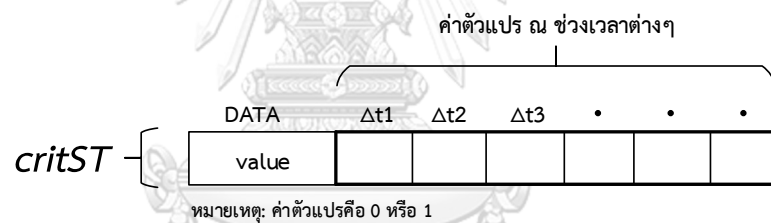
ชื่อตัวแปร	ความหมาย	ชนิดตัวแปร
<i>critPQ</i>	เป็นเมตริกซ์ที่แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ที่เป็นค่าสูงสุดทั้งในสภาวะที่ดึงออก/จ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาต่างๆ ตลอดระยะเวลาที่พิจารณา ซึ่งช่วยให้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าไว้ได้ (ดูภาพประกอบในรูปที่ 6.4)	เมตริกซ์
<i>avaiP</i>	เป็นเมตริกซ์ที่แสดงกำลังไฟฟ้าจริงของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ที่เป็นค่าต่ำสุดตามเงื่อนไขที่กำหนดทั้งในสภาวะที่ดึงออก/จ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาต่างๆ ตลอดระยะเวลาที่พิจารณา ซึ่งไม่ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า (ดูภาพประกอบในรูปที่ 6.5)	เมตริกซ์
<i>critST</i>	เป็นเวกเตอร์ที่แสดงสถานะช่วงเวลาวิกฤติในการใช้งาน แบตเตอรี่ (ดูภาพประกอบในรูปที่ 6.6)	เวกเตอร์

ตารางที่ 6.2 ตัวแปรหลักที่เกี่ยวข้องในกระบวนการสร้างโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ชื่อตัวแปร	ความหมาย	ชนิดตัวแปร
Q_{ch}	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา	ค่าคงที่
Q_{dis}	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องจ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา	ค่าคงที่
P_{crit}	กำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องดึงออก/จ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา เพื่อช่วยให้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าไว้ได้	ค่าคงที่
P_{ch}	กำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา เพื่อช่วยให้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าไว้ได้	ค่าคงที่
P_{dis}	กำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องจ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา เพื่อช่วยให้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าไว้ได้	ค่าคงที่
P_{ch25}	กำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่สามารถดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้าได้โดยไม่กระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า โดยทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 25% ของค่ากระแสพิคกิ้งของสายส่ง และไม่เกินค่าพิคกิ้งของสายส่ง	ค่าคงที่
P_{dis25}	กำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าได้โดยไม่กระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า โดยทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 25% ของพิคกิ้งสายส่ง และไม่เกินค่าพิคกิ้งของสายส่ง	ค่าคงที่

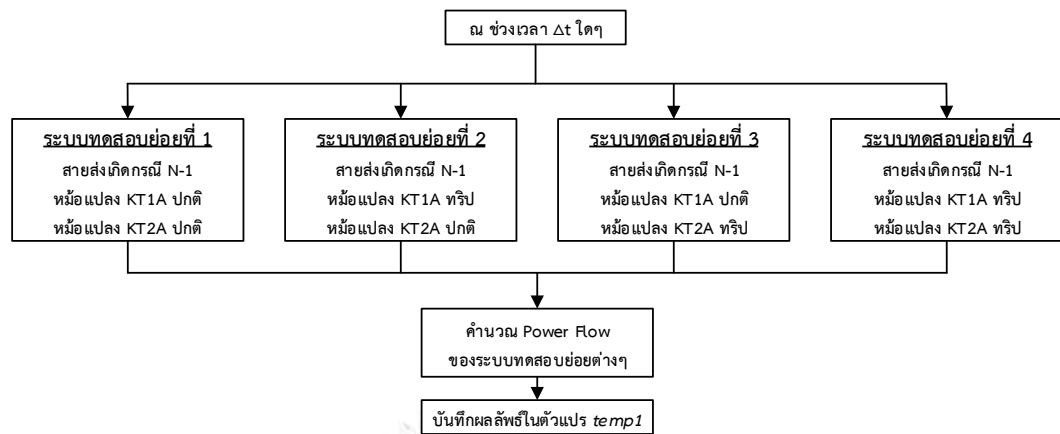
สำหรับข้อตกลงในการกำหนดเครื่องหมายแสดงทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่กับระบบส่งไฟฟ้า มีดังนี้

- กำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไหลออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ กำหนดให้มีเครื่องหมาย “บวก”
- กำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไหลเข้าสู่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ กำหนดให้มีเครื่องหมาย “ลบ”

รูปที่ 6.4 แผนภาพอธิบายตัวแปร *critPQ*รูปที่ 6.5 แผนภาพอธิบายตัวแปร *avaiP*รูปที่ 6.6 แผนภาพอธิบายตัวแปร *critST*

จากรูปที่ 6.4 และ 6.5 จะเห็นได้ว่าตัวแปร *critPQ* และ *avaiP* มีหลายชุดข้อมูล ซึ่งในแต่ละชุดข้อมูลหนึ่งๆ ณ ช่วงเวลาต่างๆ จะถูกบันทึกเพียงค่าเดียวเท่านั้นตามเงื่อนไขที่กำหนด โดยพิจารณาจากระบบทดสอบย่อยต่างๆ ที่กำหนดขึ้นซึ่งจะนำเสนอในลำดับถัดไป

6.5.2 การกำหนดระบบทดสอบย่อยและการประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 6.7 การประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบย่อย ณ ช่วงเวลาใดๆ

ระบบทดสอบย่อยที่กำหนดขึ้นมีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้อันเนื่องมาจากเหตุการณ์ความผิดปกติของสายส่งและหม้อแปลงกำลังในระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งได้พิจารณากำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบส่งไฟฟ้าร่วมด้วย การประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้างกล่าวมีการพิจารณาเป็นรายช่วงเวลาตามที่กำหนด โดยผลจากการประเมินจะถูกนำมาใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินการทำงานที่เป็นไปได้ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ต่อไป สำหรับการกำหนดระบบทดสอบย่อยและการประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้าแสดงได้ตามรูปที่ 6.7

จากรูปที่ 6.7 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบย่อยต่างๆ ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา จะถูกบันทึกไว้ในตัวแปร $temp1$ ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเมทริกซ์ แผนภาพอธิบายตัวแปร $temp1$ แสดงได้ตามรูปที่ 6.8

ค่าตัวแปร ณ ช่วงเวลา Δt ใดๆ

SUBCASE	Line				
	Current	V1	V2	V3	V4
ระบบทดสอบย่อยที่ 1					
ระบบทดสอบย่อยที่ 2					
ระบบทดสอบย่อยที่ 3					
ระบบทดสอบย่อยที่ 4					

หมายเหตุ: 1) Line Current คือขนาดกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่พิจารณา
2) V1, V2, V3 และ V4 คือขนาดแรงดันที่บัสต่างๆ

รูปที่ 6.8 แผนภาพอธิบายตัวแปร $temp1$

6.5.3 การประเมินการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ค่าตัวแปร ณ ช่วงเวลา Δt ใดๆ

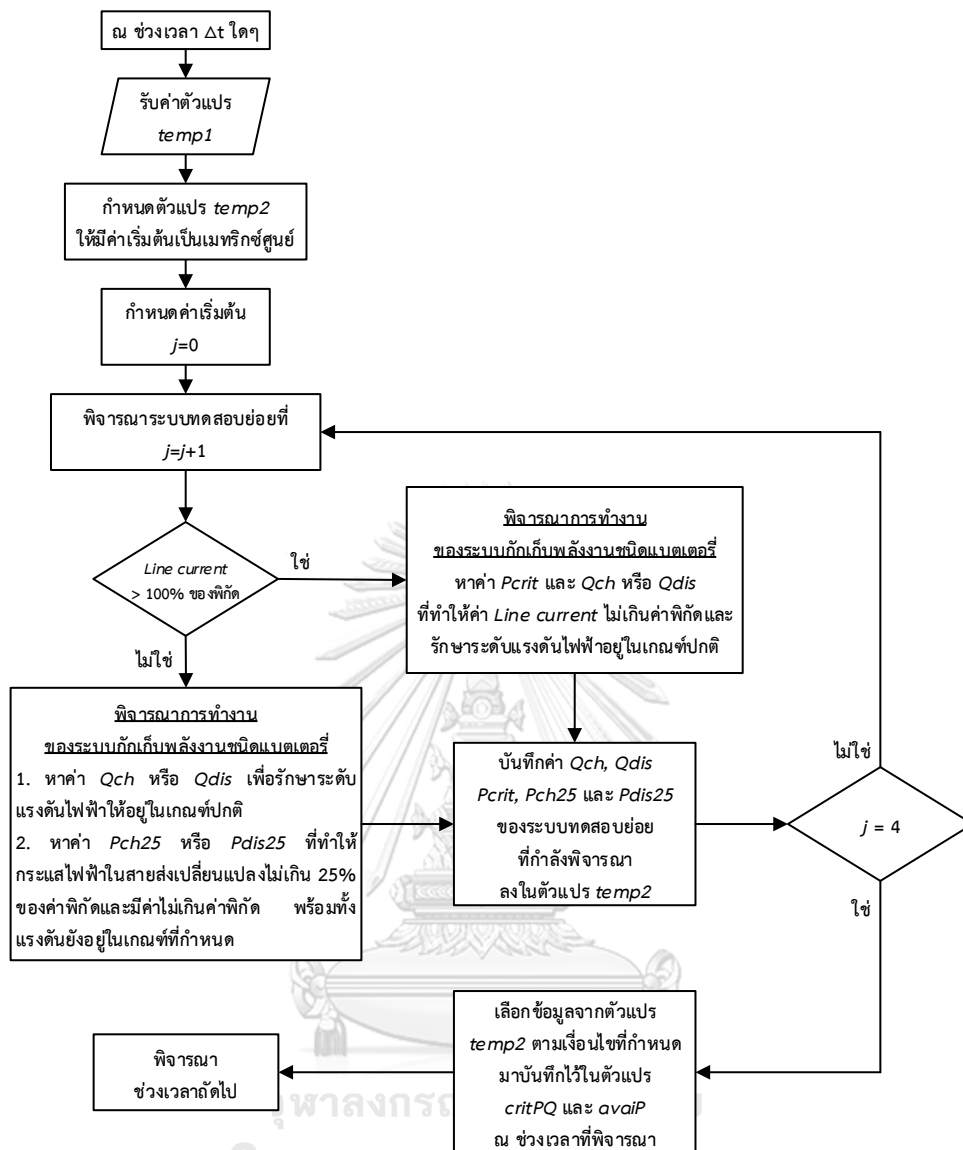
SUBCASE	Q_{ch}	Q_{dis}	P_{crit}	P_{ch25}	P_{dis25}
ระบบทดสอบย่อยที่ 1					
ระบบทดสอบย่อยที่ 2					
ระบบทดสอบย่อยที่ 3					
ระบบทดสอบย่อยที่ 4					

$temp2$ {

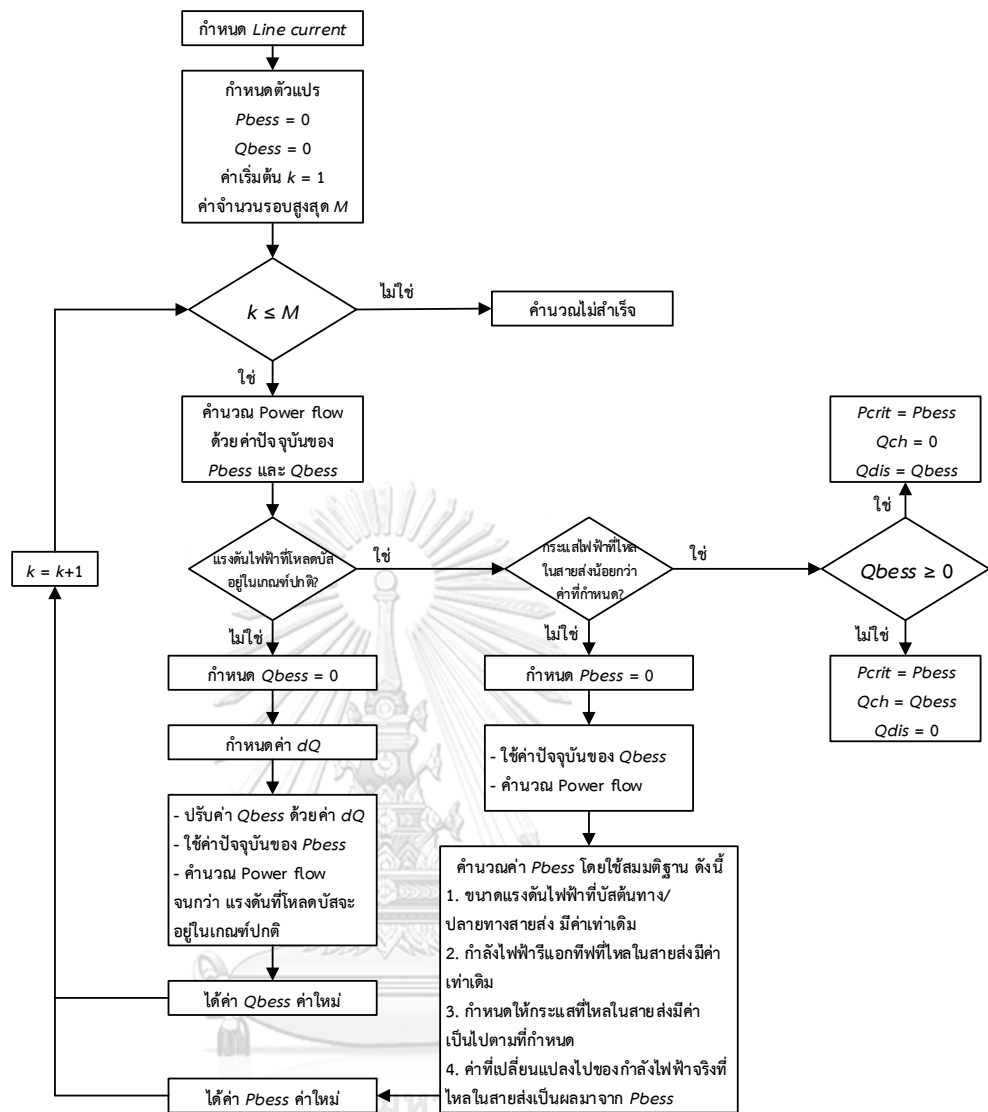
รูปที่ 6.9 แผนภาพอธิบายตัวแปร $temp2$

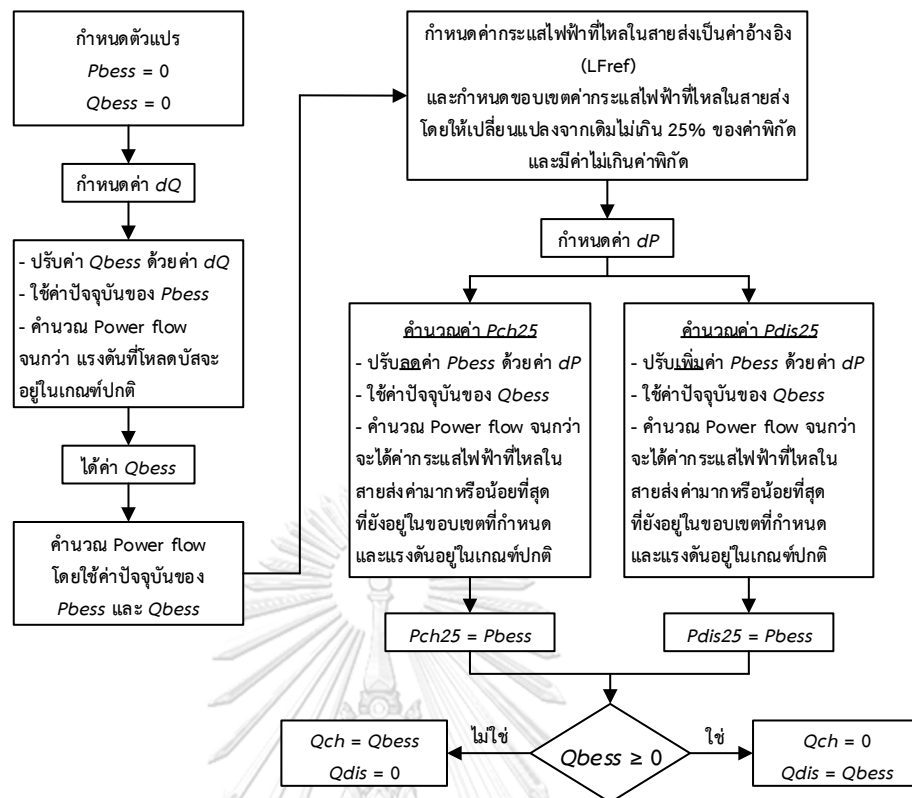
จากการประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบย่อยทั้งหมด ณ เวลาใดๆ ข้างต้น ซึ่งข้อมูลได้ถูกบันทึกไว้ในตัวแปร $temp1$ แล้วนั้น ลำดับต่อไปจะนำค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและแรงดันไฟฟ้าของแต่ละระบบทดสอบย่อยจากตัวแปร $temp1$ มาใช้เป็นเงื่อนไขในการพิจารณาการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เพื่อให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไม่เกินค่าพิกัดและรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยกระบวนการในการประเมินการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่แสดงได้ตามรูปที่ 6.10 และในระหว่างกระบวนการดังกล่าวจะมีการกำหนดตัวแปร $temp2$ ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเมทริกซ์ เพื่อบันทึกข้อมูลการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในระบบทดสอบย่อยต่างๆ ทั้งนี้ แผนภาพอธิบายตัวแปร $temp2$ แสดงได้ตามรูปที่ 6.9 นอกจากนี้ในรูปที่ 6.10 ยังมีกระบวนการย่อยที่สำคัญอีกจำนวน 3 กระบวนการ ได้แก่

- 1) กระบวนการในการประเมินค่าตัวแปร P_{crit} (ดูภาพประกอบในรูปที่ 6.11)
- 2) กระบวนการในการประเมินค่าตัวแปร P_{ch25} และ P_{dis25} (ดูภาพประกอบในรูปที่ 6.12)
- 3) กระบวนการในการเลือกข้อมูลจากตัวแปร $temp2$ บันทึกเข้าสู่ตัวแปร $critPQ$ และ $avaiP$ ณ ช่วงเวลาต่างๆ (ดูภาพประกอบในรูปที่ 6.13)



รูปที่ 6.10 การประเมินการทำงานจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาใดๆ

รูปที่ 6.11 แผนภาพแสดงการประเมินค่าตัวแปร P_{crit}



รูปที่ 6.12 แผนภาพแสดงการประเมินค่าตัวแปร $Pch25$ และ $Pdis25$

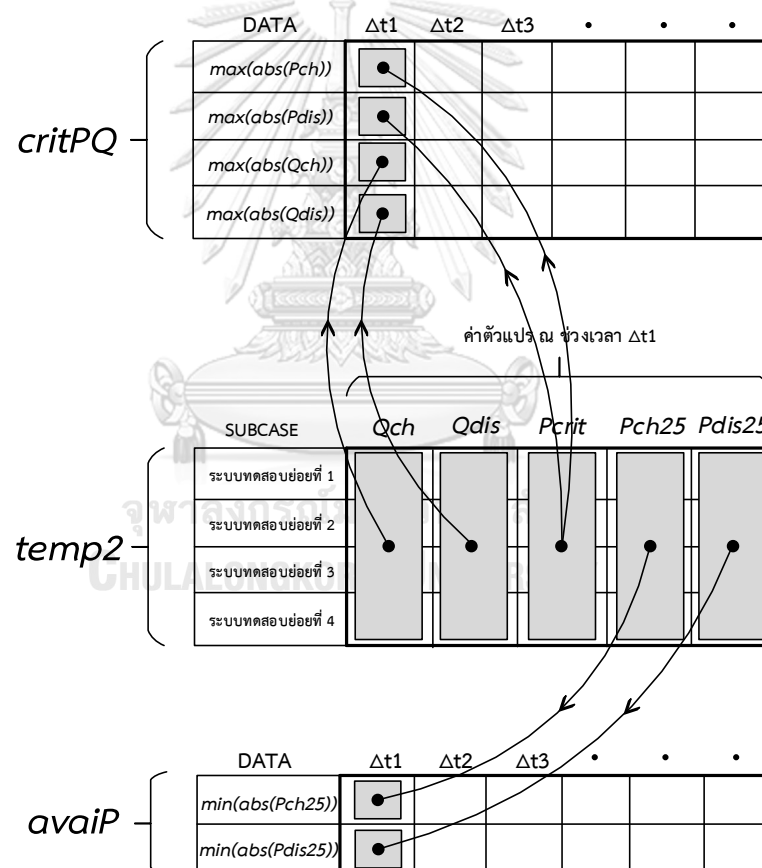
จากรูปที่ 6.11 และ 6.12 ได้มีการกำหนดตัวแปรและค่าคงที่เพิ่มเติมเพื่อใช้ในการคำนวณ ประกอบด้วย

- ตัวแปร $Pbest$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
- ตัวแปร $Qbest$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าวีแอกทีฟของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
- ตัวแปร dQ คือ ค่าคงที่ขนาดน้อยๆ ซึ่งถูกกำหนดให้มีค่าตามสัดส่วนของกำลังไฟฟ้า วีแอกทีฟที่ไหลในสายส่ง ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา (พิจารณาที่ 10%)
- ตัวแปร dP คือ ค่าคงที่ขนาดน้อยๆ ซึ่งถูกกำหนดให้มีค่าตามสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา (พิจารณาที่ 10%)

ในการประเมินค่าตัวแปร $Pcrit$ $Pch25$ และ $Pdis25$ ข้างต้น จะเห็นได้ว่าการพิจารณาถึงการรักษาระดับแรงดันที่โหนดบัสให้อยู่ในเกณฑ์ปกติด้วย แสดงว่าระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะต้องมีความสามารถในการชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าวีแอกทีฟให้กับระบบส่งไฟฟ้า ดังนั้นจึงต้องมีการประเมินค่าตัวแปร Qch และ $Qdis$ ควบคู่ไปด้วย ซึ่งค่าตัวแปรทั้งหมดจะถูก

บันทึกไว้ในตัวแปร $temp2$ และเมื่อพิจารณาระบบทดสอบย่อยครบทั้งหมดแล้ว ข้อมูลที่อยู่ในตัวแปร $temp2$ จะถูกเลือกออกมาบันทึกเข้าสู่ตัวแปร $critPQ$ และ $avaiP$ ตามเงื่อนไขที่กำหนด เพื่อแสดงโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (ขอบเขตการทำงานที่เป็นไปได้)

สำหรับเหตุผลที่มีการกำหนดขอบเขตการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไม่เกิน 25% ของค่ากระแสพิกัดและกระแสที่ไหลในสายส่งจะต้องไม่เกินค่าพิกัดด้วยในการประเมินค่าตัวแปร $Pch25$ และ $Pdis25$ นั้น เป็นเพราะว่าในช่วงเวลาดังกล่าวระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ไม่มีความจำเป็นต้องใช้งานเพื่อช่วยสนับสนุนการคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบส่งไฟฟ้า เนื่องจากระบบส่งไฟฟ้าอยู่ในสภาวะปกติ เพียงแต่ต้องการทราบขอบเขตการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ไม่มากจนเกินความจำเป็น (ใกล้เคียงกับขนาดพิกัดกำลังของแบตเตอรี่) เพื่อใช้ในการปรับค่าสถานะของประจุ (SOC) ของแบตเตอรี่เท่านั้น



รูปที่ 6.13 การบันทึกข้อมูลเข้าสู่ตัวแปร $critPQ$ และ $avaiP$ ณ ช่วงเวลาใดๆ

จากรูปที่ 6.13 ตัวแปร $critPQ$ ประกอบด้วยข้อมูลจำนวน 4 ชุด ซึ่งแบ่งตามแถวของเมทริกซ์ การบันทึกข้อมูลในแต่ละชุด ณ ช่วงเวลาใดๆ อธิบายได้ดังนี้

- ข้อมูลชุดที่ 1 คือ $max(abs(Pch))$ ซึ่งเลือกมาจากค่าสูงสุดของตัวแปร $Pcrit$ ในเมทริกซ์ $temp2$ ที่เป็นการดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้า
- ข้อมูลชุดที่ 2 คือ $max(abs(Pdis))$ ซึ่งเลือกมาจากค่าที่มีขนาดสูงสุดของตัวแปร $Pcrit$ ในเมทริกซ์ $temp2$ ที่เป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า
- ข้อมูลชุดที่ 3 คือ $max(abs(Qch))$ ซึ่งเลือกมาจากค่าที่มีขนาดสูงสุดของตัวแปร Qch ในเมทริกซ์ $temp2$ ที่เป็นการดึงกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟออกจากระบบส่งไฟฟ้า
- ข้อมูลชุดที่ 4 คือ $max(abs(Qdis))$ ซึ่งเลือกมาจากค่าที่มีขนาดสูงสุดของตัวแปร $Qdis$ ในเมทริกซ์ $temp2$ ที่เป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า

ตัวแปร $avaiP$ ประกอบด้วยข้อมูลจำนวน 2 ชุด ซึ่งแบ่งตามแถวของเมทริกซ์การบันทึกข้อมูลในแต่ละชุด ณ ช่วงเวลาใดๆ อธิบายได้ดังนี้

- ข้อมูลชุดที่ 1 คือ $min(abs(Pch25))$ ซึ่งเลือกมาจากค่าที่มีขนาดต่ำสุดของตัวแปร $Pch25$ ในเมทริกซ์ $temp2$ ที่เป็นการดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้า
- ข้อมูลชุดที่ 2 คือ $min(abs(Pdis25))$ ซึ่งเลือกมาจากค่าที่มีขนาดต่ำสุดของตัวแปร $Pdis25$ ในเมทริกซ์ $temp2$ ที่เป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า

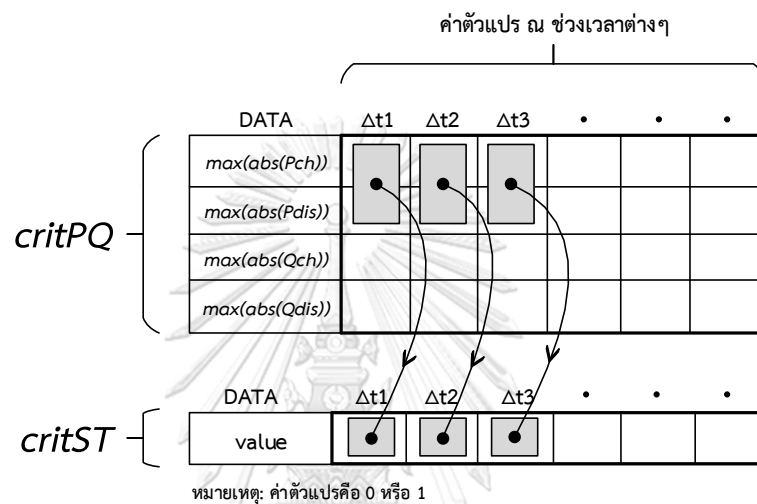
6.5.4 การกำหนดช่วงเวลาวิกฤติ

ช่วงเวลาวิกฤติ (Critical period) คือ ช่วงเวลาที่มีโอกาสในการเรียกใช้งานแบตเตอรี่เพื่อสนับสนุนการทำงานของระบบแปลงผันกำลัง (PCS) ของระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าให้เป็นไปตามเงื่อนไขการปฏิบัติการของระบบส่งไฟฟ้าที่กำหนด สำหรับช่วงเวลาอื่นๆ ได้กำหนดให้เป็นช่วงเวลาอิสระ (Available period)

จากรูปที่ 6.14 การระบุสถานะของช่วงเวลาต่างๆ ตลอดระยะเวลาที่พิจารณาจะบันทึกไว้ในตัวแปร $critST$ หากเป็นช่วงเวลาวิกฤติจะระบุค่าของข้อมูลเป็น “1” และหากไม่ใช่จะระบุค่าของข้อมูลเป็น “0” สำหรับการกำหนดช่วงเวลาวิกฤติจะพิจารณาโดยใช้ข้อมูลโพรไฟล์การทำงาน

ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จากตัวแปร $critPQ$ ซึ่งจะพิจารณาเฉพาะชุดข้อมูล $max(abs(Pch))$ และ $max(abs(Pdis))$ เท่านั้น เงื่อนไขในการพิจารณามีดังนี้

- ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา หากมีข้อมูลใดชุดข้อมูลหนึ่งจากชุดข้อมูลทั้งสองมีค่าไม่เป็นศูนย์ จะกำหนดเป็นช่วงเวลาวิกฤติ
- ณ ช่วงเวลาที่พิจารณา หากข้อมูลจากชุดข้อมูลทั้งสองมีค่าเป็นศูนย์หมด จะกำหนดเป็นช่วงเวลาอิสระ

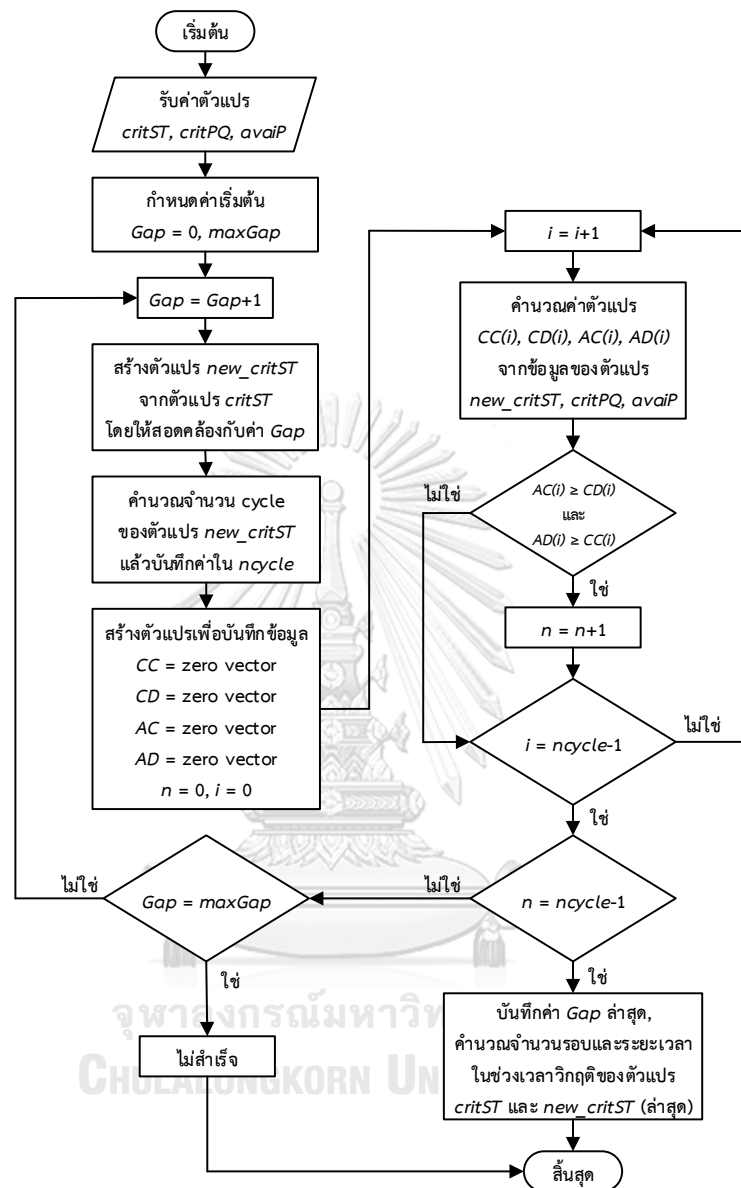


รูปที่ 6.14 การกำหนดช่วงเวลาวิกฤติ

6.5.5 การปรับค่าของข้อมูลในตัวแปร $avaiP$ ให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

หลังจากที่ได้สร้างชุดข้อมูลในตัวแปร $critPQ$ และ $avaiP$ ครบตลอดระยะเวลาที่พิจารณาได้สำเร็จแล้ว ซึ่งเป็นโปรแกรมการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (ขอบเขตการทำงานที่เป็นไปได้) แต่เพื่อให้มั่นใจว่าขนาดสูงสุดของกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ขณะอัดหรือคายประจุในช่วงเวลาอิสระมีค่าน้อยกว่าในช่วงเวลาวิกฤติ เพราะขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะพิจารณาช่วงเวลาวิกฤติ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการตรวจสอบและปรับค่าของข้อมูลที่อยู่ในตัวแปร $avaiP$ ทั้งหมดให้มีขนาดไม่เกินค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ ทั้งนี้ สมการแสดงการคำนวณขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะแสดงในหัวข้อถัดไป

6.6 การตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่



รูปที่ 6.15 การตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ความสำคัญของการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มี 3 ประการ ได้แก่

- 1) เพื่อเป็นการพิสูจน์ว่าตัวแปร $avaiP$ ที่ถูกสร้างขึ้นจากเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นนั้นเพียงพอสำหรับการบริหารจัดการสถานะของประจุ (SOC) ของแบตเตอรี่หรือไม่ หรืออาจกล่าวอีกนัยหนึ่งได้ว่าเพื่อตรวจสอบว่าเมื่อแบตเตอรี่ถูกใช้งานในช่วงเวลาวิกฤติใดๆ แล้ว ก่อนจะเข้าสู่ช่วงเวลาวิกฤติถัดไปจะสามารถบริหารจัดการ

สถานะของประจุ (SOC) ของแบตเตอรี่ให้กลับมาสู่ค่าอ้างอิงเดิมตามที่กำหนดไว้ได้หรือไม่

- 2) เพื่อคำนวณหาค่า *Gap* (จะอธิบายในลำดับถัดไป) ซึ่งเป็นดัชนีที่บ่งบอกถึงความสามารถในการบริหารจัดการสถานะของประจุ (SOC) ของแบตเตอรี่
- 3) เพื่อคำนวณหาจำนวนและระยะเวลาในช่วงเวลาวิกฤติ

แผนภาพแสดงกระบวนการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มีแสดงในรูปที่ 6.15 ซึ่งประกอบด้วยขั้นตอนที่สำคัญหลายขั้นตอน โดยจะอธิบายเป็นลำดับตามหัวต่อไปนี้

6.6.1 การสร้างตัวแปร *new_critST*



รูปที่ 6.16 ตัวอย่างการสร้างตัวแปร *new_critST*

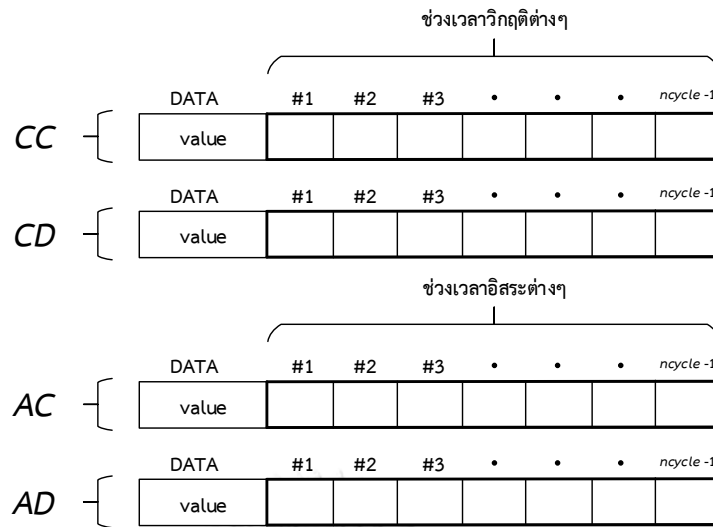
ตัวแปร *new_critST* คือ ตัวแปรชนิดเวกเตอร์ที่ถูกสร้างโดยการเปลี่ยนช่วงเวลาอิสระเดิมของตัวแปร *critST* ให้กลายเป็นช่วงเวลาวิกฤติใหม่ ซึ่งมีจุดประสงค์เพื่อนำมาตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ช่วงเวลาอิสระที่จะถูกเปลี่ยนสถานะให้ใหม่นี้จะถูกกำหนดโดยค่าตัวแปร *Gap* ดังแสดงได้ตามตัวอย่างในรูปที่ 6.16

จากรูปที่ 6.16 จะเห็นว่าตัวแปร *critST* ประกอบด้วยช่วงเวลาวิกฤติ 4 ช่วง โดยช่วงที่ 1 กับ 2 อยู่ห่างกัน 2 ตำแหน่ง ช่วงที่ 2 กับ 3 อยู่ห่างกัน 3 ตำแหน่ง และช่วงที่ 3 และ 4 อยู่ห่างกัน 4 ตำแหน่ง ซึ่งระหว่างกลางจะถูกคั่นด้วยช่วงเวลาอิสระ ในกรณีที่กำหนดค่า *Gap* เป็น 1 ตัวแปร *new_critST* ที่ได้จะเหมือนกับตัวแปร *critST* และในกรณีที่กำหนดค่า *Gap* เป็น 2 ตัวแปร *new_critST* ที่ได้คือตัวแปร *critST* ที่ถูกเปลี่ยนช่วงเวลาอิสระใดๆ ที่อยู่ระหว่างช่วงเวลาวิกฤติที่อยู่ห่างกันไม่เกิน 2 ตำแหน่ง ให้กลายเป็นช่วงเวลาวิกฤติ สำหรับกรณีกำหนดค่า *Gap* เป็นค่าอื่นๆ ผลลัพธ์ที่ได้จะเป็นไปในทำนองเดียวกัน

6.6.2 การประเมินการใช้งานแบตเตอรี่ในแต่ละช่วงเวลา

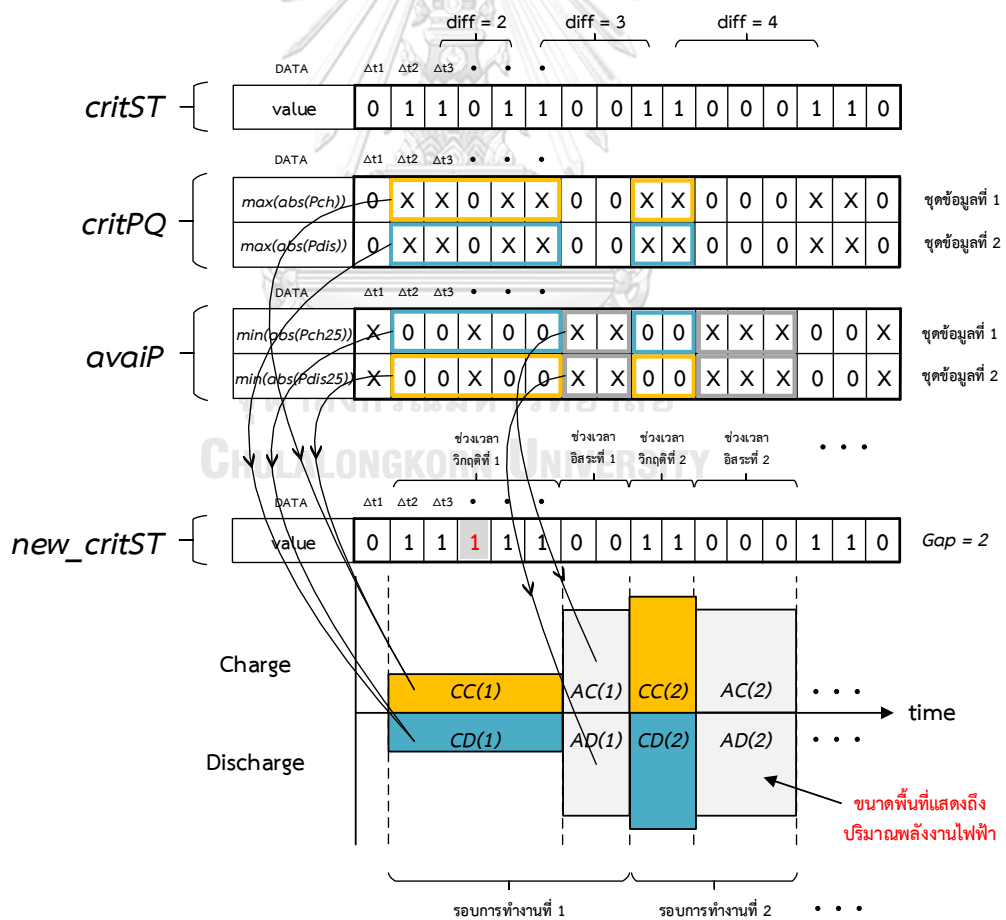
การใช้งานแบตเตอรี่ในช่วงเวลาต่างๆ จะถูกพิจารณาให้สอดคล้องตามช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระของตัวแปร *new_critST* โดยนำข้อมูลการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จากตัวแปร *critPQ* (เฉพาะชุดข้อมูลที่ 1 และ 2 ซึ่งเป็นค่ากำลังไฟฟ้าจริงขณะอัดประจุและคายประจุ ตามลำดับ) และ *avaiP* มาวิเคราะห์ พร้อมทั้งคำนึงถึงประสิทธิภาพของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ขณะอัดประจุและคายประจุด้วย นอกจากนั้นในความเป็นจริงการทำงานของแบตเตอรี่ในช่วงเวลาต่างๆ สามารถเป็นไปได้ทั้งกรณีอัดประจุและคายประจุ และไม่สามารถระบุรูปแบบที่แน่นอนได้ ดังนั้นการประเมินการใช้งานแบตเตอรี่จึงแบ่งออกเป็น 4 รูปแบบ ได้แก่

- 1) การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสุทธิของแบตเตอรี่ที่ใช้ในช่วงเวลาวิกฤติกรณีอัดประจุ โดยการคำนวณแสดงได้ตามสมการที่ (6.3) และตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกข้อมูลคือตัวแปร *CC* (Net critical charge energy) ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเวกเตอร์ที่มีขนาดความยาวเท่ากับ *ncycle-1* แสดงได้ตามรูปที่ 6.17 โดย *ncycle* คือ จำนวนช่วงเวลาวิกฤติของตัวแปร *new_critST* ที่กำลังพิจารณา
- 2) การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสุทธิของแบตเตอรี่ที่ใช้ในช่วงเวลาวิกฤติกรณีคายประจุ โดยการคำนวณแสดงได้ตามสมการที่ (6.4) และตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกข้อมูลคือตัวแปร *CD* (Net critical discharge energy) ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเวกเตอร์ที่มีขนาดความยาวเท่ากับ *ncycle-1* แสดงได้ตามรูปที่ 6.17
- 3) การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสุทธิของแบตเตอรี่ที่ใช้ในเวลาอิสระกรณีอัดประจุ โดยการคำนวณแสดงได้ตามสมการที่ (6.5) และตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกข้อมูลคือตัวแปร *AC* (Net available charge energy) ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเวกเตอร์ที่มีขนาดความยาวเท่ากับ *ncycle-1* แสดงได้ตามรูปที่ 6.17
- 4) การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสุทธิของแบตเตอรี่ที่ใช้ในเวลาอิสระกรณีคายประจุ โดยการคำนวณแสดงได้ตามสมการที่ (6.6) และตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกข้อมูลคือตัวแปร *AD* (Net available discharge energy) ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเวกเตอร์ที่มีขนาดความยาวเท่ากับ *ncycle-1* แสดงได้ตามรูปที่ 6.17



หมายเหตุ: $ncycle$ คือ จำนวนช่วงเวลาวิกฤติของตัวแปร new_critST ที่กำลังพิจารณา

รูปที่ 6.17 แผนภาพอธิบายตัวแปร CC CD AC และ AD



หมายเหตุ: ค่า X แสดงถึงค่าจำนวนจริงใดๆ

รูปที่ 6.18 ตัวอย่างการอธิบายการคำนวณของสมการที่ (6.3)-(6.6)

แผนภาพตัวอย่างการอธิบายการคำนวณของสมการที่ (6.3)-(6.6) มีแสดงตามรูปที่ 6.18 โดยมีการสมมติว่าตัวแปร new_critST ที่สร้างขึ้นถูกกำหนดด้วยค่า Gap เท่ากับ 2 และจากรูปดังกล่าวจะเห็นความสัมพันธ์ของตัวแปร $critST$ $critPQ$ และ $avaiP$ ด้วย

$$CC(i) = 0.25 \times \left(\left(EFF_{ch} \times \text{abs} \left(\sum_i critPQ_{dataset1} \right) \right) - \left(\frac{1}{EFF_{dis}} \times \text{abs} \left(\sum_i avaiP_{dataset2} \right) \right) \right) \quad (6.3)$$

$$CD(i) = 0.25 \times \left(\left(\frac{1}{EFF_{dis}} \times \text{abs} \left(\sum_i critPQ_{dataset2} \right) \right) - \left(EFF_{ch} \times \text{abs} \left(\sum_i avaiP_{dataset1} \right) \right) \right) \quad (6.4)$$

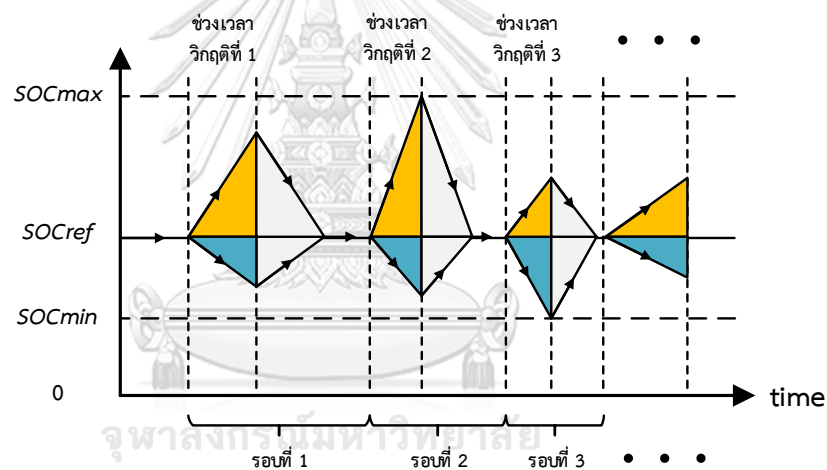
$$AC(i) = 0.25 \times EFF_{ch} \times \text{abs} \left(\sum_i avaiP_{dataset1} \right) \quad (6.5)$$

$$AD(i) = 0.25 \times \frac{1}{EFF_{dis}} \times \text{abs} \left(\sum_i avaiP_{dataset2} \right) \quad (6.6)$$

โดยที่	i	ดัชนีระดับของช่วงเวลาวิกฤติ ช่วงเวลาอิสระหรือรอบการทำงานจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	
$CC(i)$		พลังงานไฟฟ้าอัดประจุสุทธิของแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาวิกฤติที่ i	[MWh]
$CD(i)$		พลังงานไฟฟ้าคายประจุสุทธิของแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาวิกฤติที่ i	[MWh]
$AC(i)$		พลังงานไฟฟ้าอัดประจุสุทธิของแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาอิสระที่ i	[MWh]
$AD(i)$		พลังงานไฟฟ้าคายประจุสุทธิของแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาอิสระที่ i	[MWh]
EFF_{ch}		ประสิทธิภาพขณะอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	Per unit
EFF_{dis}		ประสิทธิภาพขณะคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่	Per unit
$critPQ_{dataset1}$		ชุดข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาวิกฤติต่างๆ (ชุดข้อมูลที่ 1 ของตัวแปร $critPQ$)	[MW]

$critPO_{dataset 2}$	ชุดข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ณ ช่วงเวลาวิกฤติต่างๆ (ชุดข้อมูลที่ 2 ของตัวแปร $critPO$)	[MW]
$avaiP_{dataset 1}$	ชุดข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงที่ยอมให้อัดประจุเข้าสู่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ได้ ณ ช่วงเวลาอิสระต่างๆ (ชุดข้อมูลที่ 1 ของตัวแปร $avaiP$)	[MW]
$avaiP_{dataset 2}$	ชุดข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงที่ยอมให้คายประจุออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ได้ ณ ช่วงเวลาอิสระต่างๆ (ชุดข้อมูลที่ 2 ของตัวแปร $avaiP$)	[MW]

6.6.3 เงื่อนไขการพิจารณาการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่



รูปที่ 6.19 ตัวอย่างการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่

จากการประเมินการใช้งานแบตเตอรี่ในขั้นตอนก่อนหน้าทำให้ทราบชุดข้อมูลของตัวแปร CC CD AC และ AD ซึ่งบ่งบอกพลังงานไฟฟ้าสุทธิของแบตเตอรี่ในรูปแบบต่างๆ สำหรับการพิจารณาการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่จะพิจารณาเป็นรายรอบการทำงาน (cycle) ตั้งแต่รอบการทำงานที่ 1 จนถึงก่อนรอบการทำงานสุดท้าย ($ncycle-1$) โดยรอบการทำงานหนึ่งๆ ประกอบด้วย ช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระที่เป็นช่วงเวลาต่อเนื่องกัน จำนวนรอบการทำงานได้กำหนดตามจำนวนช่วงเวลาวิกฤติของตัวแปร new_critST ที่กำลังพิจารณา

ตัวอย่างการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่แสดงได้ตามรูปที่ 6.19 ซึ่งจะเห็นว่าช่วงเริ่มต้นสถานะของประจุ (SOC) ของแบตเตอรี่อยู่ที่สถานะของประจุอ้างอิง (SOC_{ref}) เมื่อเข้าสู่ช่วงเวลาวิกฤติที่ 1 สถานะของประจุ (SOC) สามารถเปลี่ยนแปลงในลักษณะที่เพิ่มขึ้น (มีการอัดประจุ

จากสมการที่ (6.8) ตัวแปร i คือ ดัชนีระบุช่วงเวลาต่างๆ สำหรับหลักการในการหาค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟ (Q) ในช่วงเวลาต่างๆ อธิบายได้ตามหัวข้อต่อไปนี้

- 1) หากเป็นช่วงเวลาวิกฤติ
 - ค่า $P(i)$ ถูกเลือกมาจากขนาดสูงสุดของตัวแปร $critPQ$ ในชุดข้อมูลที่ 1 และ 2 ณ ช่วงเวลา i
 - ค่า $Q(i)$ ถูกเลือกมาจากขนาดสูงสุดของตัวแปร $critPQ$ ในชุดข้อมูลที่ 3 และ 4 ณ ช่วงเวลา i
- 2) หากเป็นช่วงเวลาอิสระ
 - ค่า $P(i)$ ถูกเลือกมาจากขนาดสูงสุดของตัวแปร $avaiP$ ในชุดข้อมูลที่ 1 และ 2 ณ ช่วงเวลา i
 - ค่า $Q(i)$ ถูกเลือกมาจากขนาดสูงสุดของตัวแปร $critPQ$ ในชุดข้อมูลที่ 3 และ 4 ณ ช่วงเวลา i

6.7.2 การคำนวณพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่

พิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ (P_{BATT}) ของกรณีศึกษาหนึ่งๆ ถูกเลือกมาจากขนาดกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของแบตเตอรี่ในระหว่างการอัดประจุหรือคายประจุในช่วงเวลาวิกฤติ ($maxP_{ch}$ หรือ $maxP_{dis}$) ซึ่งแสดงได้ตามสมการที่ (6.9) – (6.11) ดังนี้

$$maxP_{ch} = EFF_{ch} \times \max\left(\text{abs}\left(critPQ_{dataset1}\right)\right) \quad (6.9)$$

$$maxP_{dis} = \frac{1}{EFF_{dis}} \times \max\left(\text{abs}\left(critPQ_{dataset2}\right)\right) \quad (6.10)$$

$$P_{BATT} = \max\left(maxP_{ch}, maxP_{dis}\right) \quad (6.11)$$

6.7.3 การคำนวณพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่และสถานะของประจุอ้างอิง

จากรูปที่ 6.19 ได้แสดงให้เห็นแล้วว่าในสภาวะปกติสถานะของประจุของแบตเตอรี่อยู่ที่สถานะของประจุอ้างอิง (SOC_{ref}) และเมื่อเข้าสู่ช่วงเวลาวิกฤติใดๆ ระบบก็เก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่อาจทำงานในลักษณะที่ดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้าหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าก็เป็นได้เพื่อรักษาความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งไม่สามารถระบุพฤติกรรมดังกล่าวที่แน่นอนได้ ดังนั้นการคำนวณพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (E_{BATT}) ของกรณีศึกษา

หนึ่งๆ จึงคำนวณตามได้สมการที่ (6.12) และการคำนวณสถานะของประจุอ้างอิง (SOC_{ref}) ซึ่งสอดคล้องกับพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ดังกล่าวคำนวณได้ตามสมการที่ (6.13)

$$E_{BATT} = E_{min} + E_{discharge} + E_{charge} \quad (6.12)$$

$$SOC_{ref} = \left(\frac{E_{min} + E_{discharge}}{E_{min} + E_{discharge} + E_{charge}} \right) \times 100\% \quad (6.13)$$

สำหรับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับสมการที่ (6.12) และ (6.13) ซึ่งได้แก่ E_{min} , $E_{discharge}$ และ E_{charge} สามารถแสดงการคำนวณได้ตามหัวข้อต่อไปนี้

1) การคำนวณค่า $E_{discharge}$

$E_{discharge}$ คือ พิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการคายประจุในช่วงเวลาวิกฤติ ซึ่งมีลำดับในการพิจารณาดังนี้

- นำตัวแปร $critST$, $critPQ_{dataset2}$, $avaiP_{dataset1}$, EFF_{ch} และ EFF_{dis} มาคำนวณหาพลังงานสะสมในช่วงเวลาต่างๆ (E_{sum}) ที่แบตเตอรี่นำไปใช้งานตามเงื่อนไขต่อไปนี้
 - i คือ ดัชนีระบุช่วงเวลาต่างๆ
 - E_{sum} มีค่าเริ่มต้นเป็นศูนย์
 - ถ้า $critST(i)=1$,

$$E_{sum}(i) = E_{sum}(i) - \left\{ 0.25 \times \frac{1}{EFF_{dis}} \times \text{xabs}(critPQ_{dataset2}(i)) \right\}$$

- ถ้า $critST(i)=0$,

$$E_{sum}(i) = E_{sum}(i) + \{ 0.25 \times EFF_{ch} \times \text{xabs}(avaiP_{dataset1}(i)) \}$$

$$(\text{ถ้า } E_{sum}(i) > 0, E_{sum}(i) = 0)$$

- พิจารณาขนาดสูงสุดของ $E_{sum}(i)$ ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติต่างๆ
- นำขนาดสูงสุดของ $E_{sum}(i)$ ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติต่างๆ มาวิเคราะห์ดังนี้
 - ค่าสูงสุด
 - ค่าเฉลี่ย
 - ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน

- ค่าตัวแปร $E_{discharge}$ ที่นำมาคำนวณขนาดพิกัดพลังงานของแบตเตอรี่และค่าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย 5 ค่า ได้แก่
 - ค่าเฉลี่ย
 - ค่าเฉลี่ย+1 เท่าของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน แต่ต้องไม่มากกว่าค่าสูงสุด
 - ค่าเฉลี่ย+2 เท่าของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน แต่ต้องไม่มากกว่าค่าสูงสุด
 - ค่าเฉลี่ย+3 เท่าของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน แต่ต้องไม่มากกว่าค่าสูงสุด
 - ค่าสูงสุด

2) การคำนวณค่า E_{charge}

E_{charge} คือ พิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการอัดประจุในช่วงเวลาวิกฤติ ซึ่งมีลำดับในการพิจารณาดังนี้

- นำตัวแปร $critST$, $critPQ_{dataset1}$, $avaiP_{dataset2}$, EFF_{ch} และ EFF_{dis} มาคำนวณหาพลังงานสะสมในช่วงเวลาต่างๆ (E_{sum}) ที่แบตเตอรี่นำไปใช้งานตามเงื่อนไขต่อไปนี้
 - i คือ ดัชนีระบุช่วงเวลาต่างๆ
 - E_{sum} มีค่าเริ่มต้นเป็นศูนย์
 - ถ้า $critST(i)=1$,

$$E_{sum}(i) = E_{sum}(i) + \{0.25 \times EFF_{ch} \times abs(critPQ_{dataset1}(i))\}$$
 - ถ้า $critST(i)=0$,

$$E_{sum}(i) = E_{sum}(i) - \left\{0.25 \times \frac{1}{EFF_{dis}} \times abs(avaiP_{dataset2}(i))\right\}$$

$$(ถ้า E_{sum}(i) < 0, E_{sum}(i) = 0)$$

- พิจารณาขนาดสูงสุดของ $E_{sum}(i)$ ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติต่างๆ
- นำขนาดสูงสุดของ $E_{sum}(i)$ ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติต่างๆ มาวิเคราะห์ดังนี้
 - ค่าสูงสุด
 - ค่าเฉลี่ย
 - ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน

- ค่าตัวแปร E_{charge} ที่นำมาคำนวณขนาดพิกัดพลังงานของแบตเตอรี่และค่าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย 5 ค่า ได้แก่
 - ค่าเฉลี่ย
 - ค่าเฉลี่ย+1 เท่าของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน แต่ต้องไม่มากกว่าค่าสูงสุด
 - ค่าเฉลี่ย+2 เท่าของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน แต่ต้องไม่มากกว่าค่าสูงสุด
 - ค่าเฉลี่ย+3 เท่าของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน แต่ต้องไม่มากกว่าค่าสูงสุด
 - ค่าสูงสุด

3) การคำนวณค่า E_{min}

E_{min} คือ พิกัดพลังงานไฟฟ้าต่ำสุดของแบตเตอรี่ซึ่งถูกกำหนดโดยความลึกของการคายประจุ (DOD) ของแบตเตอรี่ซึ่งอยู่ในหน่วย Per unit การคำนวณค่า E_{min} แสดงได้ตามสมการที่ (6.14) ดังนี้

$$E_{min} = \left(\frac{1 - DOD}{DOD} \right) \times (E_{discharge} + E_{charge}) \quad (6.14)$$

โดยสรุปการคำนวณพิกัดพลังงานของแบตเตอรี่และการคำนวณสถานะของประจุอ้างอิงของกรณีศึกษาหนึ่งๆ จะมีได้หลายค่าขึ้นอยู่กับค่าของตัวแปร E_{charge} และ $E_{discharge}$ ซึ่งเหตุที่ต้องคำนวณหลายค่านั้นเพื่อต้องการแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของผลลัพธ์ที่ได้จากการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าเมื่อนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในพิกัดต่างๆ ไปใช้งาน

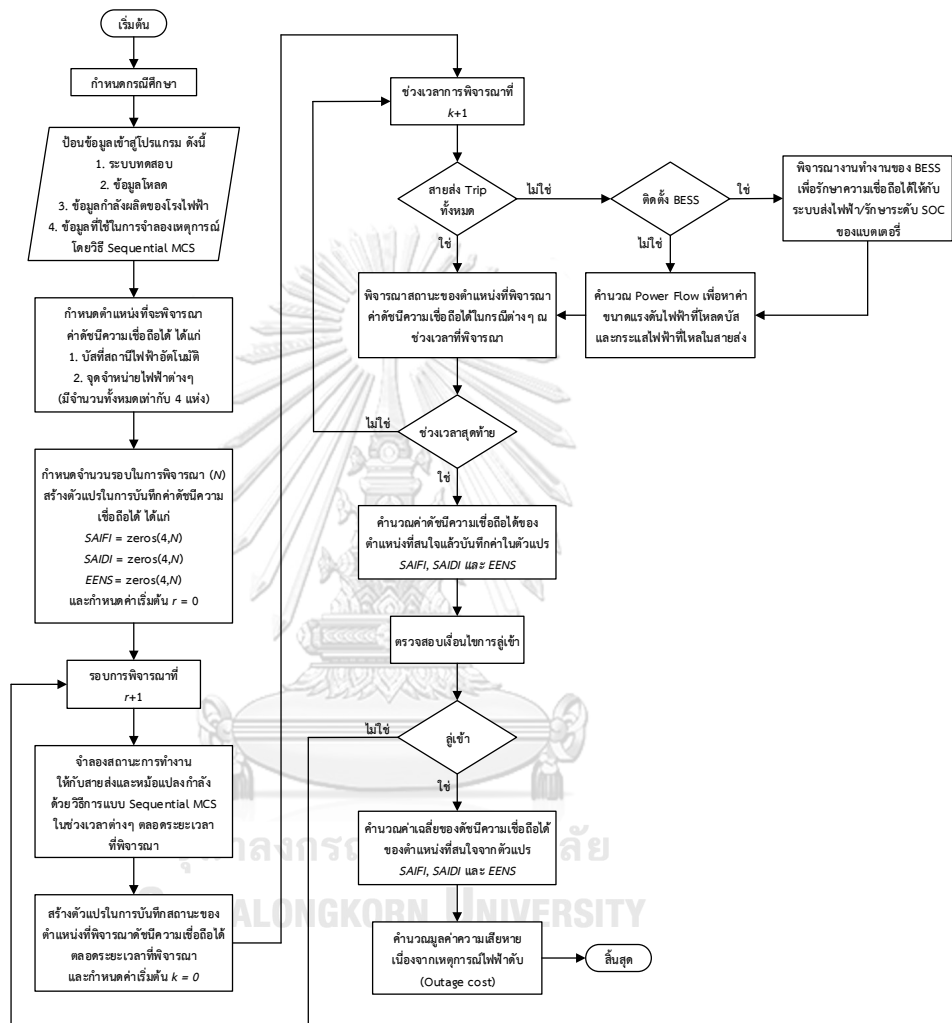
6.7.4 การคำนวณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดที่เป็นไปได้ของระบบแปลงผันกำลัง

กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดที่เป็นไปได้ของระบบแปลงผันกำลัง (Q_{PCS}) ของกรณีศึกษาหนึ่งๆ ถูกเลือกมาจากขนาดสูงสุดของข้อมูลที่ถูกบันทึกไว้ในตัวแปร $critPQ$ ในชุดข้อมูลที่ 3 และ 4 ซึ่งแสดงได้ตามสมการที่ (6.15) ดังนี้

$$Q_{PCS} = \max \left(\max \left(\text{abs} \left(critPQ_{dataset3} \right) \right), \max \left(\text{abs} \left(critPQ_{dataset4} \right) \right) \right) \quad (6.15)$$

บทที่ 7

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและ การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่



รูปที่ 7.1 การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า

จากบทที่ 6 ซึ่งได้แสดงวิธีการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ เพื่อให้สามารถรองรับการใช้งานในฟังก์ชัน PQ operation เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าในกรณีที่น่ามาติดตั้งใช้งานที่สถานีไฟฟ้าควบคู่ไปกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) ตามกรณีศึกษาที่สมมติขึ้น และเพื่อเป็นการจำลองการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ดังกล่าว จึงได้ออกแบบวิธีการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในบทนี้ โดยมีจุดประสงค์เพื่อต้องการเปรียบเทียบให้เห็นถึงความแตกต่าง

ระหว่างกรณีที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าในขนาด พิกัดตามที่คำนวณได้ด้วยวิธีการของบทที่ 6 โดยสมมติให้ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ทำงาน ในฟังก์ชัน PQ operation ควบคู่ไปกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) เช่นเดียวกัน

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการพิจารณา ประกอบด้วย ดัชนี SAIFI SAIDI และ EENS สำหรับการ พิจารณาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ประกอบด้วย จำนวนรอบการจำลองที่มีการ เรียกใช้งาน โอกาสที่ตอบสนองได้ และขอบเขตการใช้งาน ในลำดับถัดไปเป็นการอธิบายวิธีการใน แต่ละขั้นตอนของการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

7.1 การกำหนดกรณีศึกษา

กรณีศึกษาหนึ่งๆ จะถูกกำหนดจากปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและ แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบในระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งมีแสดงในบทที่ 8 สำหรับในบทนี้ การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาหนึ่งๆ จะพิจารณาทั้งกรณีที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิด แบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้า อีกทั้งในกรณีที่มีการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่นั้นจะ เปรียบเทียบให้เห็นถึงความแตกต่างของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ขนาดพิกัด ต่างๆ ตามที่คำนวณได้จากบทที่ 7 ด้วย

7.2 การกำหนดตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้

เนื่องจากการศึกษาในครั้งนี้ต้องการแสดงให้เห็นว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิด แบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบส่งไฟฟ้าหรือไม่ ดังนั้น ตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก ได้แก่

- 1) บัสของสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับสายส่งในระบบส่งไฟฟ้า

ในกรณีนี้หากสายส่งที่เชื่อมโยงมายังบัสใดๆ ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเกิดเหตุการณ์ ที่ทำให้สายส่งหลุดออกจากระบบทั้งหมด หรือขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสดังกล่าวไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่ กำหนดจะถือว่าเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่บัสดังกล่าว

- 2) จุดจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

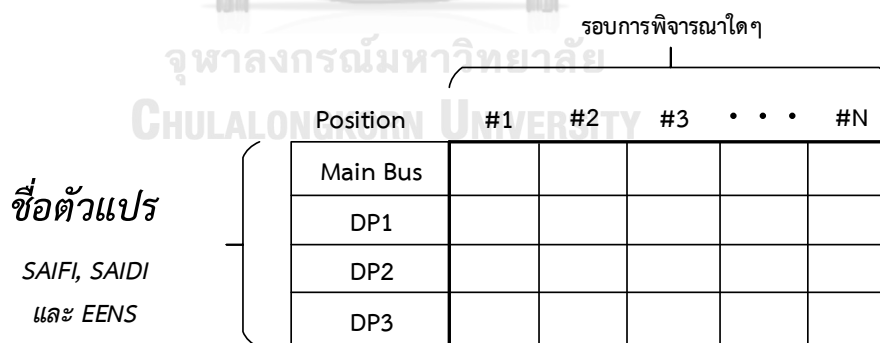
ในกรณีนี้หากจุดจำหน่ายไฟฟ้าใดมีการรับหรือจ่ายไฟฟ้าผ่านหม้อแปลงกำลัง ถัดหม้อแปลงกำลังดังกล่าวเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติ หรือขนาดแรงดันไฟฟ้าที่จุดดังกล่าวไม่เป็นไป ตามเงื่อนไขที่กำหนดจะถือว่าเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่จุดดังกล่าว

7.3 การสร้างตัวแปรในการบันทึกค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า

ตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าเป็นตัวแปรชนิดเมทริกซ์ที่มีจำนวนแถวเท่ากับจำนวนตำแหน่งที่จะพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และมีจำนวนคอลัมน์เท่ากับจำนวนรอบในการพิจารณา ซึ่งมีการนิยามความหมายตัวแปรตามตารางที่ 7.1 ดังนี้

ตารางที่ 7.1 ตัวแปรที่ใช้ในการบันทึกค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ชื่อตัวแปร	ความหมาย	ชนิดตัวแปร
<i>SAIFI</i>	เป็นเมทริกซ์ที่แสดงค่าดัชนี SAIFI ของตำแหน่งต่างๆ ที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในรอบการพิจารณาใดๆ (ดูภาพประกอบในรูปที่ 7.2)	เมทริกซ์
<i>SAIDI</i>	เป็นเมทริกซ์ที่แสดงค่าดัชนี SAIDI ของตำแหน่งต่างๆ ที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในรอบการพิจารณาใดๆ (ดูภาพประกอบในรูปที่ 7.2)	เมทริกซ์
<i>EENS</i>	เป็นเมทริกซ์ที่แสดงค่าดัชนี EENS ของตำแหน่งต่างๆ ที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในรอบการพิจารณาใดๆ ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในขณะที่กำลังดึงไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้า (ดูภาพประกอบในรูปที่ 7.2)	เมทริกซ์



หมายเหตุ : DP คือ จุดจำหน่ายไฟฟ้า

รูปที่ 7.2 แผนภาพอธิบายตัวแปรในตารางที่ 7.1

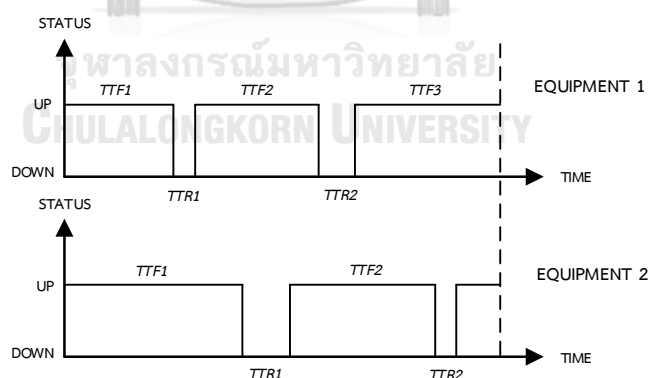
7.4 การจำลองสถานะการทำงานให้กับสายส่งและหม้อแปลงกำลังในรอบการพิจารณาใดๆ

การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์จะใช้วิธี Sequential MCS ซึ่งในช่วงเวลาต่างๆ สถานะการทำงานอุปกรณ์สามารถพิจารณาได้เป็น 2 สถานะ คือ สถานะปกติ (Up) และสถานะล้มเหลว (Down) โดยในช่วงเริ่มต้นทุกอุปกรณ์ถูกสมมติให้เป็นสถานะปกติ จากนั้นจะเป็นสถานะล้มเหลวและสถานะปกติสลับกันไปตลอดระยะเวลาที่พิจารณา ซึ่งแสดงได้ตามรูปที่ 7.3 โดยระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติเรียกว่า Time to failure (TTF) และระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลวเรียกว่า Time to repair (TTR) สำหรับแผนภาพแสดงการจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยวิธี Sequential MCS มีแสดงตามรูปที่ 7.4

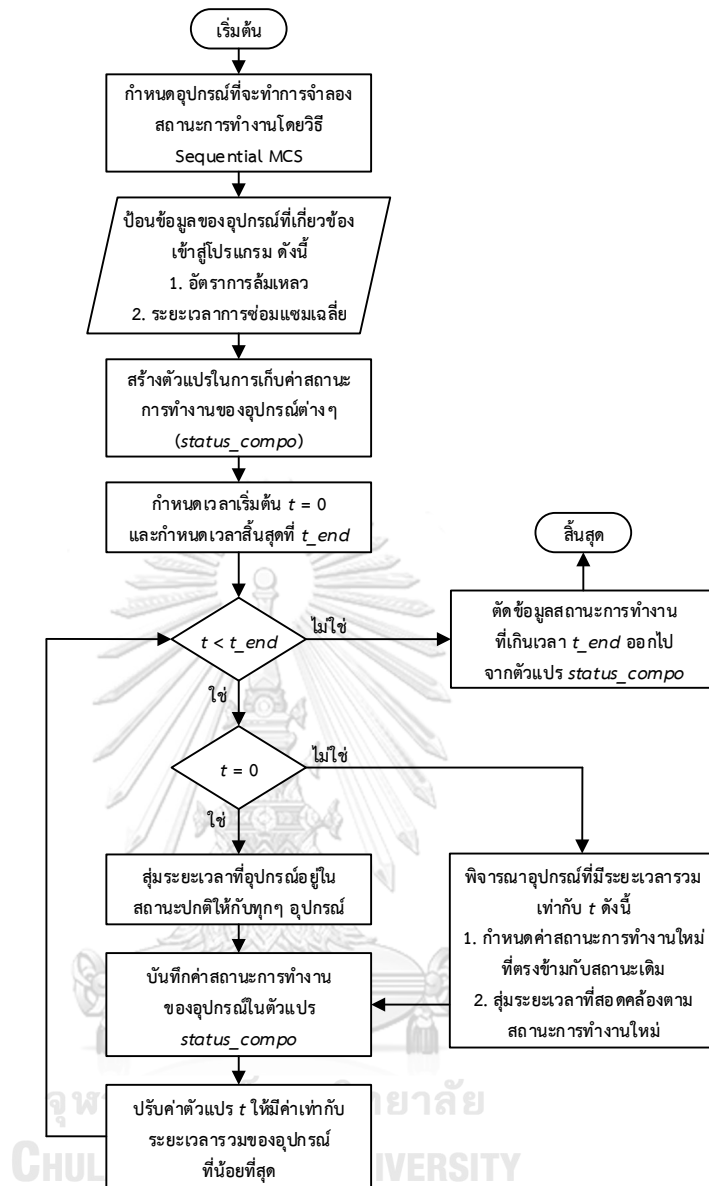
ในลำดับถัดไปเป็นการอธิบายวิธีการในแต่ละขั้นตอนตามแผนภาพในรูปที่ 7.4 ซึ่งประกอบด้วยหัวข้อต่างๆ ดังนี้

7.4.1 การกำหนดอุปกรณ์ที่จะทำการจำลองสถานะการทำงาน

เนื่องจากสายส่งและหม้อแปลงกำลังเป็นอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าที่มีโอกาสเกิดความผิดปกติสูงสุด ดังนั้นอุปกรณ์ดังกล่าวจึงถูกเลือกให้มีการจำลองสถานะการทำงานโดยวิธี Sequential MCS เพื่อนำมาพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า สำหรับข้อมูลอัตราการล้มเหลว (Failure rate: λ) และระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ย (Mean time to repair: $MTTR$) ของสายส่งและหม้อแปลงกำลัง ซึ่งเป็นข้อมูลสำคัญที่นำมาใช้ในการจำลองการสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยวิธี Sequential MCS ได้แสดงไว้ในบทที่ 8



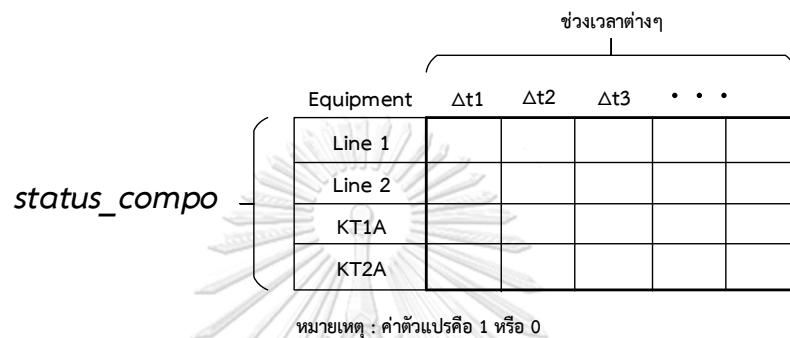
รูปที่ 7.3 ตัวอย่างสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่ถูกสร้างโดยวิธี Sequential MCS



รูปที่ 7.4 การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยวิธี Sequential MCS

7.4.2 ตัวแปรสำหรับบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์

สถานะการทำงานของอุปกรณ์จะถูกบันทึกไว้ในตัวแปร *status_compo* ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเมทริกซ์ ในแต่ละแถวแสดงข้อมูลสถานะการทำงานของอุปกรณ์หนึ่งที่ช่วงเวลาต่างๆ แผนภาพอธิบายตัวแปร *status_compo* แสดงไว้ในรูปที่ 7.5 โดยการบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์ “1” หมายถึง สถานะปกติ และ “0” หมายถึง สถานะล้มเหลว



รูปที่ 7.5 แผนภาพอธิบายตัวแปร *status_compo*

7.4.3 การสุ่มระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ

- 1) สมการที่ใช้ในการสุ่มระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ (*TTF*) ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติที่ทำการสุ่มในแต่ละครั้งจะสมมติให้มีการกระจายตัวแบบเอกซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) ซึ่งแสดงเป็นสมการได้ดังนี้

$$TTF_i = (-1) \times \left(\frac{1}{\lambda} \right) \times \ln(1 - U_i) \quad (7.1)$$

โดยที่	TTF_i	ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติจากการสุ่มครั้งที่ i ของอุปกรณ์ที่กำลังพิจารณา	[นาที]
	λ	อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่กำลังพิจารณา	[ครั้ง/นาที]
	U_i	ค่าจำนวนจริงที่ได้จากการสุ่มครั้งที่ i โดยสมมติให้มีการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง (0,1) โดยค่านี้ได้จากการสุ่มด้วยคำสั่ง “rand” ของโปรแกรม MATLAB	

2) การปรับค่า TTF_i ที่ได้จากการสุ่มให้เป็นจำนวนเต็มทีหารด้วย 15 ลงตัว เนื่องจากคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามีการพิจารณาทุกๆ 15 นาที ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงทำการปรับค่า TTF_i ที่ได้จากการสุ่มในแต่ละครั้งให้สอดคล้องตามช่วงเวลาในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยมีลำดับและเงื่อนไขในการดำเนินการ ดังนี้

- ลำดับที่ 1: ทำให้ค่า TTF_i ที่ได้จากการสุ่มเป็นเลขจำนวนเต็ม
- ลำดับที่ 2: หาเศษเหลือจากการหาร TTF_i ด้วย 15
- ลำดับที่ 3: กำหนดค่า TTF_i ใหม่ให้เป็นไปตามเงื่อนไข ต่อไปนี้

$$TTF_i = \begin{cases} TTF_i + (15 - \text{เศษเหลือ}) & , \text{เศษเหลือ} > 7 \\ TTF_i - \text{เศษเหลือ} & , \text{เศษเหลือ} \leq 7 \end{cases}$$

7.4.4 การสุ่มระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว

1) สมการที่ใช้ในการสุ่มระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลว (TTR) ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลวที่มีการสุ่มในแต่ละครั้งจะสมมติให้มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) ซึ่งแสดงเป็นสมการได้ดังนี้

$$TTR_i = MTTR + \sigma Z_i \quad (7.2)$$

โดยที่	TTR_i	ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะล้มเหลวจากการสุ่มครั้งที่ i ของอุปกรณ์ที่กำลังพิจารณา	[นาที]
	$MTTR$	ระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ที่กำลังพิจารณา	[นาที]
	σ	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน ซึ่งสมมติให้มีค่าเป็น 10% ของค่า $MTTR$	[นาที]
	Z_i	ค่าจำนวนจริงที่ได้จากการสุ่มครั้งที่ i โดยสมมติให้มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) ที่มีค่าเฉลี่ยเป็นศูนย์และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเป็นหนึ่ง ซึ่งค่านี้ได้จากการสุ่มด้วยคำสั่ง “randn” ของโปรแกรม MATLAB	

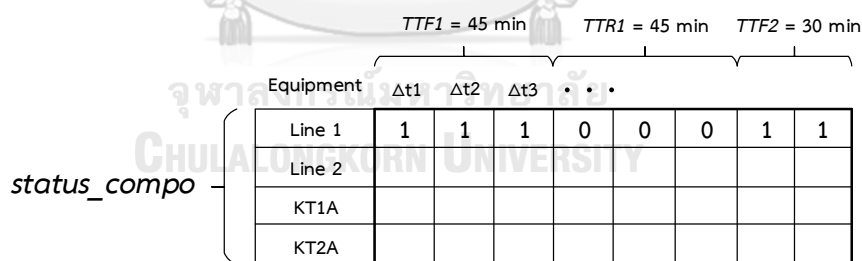
2) การปรับค่า TTR_i ที่ได้จากการสุ่มให้เป็นจำนวนเต็มทีหารด้วย 15 ลงตัว เนื่องจากคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามีการพิจารณาทุกๆ 15 นาที ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงทำการปรับค่า TTR_i ที่ได้จากการสุ่มในแต่ละครั้งให้สอดคล้องตามช่วงเวลาในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยมีลำดับและเงื่อนไขในการดำเนินการ ดังนี้

- ลำดับที่ 1: ทำให้ค่า TTR_i ที่ได้จากการสุ่มเป็นเลขจำนวนเต็ม
- ลำดับที่ 2: หาเศษเหลือจากการหาร TTR_i ด้วย 15
- ลำดับที่ 3: กำหนดค่า TTR_i ใหม่ให้เป็นไปตามเงื่อนไข ต่อไปนี้

$$TTR_i = \begin{cases} TTR_i + (15 - \text{เศษเหลือ}) & , \text{ เศษเหลือ} > 7 \\ TTR_i - \text{เศษเหลือ} & , \text{ เศษเหลือ} \leq 7 \end{cases}$$

7.4.5 การบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่ช่วงเวลาต่างๆ

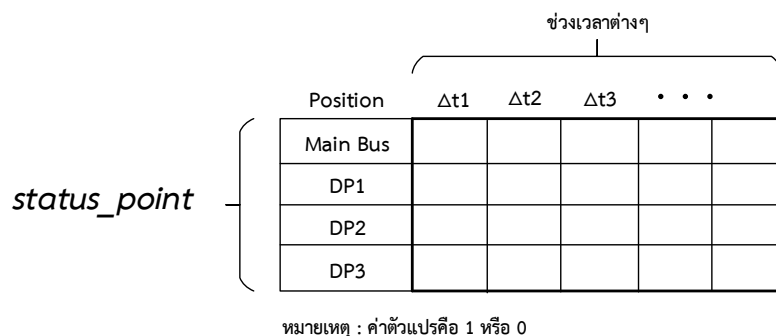
จากรูปที่ 7.6 จะเห็นว่ากรบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในแถวใดๆ ของตัวแปร $status_comp$ จากค่า TTF และ TTR ที่สุ่มมาได้ในแต่ละครั้ง จะมีการพิจารณาเป็นรายช่วงเวลา ช่วงเวลาละ 15 นาที ซึ่งสอดคล้องตามการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยช่วงเวลาเริ่มต้นจะเริ่มบันทึกจากช่องในคอลัมน์แรก และจะบันทึกในช่องคอลัมน์ถัดไปในแถวเดียวกันต่อเนื่องไปเรื่อยๆ ตามระยะเวลาที่เพิ่มขึ้น สำหรับสถานะการทำงานของอุปกรณ์ “1” หมายถึง สถานะปกติ และ “0” หมายถึง สถานะล้มเหลว



รูปที่ 7.6 ตัวอย่างการบันทึกสถานะการทำงานของอุปกรณ์ Line 1 ในตัวแปร $status_comp$

7.5 การสร้างตัวแปรในการบันทึกสถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในรอบการพิจารณาใดๆ

สถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้จะถูกบันทึกไว้ในตัวแปร $status_point$ ซึ่งเป็นตัวแปรชนิดเมทริกซ์ ในแต่ละแถวแสดงข้อมูลสถานะของตำแหน่งหนึ่งที่ช่วงเวลาต่างๆ แผนภาพอธิบายตัวแปร $status_point$ แสดงไว้ในรูปที่ 7.7 สำหรับการบันทึกสถานะของตำแหน่ง “1” หมายถึง สถานะปกติ และ “0” หมายถึง สถานะล้มเหลว (เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ)

รูปที่ 7.7 แผนภาพอธิบายตัวแปร *status_point*

7.6. การพิจารณาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ในรอบการพิจารณาหนึ่งๆ หรือรอบการจำลองหนึ่งๆ ณ ช่วงเวลาต่างๆ ได้กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มีการทำงานในฟังก์ชัน PQ operation ที่มีการทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) ตามที่ได้อธิบายไว้แล้วในบทที่ 5 โดยข้อมูลการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบการจำลองทั้งหมดจะถูกบันทึกไว้ ได้แก่ สถานะของช่วงเวลาวิกฤติ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่มีการเรียกใช้งานเพื่อตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้าได้ และสถานะของประจุของแบตเตอรี่ จากนั้นข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำมาวิเคราะห์และประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ ต่อไป ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน ดังที่จะกล่าวถึงในหัวข้อต่อไป

7.6.1 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้

การพิจารณาจำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ จะมีการแยกพิจารณาออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ แบตเตอรี่และระบบแปลงผันกำลัง ซึ่งจะแสดงผ่านค่าดัชนีต่างๆ ดังต่อไปนี้

- 1) จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน หมายถึง จำนวนรอบการจำลองทั้งหมดที่ตรวจพบที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลัง (ขึ้นอยู่กับบริบทที่นำไปใช้) ซึ่งในการแสดงผลค่าดัชนีดังกล่าวนี้จะแสดงค่าเป็นเปอร์เซ็นต์โดยเทียบกับจำนวนรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ เนื่องจากการจำลองในแต่ละกรณีศึกษาอาจมีจำนวนรอบการจำลองทั้งหมดที่แตกต่างกันซึ่งเป็นผลจากการจำลองเหตุการณ์แบบ Sequential MCS โดยค่าดัชนีดังกล่าวนี้จะสะท้อนให้เห็นว่าเมื่อนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามขนาดพิกัดที่คำนวณได้มาใช้งานในกรณีศึกษาต่างๆ

ตามที่สมมติขึ้นแล้วนั้น ในช่วงเวลาหนึ่งปีที่พิจารณา (การจำลองแต่ละครั้ง มีระยะเวลา 1 ปี) จะมีโอกาสในการใช้งานแบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลังมากน้อยเพียงใด

- 2) ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน หมายถึง ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลัง (ขึ้นอยู่กับบริบทที่นำไปใช้) ซึ่งเป็นค่าที่ถูกคำนวณมาจากรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลังเท่านั้น (ขึ้นอยู่กับบริบทที่นำไปใช้) โดยค่าดัชนีดังกล่าวนี้จะสะท้อนให้เห็นว่าเมื่อนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามขนาดพิกัดที่คำนวณได้มาใช้งานในกรณีศึกษาต่างๆ ตามที่สมมติขึ้นแล้วนั้น ในช่วงเวลาหนึ่งปีใดๆ (การจำลองแต่ละครั้งมีระยะเวลา 1 ปี) แบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลังดังกล่าวจะมีระยะเวลาที่ถูกเรียกใช้งานในฟังก์ชันที่กำหนดไว้เพื่อตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้ามากน้อยเพียงใด ทั้งนี้ ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งานดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งานที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ
- 3) ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้ หมายถึง ระยะเวลาเฉลี่ยที่แบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลัง (ขึ้นอยู่กับบริบทที่นำไปใช้) สามารถตอบสนองต่อการถูกเรียกใช้งานที่เกิดขึ้นได้ ซึ่งเป็นค่าที่ถูกคำนวณมาจากรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลังเท่านั้น (ขึ้นอยู่กับบริบทที่นำไปใช้) โดยค่าดัชนีดังกล่าวนี้จะสะท้อนให้เห็นว่าเมื่อนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามขนาดพิกัดที่คำนวณได้มาใช้งานในกรณีศึกษาต่างๆ ตามที่สมมติขึ้นแล้วนั้น ในช่วงเวลาหนึ่งปีใดๆ (การจำลองแต่ละครั้งมีระยะเวลา 1 ปี) แบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลังดังกล่าวจะมีระยะเวลาที่สามารถตอบสนองต่อการใช้งานในฟังก์ชันที่กำหนดไว้เพื่อตอบสนองต่อระบบส่งไฟฟ้ามากน้อยเพียงใด ทั้งนี้ ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้ดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ
- 4) โอกาสที่ตอบสนองได้ หมายถึง โอกาสที่แบตเตอรี่หรือระบบแปลงผันกำลัง (ขึ้นอยู่กับบริบทที่นำไปใช้) สามารถตอบสนองต่อการถูกเรียกใช้งานที่เกิดขึ้นได้ ซึ่งในการคำนวณค่าดัชนีดังกล่าวจะพิจารณาจากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้และระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียก

ใช้งาน โดยจะแสดงค่าในรูปของเปอร์เซ็นต์ ทั้งนี้ โอกาสที่ตอบสนองได้ดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นโอกาสที่ตอบสนองได้ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ นอกจากนั้นผลคูณระหว่างโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่และโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบแปลงผันกำลังจะมีค่าเป็นโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

7.6.2 ขอบเขตการใช้งาน

การพิจารณาขอบเขตการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ จะมีการแยกพิจารณาออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ แบตเตอรี่และระบบแปลงผันกำลัง ซึ่งสามารถอธิบายได้ตามหัวข้อต่อไปนี้

- 1) ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ที่พิจารณา ได้แก่
 - กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ โดยจะแสดงค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ที่เทียบกับพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ ทั้งนี้ กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ
 - กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ โดยจะแสดงค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ที่เทียบกับพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ ทั้งนี้ กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ
 - สถานะของประจุกต่ำสุด ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ
 - สถานะของประจุสูงสุด ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ
- 2) ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลังที่พิจารณา ได้แก่
 - กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ โดยจะแสดงค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ที่เทียบกับพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบแปลงผันกำลัง ทั้งนี้ กำลังไฟฟ้า

ปรากฏสูงสุดดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นกำลังไฟฟ้า
ปรากฏสูงสุดที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ

- กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ โดยจะแสดงค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ที่เทียบกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของระบบแปลงผันกำลังที่ได้จากการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่กำลังพิจารณา ทั้งนี้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ
- กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งพิจารณาจาการรอบการจำลองทั้งหมดของกรณีศึกษานั้นๆ โดยจะแสดงค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ที่เทียบกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของระบบแปลงผันกำลังที่ได้จากการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่กำลังพิจารณา ทั้งนี้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดดังกล่าวสามารถแยกพิจารณาได้เป็นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระ

7.7 การพิจารณาสถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ ช่วงเวลาต่างๆ

ในช่วงเวลาต่างๆ สถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ จะมีการพิจารณาเป็น 2 ลำดับ ดังนี้

- 1) ตรวจสอบว่าสถานะการทำงานของสายส่งทั้งหมดที่เชื่อมโยงมายังสถานีไฟฟ้าที่กำลังพิจารณานั้นเป็นสถานะล้มเหลวทั้งหมดหรือไม่
ถ้าใช่: สถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าดังกล่าวเป็นสถานะล้มเหลวทั้งหมด
ถ้าไม่ใช่: ต้องพิจารณาในลำดับถัดไป
- 2) พิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบในช่วงเวลาดังกล่าว โดยกำหนดให้สายส่งและหม้อแปลงกำลังมีสถานะการทำงานตามที่ได้จากการจำลองโดยวิธี Sequential MCS พร้อมทั้งพิจารณาการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

ชนิดแบตเตอรี่ด้วย (ถ้ามี) สำหรับสถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้างดงกล่าวในช่วงเวลาที่พิจารณา จะขึ้นอยู่กับค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและขนาดแรงดันไฟฟ้าที่ไหลดบัสว่าเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดหรือไม่ กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งทั้งหมดมีขนาดเกินกว่าความจุ (Capacity) ของบัสอ้างอิง (Slack bus) หรือไม่ (โดยปกติแล้วค่าความจุของบัสใดๆ จะมีพิกัดที่สูงกว่าพิกัดรวมของสายส่งที่เชื่อมโยงมายังบัสดังกล่าวเสมอ) และขึ้นอยู่กับสถานะการทำงานของหม้อแปลงกำลังที่เกี่ยวข้องในช่วงเวลาที่พิจารณาด้วย สำหรับเงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้ามีแสดงไว้ในบทที่ 8 ทั้งนี้หากตำแหน่งที่พิจารณาใดไม่เป็นไปตามเงื่อนไขดังกล่าวจะถือว่าเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ตำแหน่งนั้น

7.8 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของตำแหน่งที่พิจารณา

ในรอบการพิจารณาหนึ่งๆ หลังจากที่ได้พิจารณาครบทุกช่วงเวลาแล้ว ลำดับต่อไปจะนำข้อมูลสถานะของตำแหน่งที่พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ จากตัวแปร *status_point* พร้อมด้วยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้องมาพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ณ ตำแหน่งต่างๆ ที่สนใจ ดังแสดงตามหัวข้อต่อไปนี้

7.8.1 การคำนวณค่าดัชนี SAIFI

สมการที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนี SAIFI ของตำแหน่งที่สนใจต่างๆ ในรอบการพิจารณาใดๆ แสดงได้ตามสมการที่ (7.3) ซึ่งอ้างอิงจาก [14] จากนั้นค่าดัชนี SAIFI ดังกล่าวจะถูกบันทึกไว้ในตัวแปร *SAIFI*

$$SAIFI(x,r) = \frac{8,760 \times N_{failure(x)}}{T_{total(r)}} \quad (7.3)$$

โดยที่	$SAIFI(x,r)$	ค่าดัชนี SAIFI ของตำแหน่ง x ในรอบการพิจารณาที่ r	[ครั้ง/ปี]
	$N_{failure(x)}$	จำนวนครั้งที่ตำแหน่ง x เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ในช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา ซึ่งคำนวณมาจากข้อมูลสถานะของตำแหน่งดังกล่าวของตัวแปร <i>status_point</i>	[ครั้ง]
	$T_{total(r)}$	ระยะเวลาทั้งหมดในรอบการพิจารณาที่ r	[ชั่วโมง]

7.8.2 การคำนวณค่าดัชนี SAIDI

สมการที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนี SAIDI ของตำแหน่งที่สนใจต่างๆ ในรอบการพิจารณาใดๆ แสดงได้ตามสมการที่ (7.4) ซึ่งอ้างอิงจาก [14] จากนั้นค่าดัชนี SAIDI ดังกล่าวจะถูกบันทึกไว้ในตัวแปร SAIDI

$$SAIDI(x, r) = \frac{8,760 \times \sum (\Delta t_{k, failure(x)})}{T_{total(r)}} \quad (7.4)$$

โดยที่	$SAIDI(x, r)$	ค่าดัชนี SAIDI ของตำแหน่ง x ในรอบการพิจารณาที่ r	[ชั่วโมง/ปี]
	$\Delta t_{k, failure(x)}$	ระยะเวลาในช่วงเวลา k ใดๆ ที่ตำแหน่ง x เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลสถานะของตำแหน่งดังกล่าวของตัวแปร $status_point$	[ชั่วโมง]
	$T_{total(r)}$	ระยะเวลาทั้งหมดในรอบการพิจารณาที่ r	[ชั่วโมง]

7.8.3 การคำนวณค่าดัชนี EENS

สมการที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนี EENS ของตำแหน่งที่สนใจต่างๆ ในรอบการพิจารณาใดๆ แสดงได้ตามสมการที่ (7.5) ซึ่งอ้างอิงจาก [14] แสดงได้ดังนี้

$$EENS(x, r) = \frac{8,760 \times \sum (\Delta t_{k, failure(x)} \times P_{k, failure(x)})}{T_{total(r)}} \quad (7.5)$$

โดยที่	$EENS(x, r)$	ค่าดัชนี EENS ของตำแหน่ง x ในรอบการพิจารณาที่ r	[MWh/ปี]
	$\Delta t_{k, failure(x)}$	ระยะเวลาในช่วงเวลา k ใดๆ ที่ตำแหน่ง x เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลสถานะของตำแหน่งดังกล่าวของตัวแปร $status_point$	[ชั่วโมง]
	$P_{k, failure(x)}$	กำลังไฟฟ้าจริงที่กำลังดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้าในช่วงเวลา k ใดๆ ของตำแหน่ง x ขณะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ	[MW]
	$T_{total(r)}$	ระยะเวลาทั้งหมดในรอบการพิจารณาที่ r	[ชั่วโมง]

7.9 การตรวจสอบเงื่อนไขการลู่เข้า

การตรวจสอบเงื่อนไขการลู่เข้าของค่าดัชนีความเชื่อถือได้จะเริ่มตรวจสอบตั้งแต่เมื่อเสร็จสิ้นรอบการพิจารณาที่ 41 เป็นต้นไป หากค่าสัมประสิทธิ์การลู่เข้า (α) ของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดแล้วนั้น จะถือว่าเกิดการลู่เข้า โดยการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การลู่เข้าของค่าดัชนีความเชื่อถือได้หนึ่งๆ ในรอบการพิจารณาต่างๆ แสดงได้ตามสมการที่ (7.6) ดังนี้

$$\alpha_r = \frac{S.D.(X_{1 \rightarrow r})}{E(X_{1 \rightarrow r})} \quad (7.6)$$

โดยที่	α_r	ค่าสัมประสิทธิ์การลู่เข้าของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่กำลังพิจารณาในรอบการพิจารณาที่ r
	$X_{1 \rightarrow r}$	ชุดข้อมูลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่กำลังพิจารณาของรอบการคำนวณที่ 1 ถึง r
	$S.D.(X_{1 \rightarrow r})$	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) ของชุดข้อมูลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่กำลังพิจารณาของรอบการคำนวณที่ 1 ถึง r
	$E(X_{1 \rightarrow r})$	ค่าเฉลี่ย (Expected value) ของชุดข้อมูลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่กำลังพิจารณาของรอบการคำนวณที่ 1 ถึง r

สำหรับเกณฑ์การพิจารณาการลู่เข้าของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ใดๆ ในรอบการพิจารณาต่างๆ มีวิธีการดังนี้

- นำค่าเฉลี่ยของค่าสัมประสิทธิ์การลู่เข้าของรอบการพิจารณาย้อนหลังจำนวน 40 รอบ มาเปรียบเทียบกับค่าสัมประสิทธิ์การลู่เข้าของรอบการพิจารณาในปัจจุบัน
- หากผลลัพธ์ที่ได้ในข้อ 1) มีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 5 จะถือว่าเกิดการลู่เข้า

7.10 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้เฉลี่ยของตำแหน่งที่พิจารณา

สมการแสดงการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้เฉลี่ยของตำแหน่งใดๆ ที่พิจารณา สามารถแสดงได้ตามสมการที่ (7.7) ถึง (7.9) ดังนี้

$$\overline{SAIFI}_x = \frac{\sum_{r=1}^N SAIFI(x,r)}{N} \quad (7.7)$$

$$\overline{SAIDI}_x = \frac{\sum_{r=1}^N SAIDI(x,r)}{N} \quad (7.8)$$

$$\overline{EENS}_x = \frac{\sum_{r=1}^N EENS(x,r)}{N} \quad (7.9)$$

โดยที่	\overline{SAIFI}_x	ค่าดัชนี SAIFI เฉลี่ยของตำแหน่ง x	[ครั้ง/ปี]
	\overline{SAIDI}_x	ค่าดัชนี SAIDI เฉลี่ยของตำแหน่ง x	[ชั่วโมง/ปี]
	\overline{EENS}_x	ค่าดัชนี EENS เฉลี่ยของตำแหน่ง x กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขณะดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้า	[MWh/ปี]
	N	จำนวนรอบทั้งหมดในการพิจารณา	

7.11 การคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Outage cost) ที่ตำแหน่งที่พิจารณา ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ใดๆ จะคำนวณจากค่าดัชนี EENS ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขณะดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้าเท่านั้น เนื่องจากในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขณะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้านั้น ด้วยเทคโนโลยีทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าในปัจจุบันระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าผ่านตำแหน่งที่พิจารณาดังกล่าวอาจมีความสามารถในการคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดที่อยู่ในระบบไฟฟ้าของตนเองได้ สมการแสดงการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสามารถแสดงได้ดังนี้

$$Outage\ cost_x = 1,000 \times IER \times \overline{EENS}_x \quad (7.10)$$

โดยที่	$Outage\ cost_x$	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ตำแหน่ง x	[ล้านบาท]
	IER	อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate) ซึ่งมีมูลค่า 86.3 บาท/kWh อ้างอิงจาก [26]	[บาท/kWh]
	\overline{EENS}_x	ค่าดัชนี EENS เฉลี่ยของตำแหน่ง x กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขณะดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบส่งไฟฟ้า	[MWh/ปี]



บทที่ 8

ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบและการกำหนดกรณีศึกษา

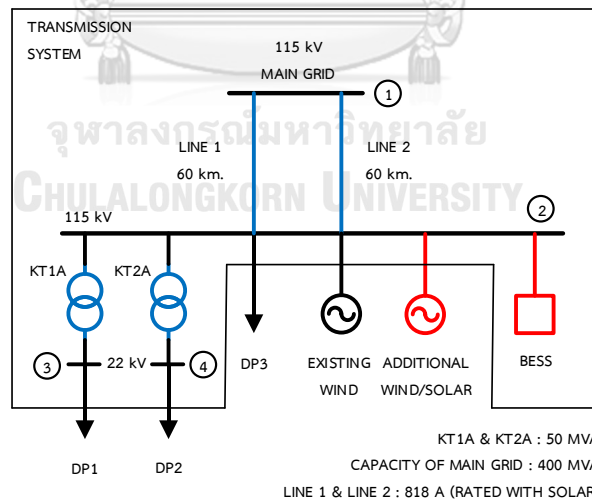
ในบทนี้ได้กล่าวถึงข้อมูลสำคัญที่ใช้ในการทดสอบของวิทยานิพนธ์ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และจากแหล่งอ้างอิงอื่นๆ ที่มีความน่าเชื่อถือ นอกจากนี้ได้กล่าวถึงการกำหนดกรณีศึกษาไว้ในตอนท้ายด้วย การนำเสนอในบทนี้ประกอบด้วย 5 หัวข้อ ได้แก่

- 1) ข้อมูลระบบทดสอบ
- 2) ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้อง
- 3) ข้อมูลขนาดแรงดันไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าหลัก
- 4) ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่
- 5) การกำหนดกรณีศึกษา

8.1 ข้อมูลระบบทดสอบ

ข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบทดสอบได้มีการนำเสนอเป็นลำดับตามหัวข้อต่อไปนี้

8.1.1 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ



รูปที่ 8.1 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ [27]

ระบบทดสอบของวิทยานิพนธ์ที่แสดงไว้ในรูปที่ 8.1 คือ ระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) บริเวณอำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ

ซึ่งอยู่ในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ สำหรับข้อมูลทั่วไปของสถานีไฟฟ้าในปัจจุบัน (Existing) ที่สนใจซึ่งอยู่ที่บัสหมายเลข 2 มีดังนี้

- มีสายส่ง 115 กิโลโวลต์ เชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก (Main grid) ที่บัสหมายเลข 1 จำนวน 2 วงจร ระยะทาง 60 กิโลเมตร/วงจร ได้แก่ สายส่งหมายเลข 1 (Line 1) และ สายส่งหมายเลข 2 (Line 2)
- มีจุดจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution point) ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ผ่านหม้อแปลงกำลังหมายเลข 1 และ 2 (KT1A และ KT2A) จำนวน 2 จุด ได้แก่ DP1 และ DP2 ซึ่งจะกำหนดให้ตำแหน่งดังกล่าวเป็นบัสหมายเลข 3 และ 4 ตามลำดับ
- มีจุดจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution point) ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ จำนวน 1 จุด ได้แก่ DP3 ซึ่งอยู่ที่บัสหมายเลข 2
- มีจุดเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่บัสหมายเลข 2 ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ จำนวน 1 จุด
- ไม่พิจารณาการใช้งานคาปาซิเตอร์แบงก์ (Capacitor bank) ที่มีติดตั้งจริงอยู่ที่บัสหมายเลข 2 ถึง 4 ขนาดพิกัดรวม 33.6 MVar และตัวเปลี่ยนจุดแยกของหม้อแปลงขณะมีไฟฟ้า (On-load tap-changer: OLTC) ที่หม้อแปลง KT1A และ KT2A

การศึกษาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีการจำลองการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบที่บัสหมายเลข 2 ซึ่งโรงไฟฟ้างดังกล่าวมีชื่อเรียกว่า “Additional Wind/Solar” ดังแสดงไว้ในรูปที่ 8.1 และปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวจะใช้ในการกำหนดกรณีศึกษาต่อไป สำหรับระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (BESS) ที่นำมาจำลองการใช้งานเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาต่างๆ มีตำแหน่งติดตั้งอยู่ที่บัสหมายเลข 2 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 8.1 เช่นเดียวกัน นอกจากนี้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ายังได้พิจารณาความผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นได้ของสายส่งและหม้อแปลงกำลังโดยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยวิธีแบบมีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential MCS)

8.1.2 ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์

จากข้อมูลในตารางที่ 8.1 พบว่าในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่อยู่ในระบบทดสอบมีกำลังผลิตติดตั้งรวม คือ 129.40 และ 77.45 เมกะวัตต์ ตามลำดับ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานลมดังกล่าวเป็นทั้งโรงไฟฟ้าที่จัดอยู่ในประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (Small power producer: SPP) และประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กมาก (Very small power producer: VSPP) ในส่วนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวเป็นโรงไฟฟ้าที่จัดอยู่ในประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กมาก

(VSPP) เท่านั้น โดยโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยตรง หรือเชื่อมต่อผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ก็ได้ แต่สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) จะมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เท่านั้น

ตารางที่ 8.1 ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในปัจจุบัน (Existing) ของระบบทดสอบ [28]

ประเภทพลังงาน	ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า		รวม (เมกะวัตต์)
	SPP (เมกะวัตต์)	VSPP (เมกะวัตต์)	
ลม	110.00	19.40	129.40
แสงอาทิตย์	0.00	77.45	77.45
รวม	110.00	96.85	206.85

8.1.3 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ

ตารางที่ 8.2 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ [29, 30]

ลำดับ	ชื่ออุปกรณ์	ระยะทาง (กิโลเมตร)	ค่าพิกัด	ค่าพารามิเตอร์		
				R1 (p.u.)	X1 (p.u.)	B1 (p.u.)
1	Line 1	60.028	818 A (with solar)	0.036942	0.169494	0.024586
2	Line 2	60.028	818 A (with solar)	0.036976	0.169412	0.024587
3	KT1A	-	50 MVA	-	0.254800	-
4	KT2A	-	50 MVA	-	0.252400	-
5	BUS 1	-	400 MVA*	-	-	-

หมายเหตุ: * หมายถึง ค่าความจุของโครงข่ายไฟฟ้าหลัก (Capacity of Main Grid)

ตารางที่ 8.3 ข้อมูลอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งและหม้อแปลงกำลังในระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของ กฟผ. [14]

ลำดับ	ประเภทอุปกรณ์	อัตราการล้มเหลว	ระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ย
1	สายส่ง (Overhead)	0.02665691 ครั้ง/ปี/วงจร-กิโลเมตร	0.751544036 ชั่วโมง/ครั้ง/วงจร-กิโลเมตร
2	หม้อแปลงกำลัง (Outdoor)	0.24040000 ครั้งต่อปี	1.626400000 ชั่วโมง/ครั้ง

ข้อมูลของสายส่งและหม้อแปลงกำลังในตารางที่ 8.2 ได้นำไปใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและการกำหนดเงื่อนไขในการคำนวณขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบส่งไฟฟ้าในกรณีต่างๆ สำหรับข้อมูลในตารางที่ 8.3 ได้นำไปใช้ในการจำลองสถานะการทำงานของสายส่งและหม้อแปลงกำลังโดยวิธี Sequential MCS

8.1.4 เงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า

ตารางที่ 8.4 เงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า

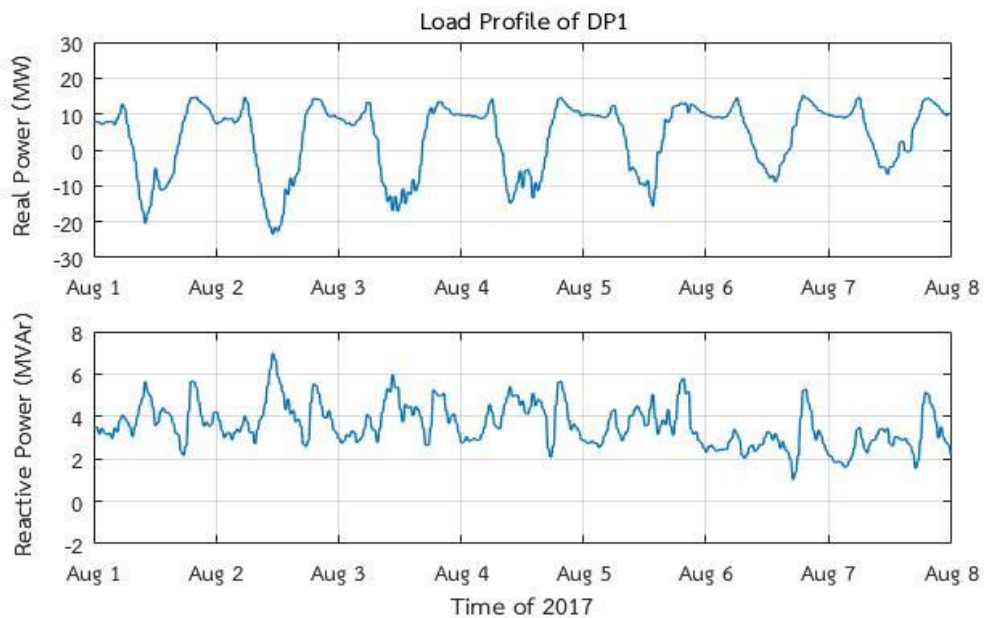
ลำดับ	เงื่อนไขการปฏิบัติการ	เกณฑ์การประเมิน	
		ปกติ	ฉุกเฉิน (ไม่เกิน 30 นาที)
1	แรงดันไฟฟ้าที่บัส	0.95-1.05 p.u.	0.90-1.10 p.u.
2	กระแสที่ไหลในสายส่ง	ไม่เกินค่าพิกัด	ไม่เกิน 120% ของค่าพิกัด

เงื่อนไขการปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้าในตารางที่ 8.4 เป็นเงื่อนไขที่สมมติขึ้นเพื่อใช้ในการกำหนดการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่บัสใดๆ (เงื่อนไขลำดับที่ 1) และกำหนดการเกิดเหตุการณ์สายส่งทร립 (เงื่อนไขลำดับที่ 2) ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อแรงดันที่บัสใดๆ หรือกระแสที่ไหลในสายส่งเส้นใดๆ ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขดังกล่าว ทั้งนี้ สถานการณ์ฉุกเฉิน หมายถึง สถานการณ์ที่แรงดันที่บัสใดๆ หรือกระแสที่ไหลในสายส่งเส้นใดๆ ไม่อยู่ในเกณฑ์ปกติ

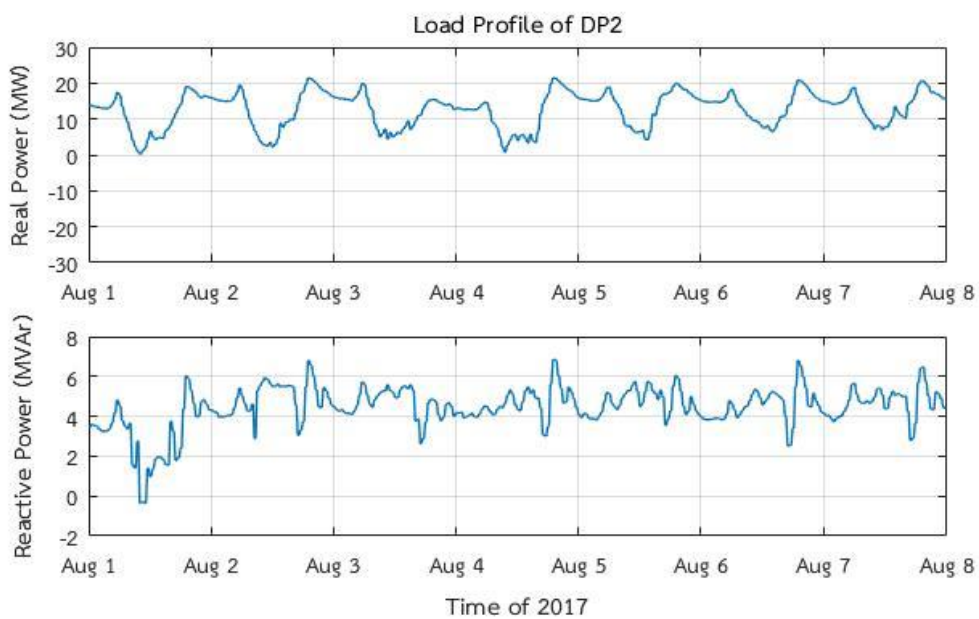
8.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้อง

ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า [31] เป็นข้อมูลราย 30 นาที และข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ [32] เป็นข้อมูลราย 15 นาที ที่ได้ตรวจวัดค่า ณ จุดจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ โดยในการทดสอบของวิทยานิพนธ์ได้พิจารณาข้อมูลในช่วงระหว่างวันที่ 1 มกราคม ถึง 31 ธันวาคม 2560 จากรูปที่ 8.1 พบว่ามีจุดจำหน่ายไฟฟ้าไปยังการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำนวน 3 จุด ได้แก่ DP1 DP2 และ DP3 ซึ่งได้แสดงตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของจุดดังกล่าวในรูปที่ 8.2 – 8.4 และสำหรับจุดจำหน่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Existing Wind) ของระบบทดสอบ ซึ่งอยู่ที่บัสหมายเลข 2 ได้แสดงตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้างดังกล่าวไว้ในรูปที่ 8.5

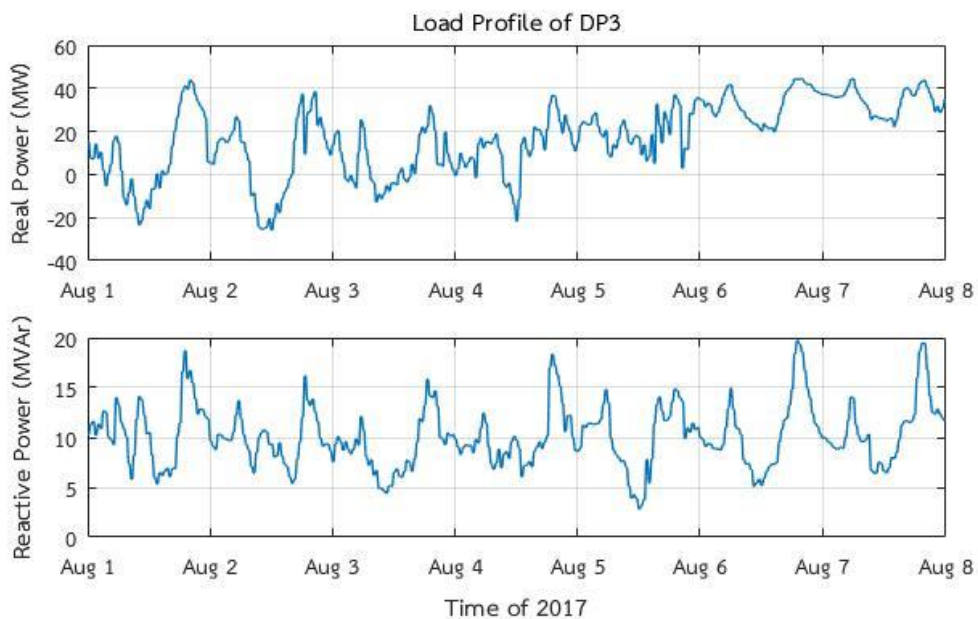
จากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในส่วนที่เป็นกำลังไฟฟ้าจริงของในรูปที่ 8.2 – 8.4 พบว่ามีบางช่วงเวลาที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงย้อนกลับเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า (ค่ากำลังไฟฟ้าจริงติดลบ) เนื่องจากในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า



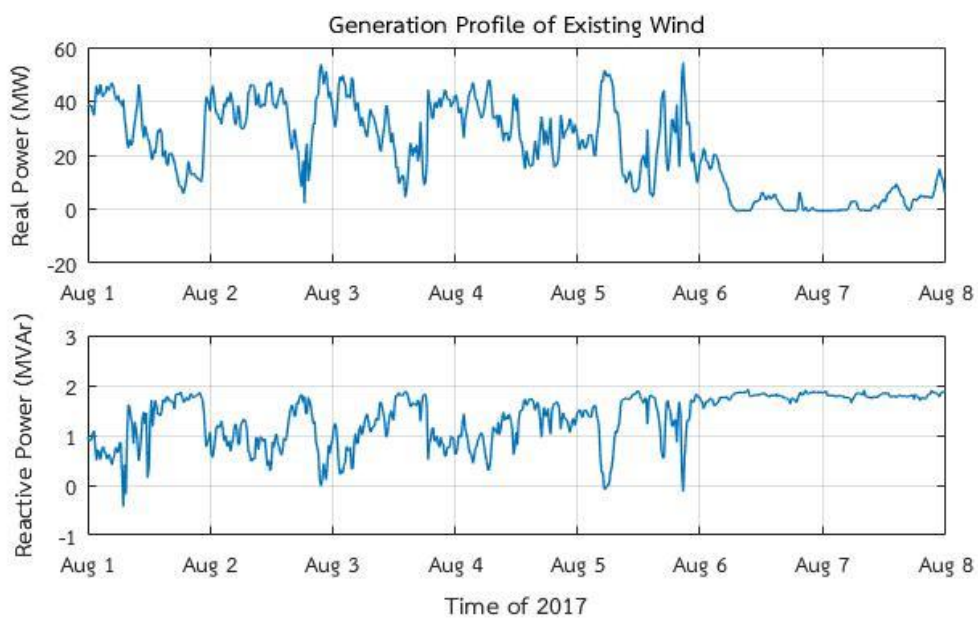
รูปที่ 8.2 ตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุด DP1 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560



รูปที่ 8.3 ตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุด DP2 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560



รูปที่ 8.4 ตัวอย่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุด DP3 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560



รูปที่ 8.5 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Existing Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 60 เมกะวัตต์ ซึ่งเชื่อมต่ออยู่ที่บัสหมายเลข 2 ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560

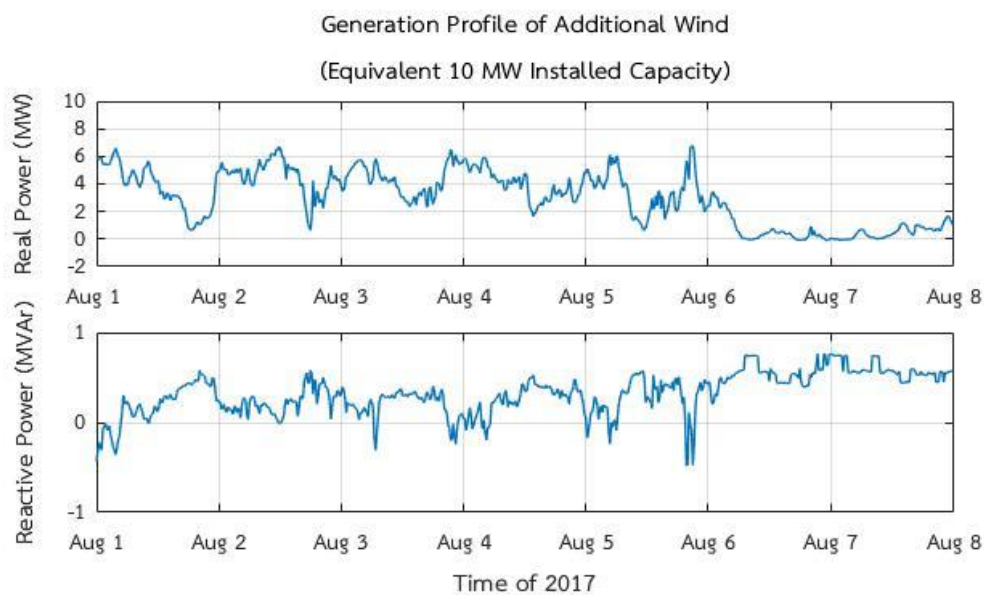
สำหรับตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบที่บัสหมายเลข 2 (Additional Wind/Solar) มีแสดงไว้ในรูปที่ 8.6 และ 8.7 ตามลำดับ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ได้จากการคำนวณตามวิธีการที่ได้แสดงไว้ในบทที่ 6 โดยใช้ข้อมูลของโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่มีรายชื่อแสดงในตารางที่ 8.5 และ 8.6 ดังนี้

ตารางที่ 8.5 รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานลมประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) [33]

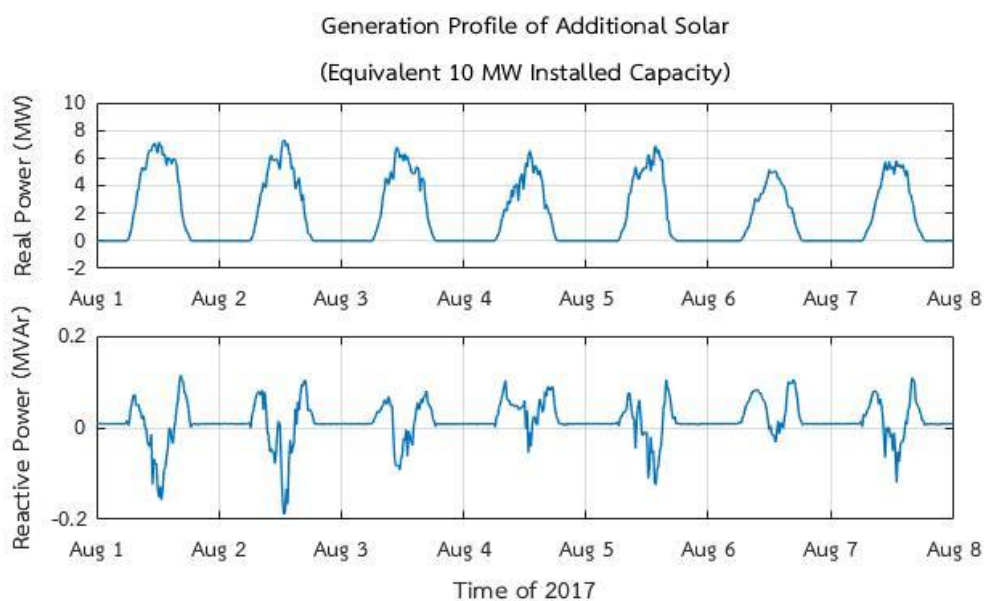
ลำดับ	ชื่อเจ้าของโครงการ	ที่ตั้งโครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	กำลังผลิตตามสัญญา (MW)	วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)
1	บริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	103.5	90.0	14 พ.ย. 55
2	บริษัท เค. อาร์. ทู จำกัด	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	103.5	90.0	8 ก.พ. 56
3	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จำกัด	อ.ซับใหญ่ จ.ชัยภูมิ	80.0	80.0	16 ธ.ค. 59
4	บริษัท วะตะแบก วินด์ จำกัด	อ.เทพสถิต จ.ชัยภูมิ	60.0	60.0	24 ธ.ค. 59
5	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (โครงการวายุวินด์ฟาร์ม)	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	50.0	50.0	29 ธ.ค. 59
รวมกำลังผลิต			397.0	370.0	

ตารางที่ 8.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) [33]

ลำดับ	ชื่อเจ้าของโครงการ	ที่ตั้งโครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	กำลังผลิตตามสัญญา (MW)	วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)
1	บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี	73.000	55.0	22 ธ.ค. 54
2	บริษัท อีเอ โซล่า นครสวรรค์ จำกัด	อ.ตาคลี จ.นครสวรรค์	126.126	90.0	23 ธ.ค. 56
3	บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด	อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี	52.000	40.0	2 ก.พ. 58
4	บริษัท เอสพีพี ซิค จำกัด	อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี	41.000	41.0	30 ธ.ค. 58
5	บริษัท อีเอ โซล่า พิษณุโลก จำกัด	อ.พรหมพิราม จ.พิษณุโลก	133.920	90.0	1 เม.ย. 59
รวมกำลังผลิต			426.046	316.0	



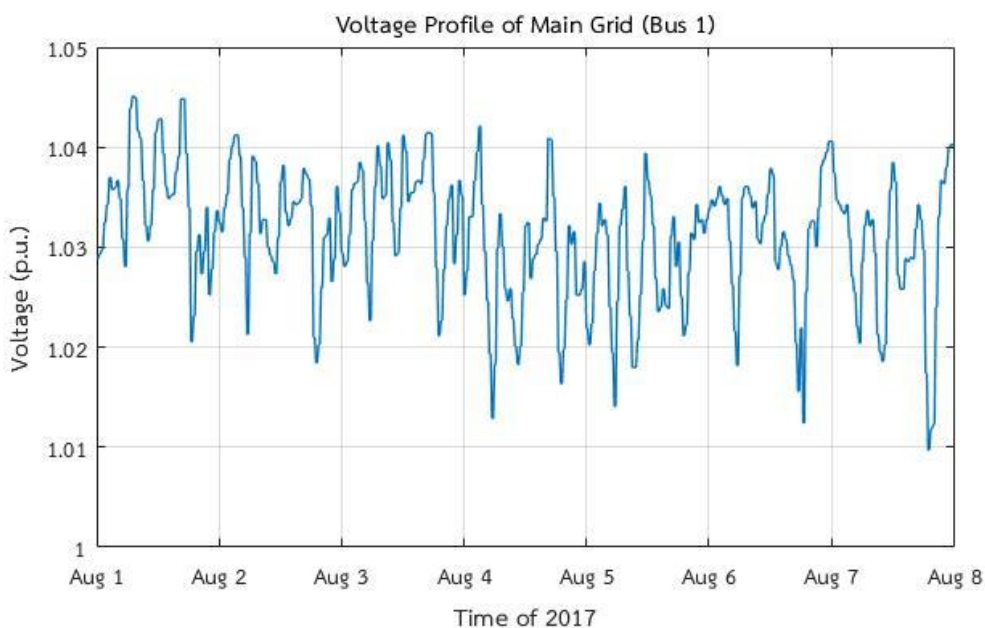
รูปที่ 8.6 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) ที่ป้ายหมายเลข 2 ในขนาดที่เทียบเท่ากับกำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560



รูปที่ 8.7 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) ที่ป้ายหมายเลข 2 ในขนาดที่เทียบเท่ากับกำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560

8.3 ข้อมูลขนาดแรงดันไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าหลัก

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบในช่วงเวลาต่างๆ ได้กำหนดให้บัสหมายเลข 1 เป็นบัสอ้างอิง (Slack bus) สำหรับค่าขนาดแรงดันของบัสอ้างอิงได้กำหนดให้มีค่าเท่ากับขนาดแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของโครงข่ายไฟฟ้าหลักในช่วงเวลานั้นๆ ตัวอย่างข้อมูลขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสอ้างอิงในช่วงเวลาต่างๆ ซึ่งเป็นข้อมูลราย 30 นาที [31] มีแสดงตามรูปที่ 8.8 ดังนี้



รูปที่ 8.8 ตัวอย่างข้อมูลขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัสอ้างอิง (Slack bus) ระหว่างวันที่ 1 – 7 สิงหาคม 2560

8.4 ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

แบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (BESS) ที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้แสดงไว้แล้วในบทที่ 3 โดยในการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าจะมีพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องตามตารางที่ 8.7 ดังนี้

ตารางที่ 8.7 ค่าพารามิเตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (ลิเธียมไอออน)

ลำดับ	ชื่อพารามิเตอร์	ค่าพารามิเตอร์
1	ความลึกของการคายประจุ (DOD) ของแบตเตอรี่	80%
2	ประสิทธิภาพขณะอัดประจุของ BESS	81.53%
3	ประสิทธิภาพขณะคายประจุของ BESS	89.96%

แม้ว่าค่าความลึกของการคายประจุ (DOD) ของแบตเตอรี่แต่ละประเภทจะมีค่าแตกต่างกัน และประสิทธิภาพขณะอัดและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ค่าสถานะของประจุ (SOC) ต่างๆ มีค่าไม่คงที่ แต่วิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้สมมติให้ค่าดังกล่าวเป็นค่าคงที่ตามที่แสดงไว้ในตารางที่ 8.7 ซึ่งอ้างอิงตามคุณลักษณะของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน โดยในการกำหนดความลึกของการคายประจุได้กำหนดให้น้อยกว่าความลึกของการคายประจุสูงสุดโดยทั่วไปของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่มีค่าอยู่ในช่วง 85 – 95% [5] เนื่องด้วยเหตุผลเพราะการใช้งานแบตเตอรี่ที่ค่าสถานะของประจุต่ำจะทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่สั้นลง สำหรับประสิทธิภาพขณะอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ได้อ้างอิงจาก [10] ซึ่งเป็นค่าที่ได้จากการทดลองด้วยแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่ค่าสถานะของประจุของแบตเตอรี่เป็น 40%

8.5 การกำหนดกรณีศึกษา

ตารางที่ 8.8 กรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์

กรณีศึกษาที่	กำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า	
	พลังงานลม (MW)	พลังงานแสงอาทิตย์ (MW)
1	0	0
2	30	0
3	60	0
4	90	0
5	120	0
6	0	30
7	0	60
8	0	90
9	0	120
10	15	15
11	30	30
12	45	45
13	60	60

เนื่องจากเป้าหมายหลักของการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าเพื่อต้องการให้ระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบันสามารถรองรับกำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในพื้นที่และสามารถคงสภาพการจ่ายไฟฟ้าอยู่ได้แม้ว่าจะมีเหตุการณ์ความผิดปกติเกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้า เช่น มีสายส่งบางเส้นหรือหม้อแปลงกำลังบางตัวหลุดออกจาก

ระบบ เป็นต้น ดังนั้นกรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงถูกกำหนดเป็น 13 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 8.8 สำหรับเหตุผลที่กำหนดค่ากำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าอยู่ในช่วงไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ เนื่องจากได้ตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีปกติที่มีการปลดสายส่งออก 1 เส้น (N-1) แล้วพบว่าค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีค่าสูงสุดไม่เกิน 140% ของพิกัดสายส่ง

ในแต่ละกรณีศึกษาที่กำหนดขึ้นจะมีการประเมินขนาดระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ในขนาดพิกัดต่างๆ และมีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้เพื่อเปรียบเทียบให้เห็นความแตกต่างเมื่อมีการติดตั้งและไม่มีการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ พร้อมทั้งประเมินการใช้งานแบตเตอรี่ นอกจากนั้นยังสามารถนำผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาต่างๆ มาวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อระบบส่งไฟฟ้าจากการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในสัดส่วนต่างๆ อีกด้วย



บทที่ 9

ผลการทดสอบและการวิเคราะห์

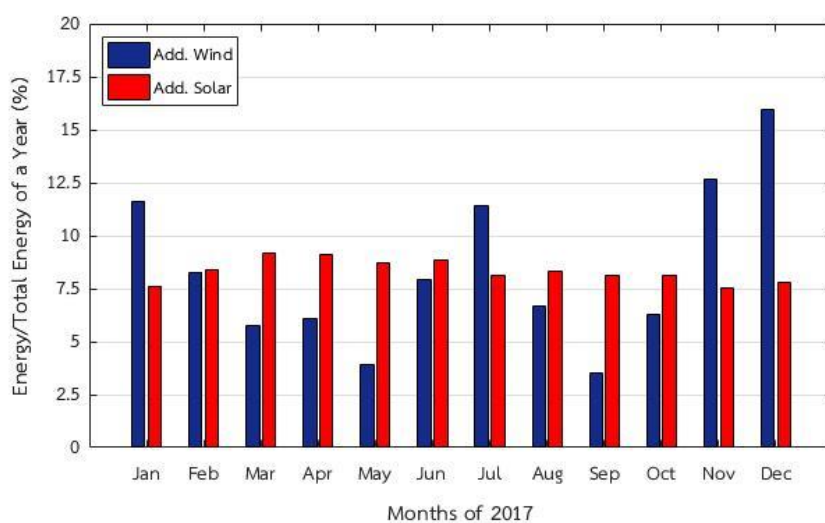
ในบทนี้เป็นการนำเสนอผลการทดสอบและการวิเคราะห์ระบบทดสอบในกรณีศึกษาต่างๆ ตามที่ได้กำหนดขึ้นเพื่อให้บรรลุผลตามวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ 1) ผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามวิธีการของบทที่ 6 และ 2) ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามวิธีการของบทที่ 7 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

9.1 ผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

เพื่อให้สอดคล้องตามขั้นตอนของการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของบทที่ 6 จึงนำเสนอผลลัพธ์และการวิเคราะห์ตามลำดับ ดังนี้

9.1.1 โพรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า

ตัวอย่างโพรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้าในเดือนต่างๆ ของปี พ.ศ. 2560 ได้แสดงไว้ในภาคผนวก ก. โดยในหัวข้อนี้จะเน้นไปที่การวิเคราะห์โพรไฟล์ดังกล่าว ซึ่งจะใช้เป็นข้อมูลสนับสนุนการวิเคราะห์และสรุปผลในส่วนอื่นๆ ต่อไป



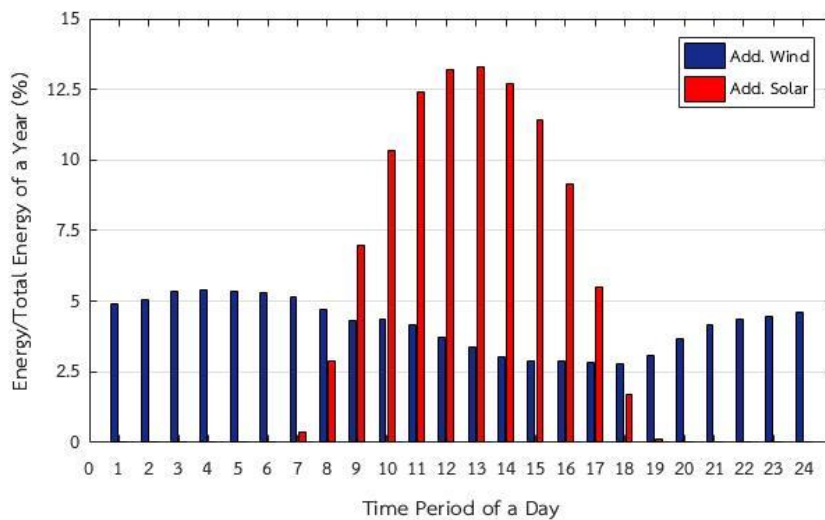
รูปที่ 9.1 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมในเดือนต่างๆ ของปี พ.ศ. 2560 ที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ

จากรูปที่ 9.1 พบว่าสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ฯ ในเดือนต่างๆ ของปี พ.ศ. 2560 มีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก โดยมีค่าอยู่ระหว่างร้อยละ 7.5 – 9 และค่าสูงสุดเกิดขึ้นในเดือนมีนาคม ซึ่งแตกต่างจากสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ ในเดือนต่างๆ ของปีดังกล่าว ที่มีค่าแตกต่างกันอย่างชัดเจน โดยมีค่าอยู่ระหว่างร้อยละ 3 – 16 และค่าสูงสุดเกิดขึ้นในเดือนธันวาคม ส่วนค่าต่ำสุดเกิดขึ้นในเดือนกรกฎาคม จากข้อมูลดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าฤดูกาลจะส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมฯ มากกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ฯ

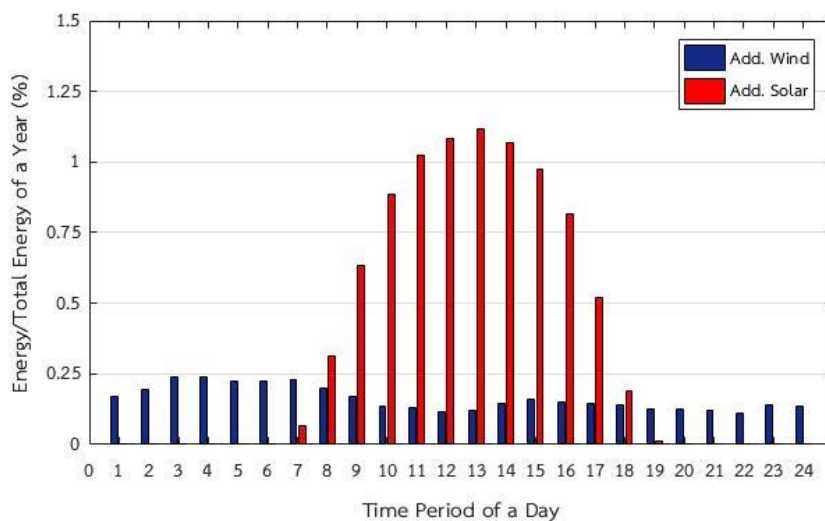
อย่างไรก็ตาม เพื่อให้สามารถอธิบายความแตกต่างของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าทั้งสองดังกล่าวได้อย่างชัดเจนยิ่งขึ้น ในลำดับถัดไปจึงเป็นการแสดงให้เห็นถึงตัวอย่างสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน และระยะเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ โดยแยกพิจารณาเป็น 3 แบบ ได้แก่ 1) การพิจารณาภาพรวมทั้งปี 2) การพิจารณาเฉพาะเดือนพฤษภาคม ซึ่งเป็นเดือนที่มีสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ ต่ำ และ 3) การพิจารณาเฉพาะเดือนธันวาคม ซึ่งเป็นเดือนที่มีสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ สูงสุด ทั้งนี้ ได้แสดงไว้ในรูปที่ 9.2 – 9.7

จากรูปที่ 9.2 ซึ่งเป็นการแสดงสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (ภาพรวมทั้งปี) พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ สามารถผลิตได้ในทุกช่วงเวลาของรอบวัน โดยช่วงที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงคือช่วงเวลา 21:00 – 11:00 น. (กลางคืนถึงเช้า) อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวันของเดือนพฤษภาคม (รูปที่ 9.3) และเดือนธันวาคม (รูปที่ 9.4) ซึ่งเป็นเดือนที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ต่ำและสูงสุด ตามลำดับ พบว่าในช่วงเวลาที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูง (21:00 – 11:00 น.) สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ของเดือนธันวาคมจะสูงกว่าเดือนพฤษภาคมประมาณ 3 – 3.5 เท่า และในช่วงเวลาที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำ (ช่วงเวลาอื่นๆ) สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ของเดือนธันวาคมยังสูงกว่าเดือนพฤษภาคมประมาณ 2 – 3 เท่า อีกด้วย

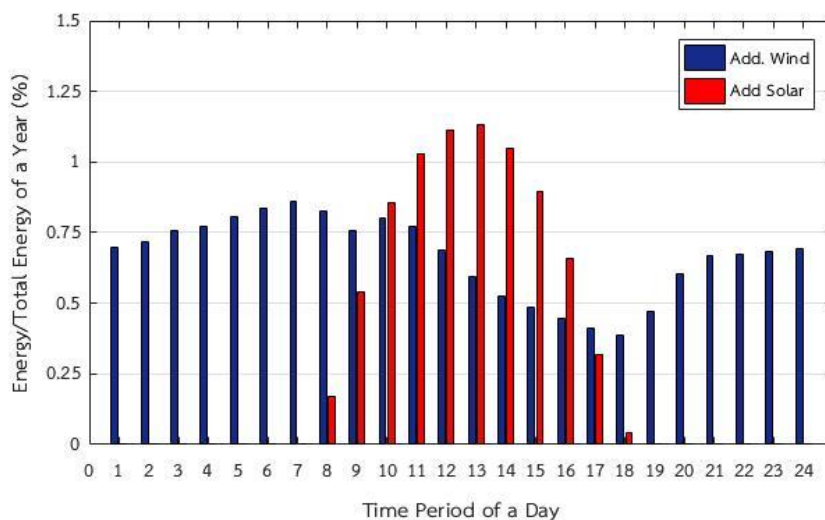
และจากรูปที่ 9.2 สำหรับสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (ภาพรวมทั้งปี) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ฯ พบว่าช่วงเวลาที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้คือช่วงเวลากลางวันเท่านั้นตั้งแต่ 06:00 – 18:00 น. โดยช่วงเวลาที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงคือช่วงเวลา 10:00 – 15:00 น. อย่างไรก็ตาม หากเปรียบเทียบแนวโน้มสัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน ในเดือนต่างๆ พบว่ามีลักษณะที่ใกล้เคียงกัน ตัวอย่างเช่นในเดือนพฤษภาคม (รูปที่ 9.3) และเดือนธันวาคม (รูปที่ 9.4)



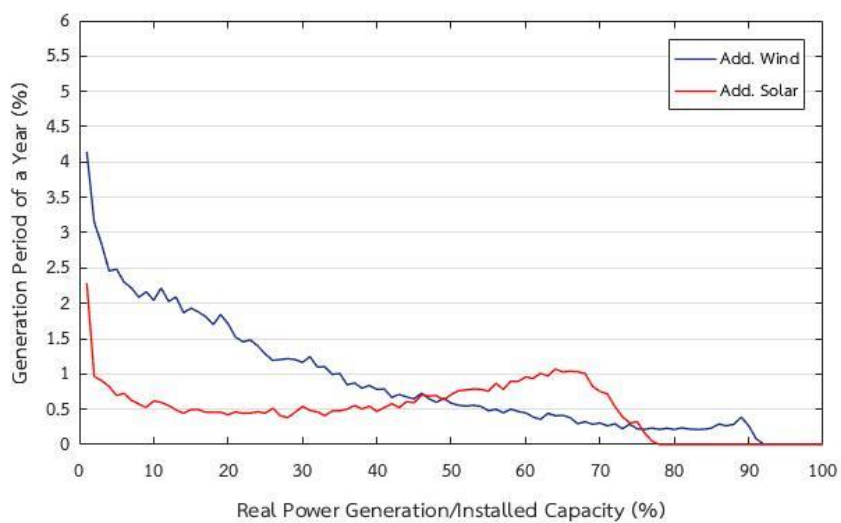
รูปที่ 9.2 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (ภาพรวมทั้งปี)



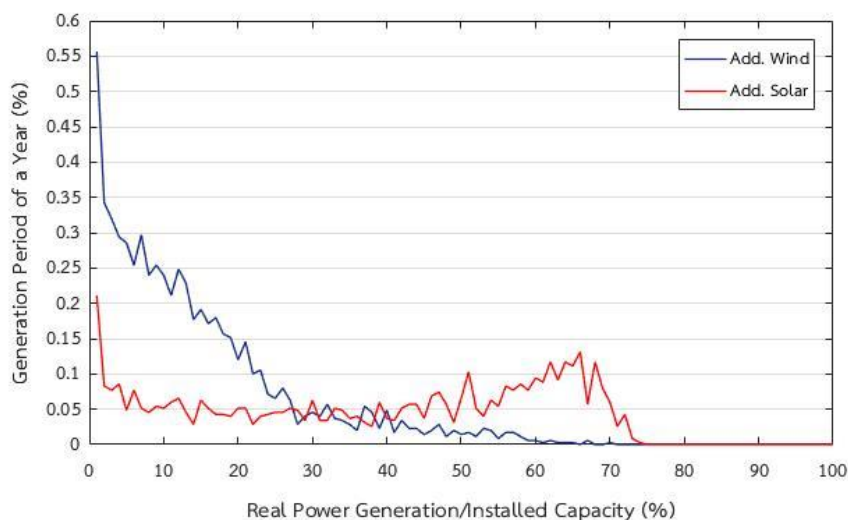
รูปที่ 9.3 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (เดือนพฤษภาคม)



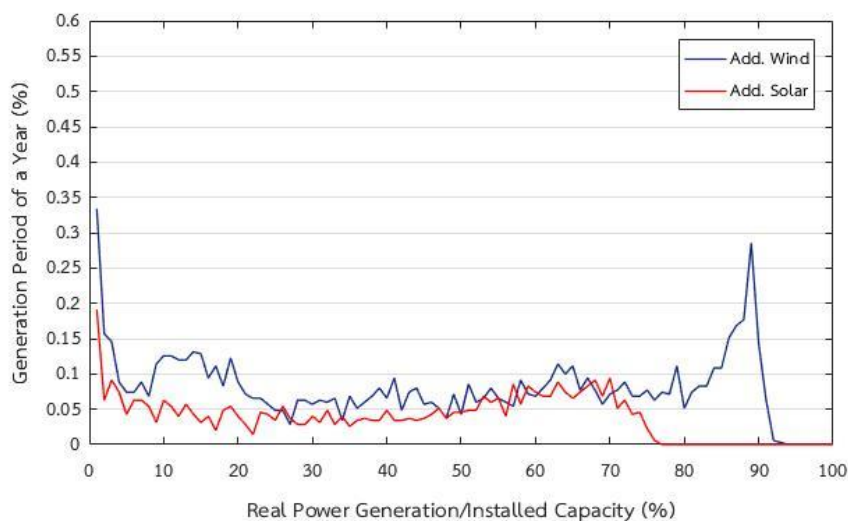
รูปที่ 9.4 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ในช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวัน (เดือนธันวาคม)



รูปที่ 9.5 ระยะเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (ภาพรวมทั้งปี)



รูปที่ 9.6 ระยะเวลารวมที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (เดือนพฤษภาคม)



รูปที่ 9.7 ระยะเวลารวมที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (เดือนธันวาคม)

ลำดับถัดมาจากรูปที่ 9.5 ซึ่งได้แสดงระยะเวลารวมที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ (ภาพรวมทั้งปี) พบว่าหากพิจารณาที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากันของโรงไฟฟ้าแล้ว โรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ฯ และหากพิจารณาการกระจายตัวของข้อมูลดังกล่าวพบว่าในช่วงกำลังผลิตตั้งแต่ร้อยละ 50 ของกำลังผลิตติดตั้งขึ้นไป ระยะเวลารวมที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้างกล่าวได้ของ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ฯ มีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ อย่างไรก็ตาม จากข้อมูลในตารางที่ 9.1 พบว่าในกรณีนี้พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ ยังมีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบระยะเวลาที่สามารถผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนกำลังผลิตต่างๆ ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ของเดือนพฤษภาคม (รูปที่ 9.6) กับเดือนธันวาคม (รูปที่ 9.7) พบว่ามีแนวโน้มที่แตกต่างจากกรณีภาพรวมทั้งปีที่ได้วิเคราะห์ไปแล้วข้างต้น โดยข้อมูลของเดือนพฤษภาคม แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ฯ มีกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้และระยะเวลาที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ร้อยละ 50 ของกำลังผลิตติดตั้งขึ้นไป สูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ แต่จากข้อมูลของเดือนธันวาคมกลับแสดงผลลัพธ์ในทางตรงกันข้าม ทั้งนี้ หากต้องการเปรียบเทียบข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ของเดือนอื่นๆ ในปี พ.ศ. 2560 สามารถศึกษาได้จากข้อมูลในตารางที่ 9.1 ดังนี้

ตารางที่ 9.1 ข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ฯ ปี พ.ศ. 2560

ลำดับ	การพิจารณา	โรงไฟฟ้าพลังงานลมฯ			โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ฯ		
		กำลังไฟฟ้าสูงสุด* (%)	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย* (%)	ระยะเวลารวมที่มีกำลังผลิตตั้งแต่ร้อยละ 50 ขึ้นไป** (%)	กำลังไฟฟ้าสูงสุด* (%)	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย* (%)	ระยะเวลารวมที่มีกำลังผลิตตั้งแต่ร้อยละ 50 ขึ้นไป** (%)
1	เดือนมกราคม	90.35	31.04	2.08	76.55	17.38	1.46
2	เดือนกุมภาพันธ์	83.48	24.47	1.24	76.56	21.24	1.99
3	เดือนมีนาคม	82.66	15.30	0.43	75.68	20.94	2.10
4	เดือนเมษายน	68.45	16.82	0.44	76.38	21.51	2.04
5	เดือนพฤษภาคม	69.16	10.39	0.18	73.19	19.82	1.84
6	เดือนมิถุนายน	84.15	21.94	0.52	73.87	20.79	1.89
7	เดือนกรกฎาคม	81.33	30.39	1.42	72.80	18.52	1.53
8	เดือนสิงหาคม	80.10	17.75	0.62	72.94	19.04	1.69
9	เดือนกันยายน	86.23	9.65	0.08	75.52	19.12	1.63
10	เดือนตุลาคม	90.13	16.69	1.00	75.88	18.56	1.73
11	เดือนพฤศจิกายน	92.25	34.93	2.52	76.16	17.77	1.54
12	เดือนธันวาคม	92.20	42.52	3.82	75.30	17.80	1.68
13	ภาพรวมทั้งปี	92.25	22.66	14.35	76.56	19.35	21.12

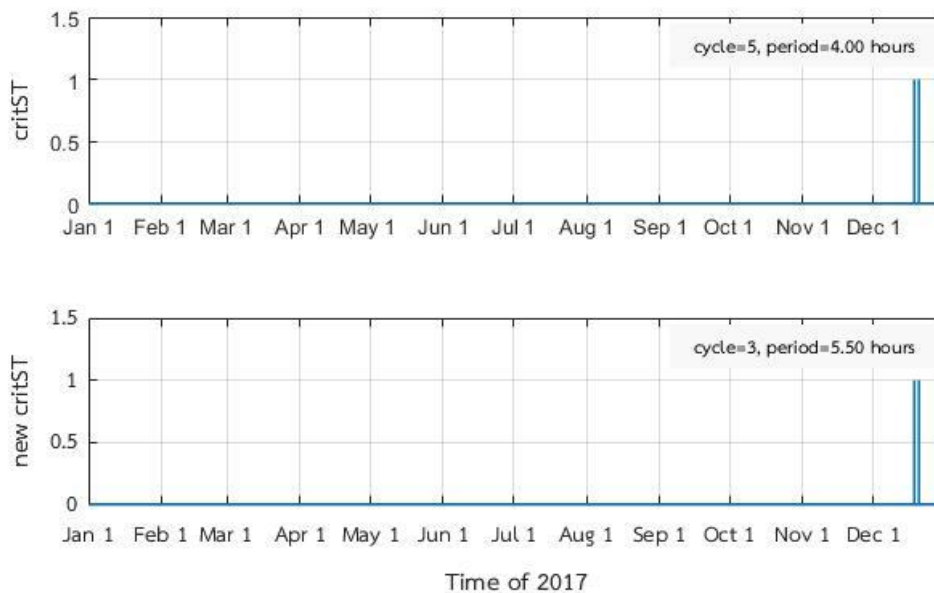
หมายเหตุ: * เป็นค่าที่เปรียบเทียบกับขนาดกำลังที่ติดตั้ง และ ** เป็นค่าที่เปรียบเทียบกับระยะเวลาในหนึ่งปี

9.1.2 โปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

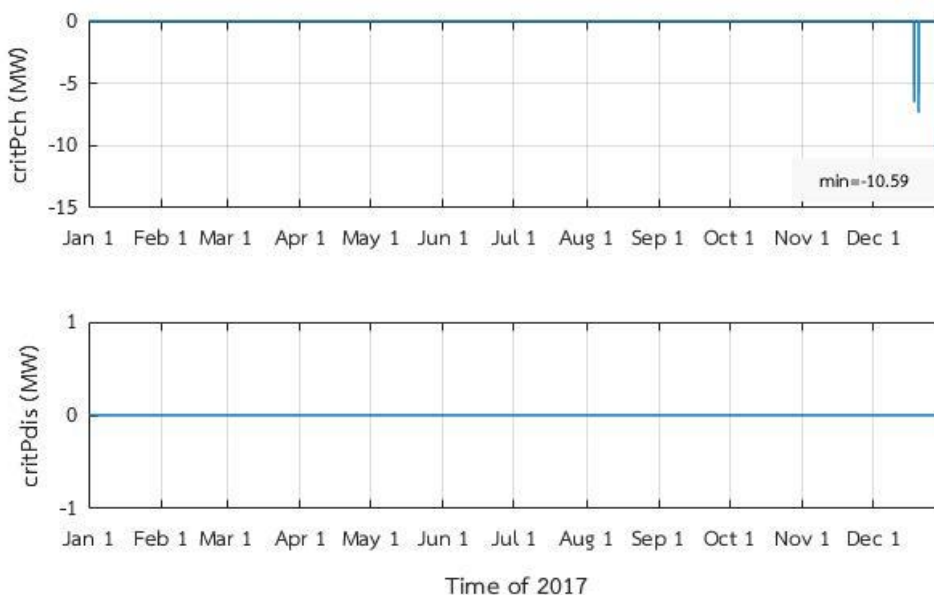
ข้อมูลโปรไฟล์การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (BESS) ซึ่งถูกนำไปใช้ในการพิจารณาขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ ตามที่ได้แสดงในบทที่ 6 ประกอบด้วย ข้อมูลช่วงเวลาวิกฤติ (ข้อมูลจากตัวแปร *critST*) ข้อมูลช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (ข้อมูลจากตัวแปร *new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในช่วงเวลาวิกฤติของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (ข้อมูลจากตัวแปร *critPQ*) และข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (ข้อมูลจากตัวแปร *avaiP*) ของกรณีศึกษาต่างๆ ยกเว้นกรณีศึกษาที่ 1 เนื่องจากผลการทดสอบพบว่ากรณีดังกล่าวไม่มีความจำเป็นต้องติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า เพราะตรวจไม่พบการเกิดช่วงเวลาวิกฤติ โดยสามารถแสดงข้อมูลดังกล่าวได้ตามหัวข้อต่อไป



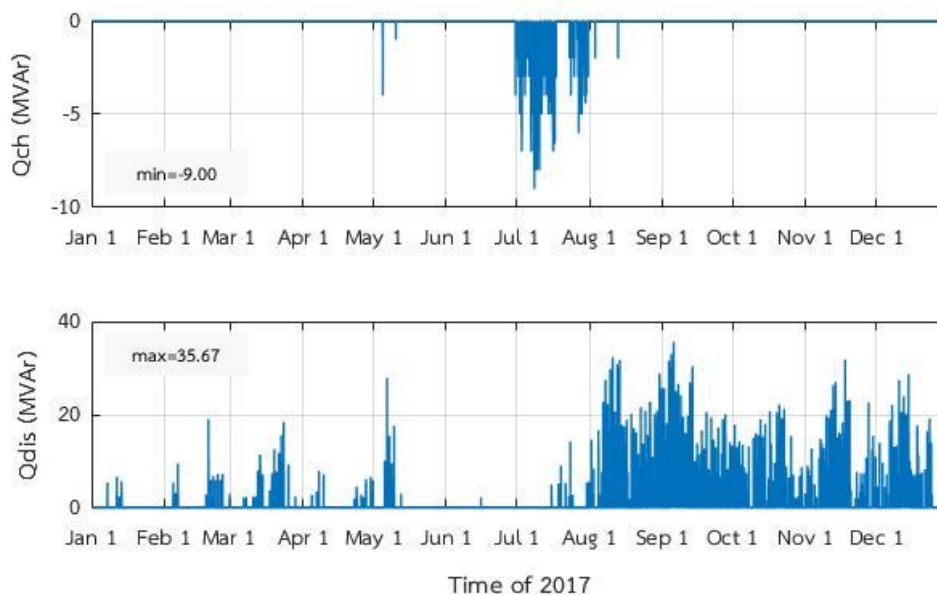
1) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 2



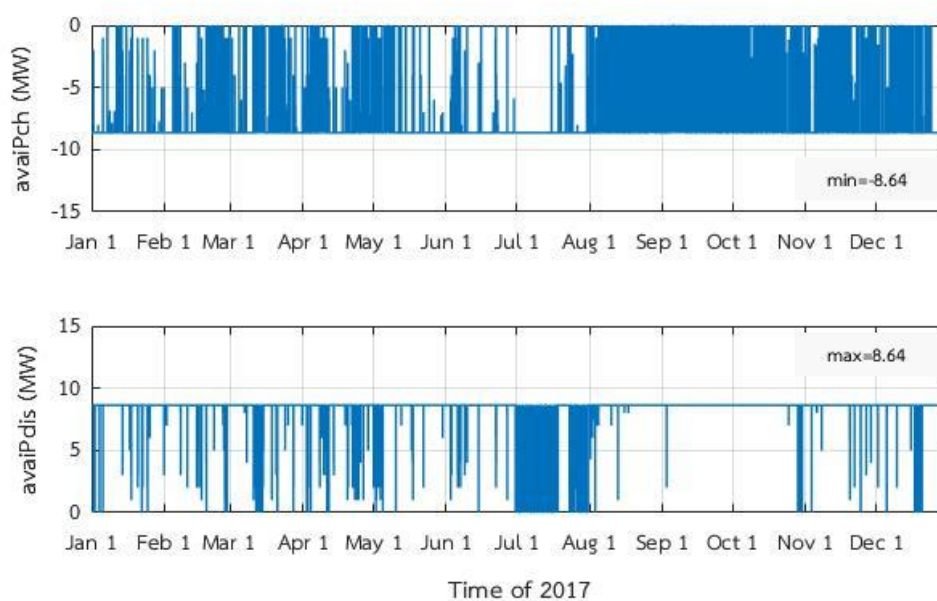
รูปที่ 9.8 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 9.9 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 2

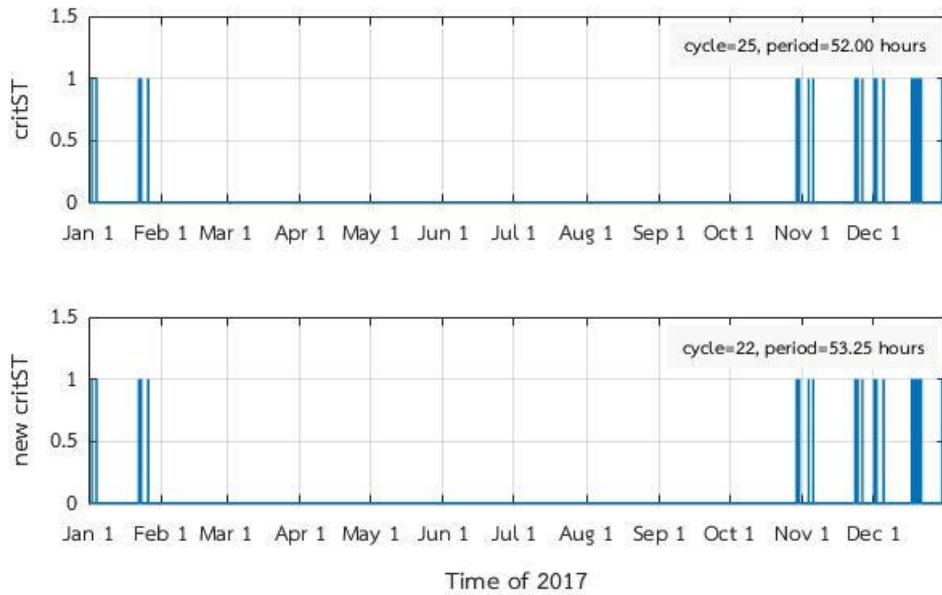


รูปที่ 9.10 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Q_{ch} และ Q_{dis}) ในกรณีศึกษาที่ 2

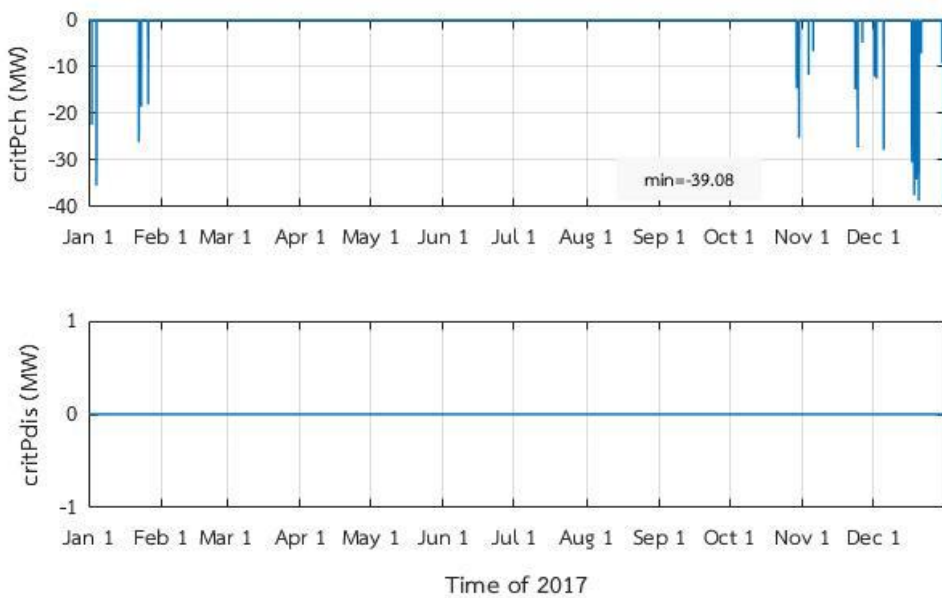


รูปที่ 9.11 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiP_{ch}$ และ $avaiP_{dis}$) ในกรณีศึกษาที่ 2

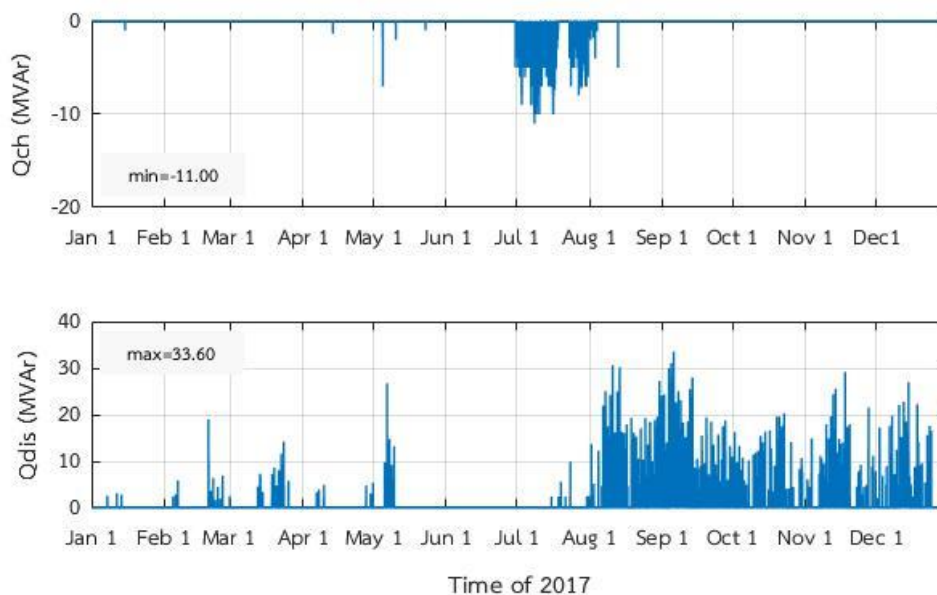
2) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 3



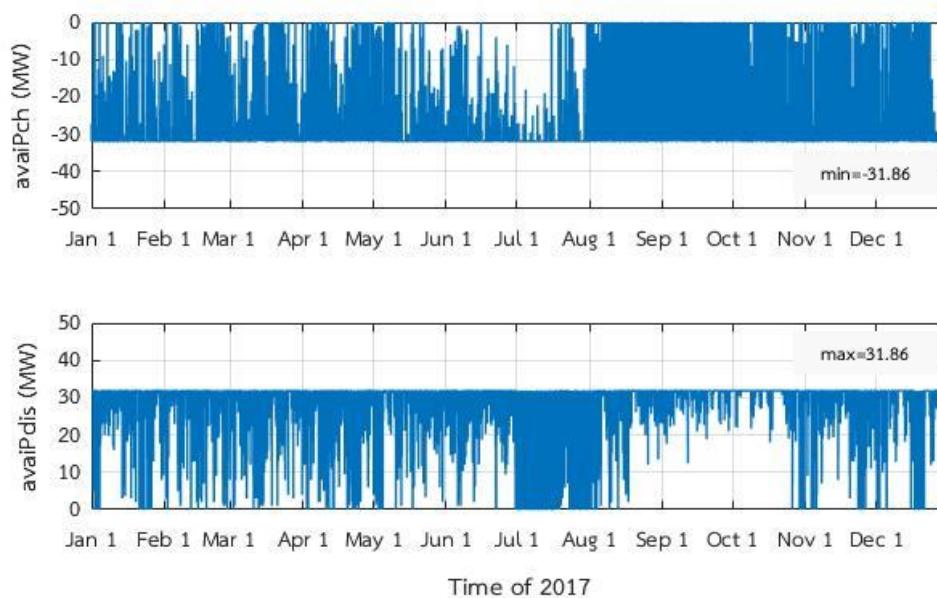
รูปที่ 9.12 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 3



รูปที่ 9.13 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 3

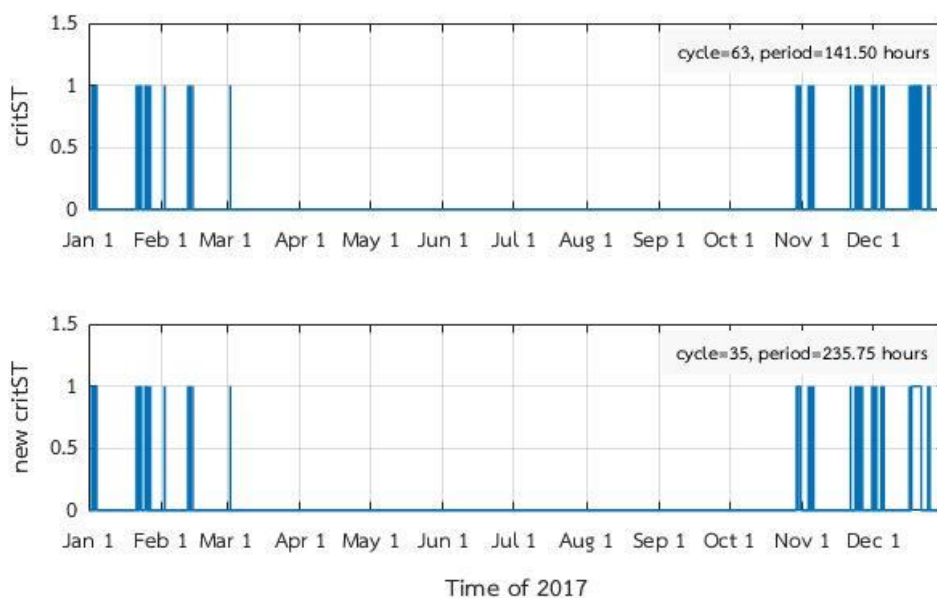


รูปที่ 9.14 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Q_{ch} และ Q_{dis}) ในกรณีศึกษาที่ 3

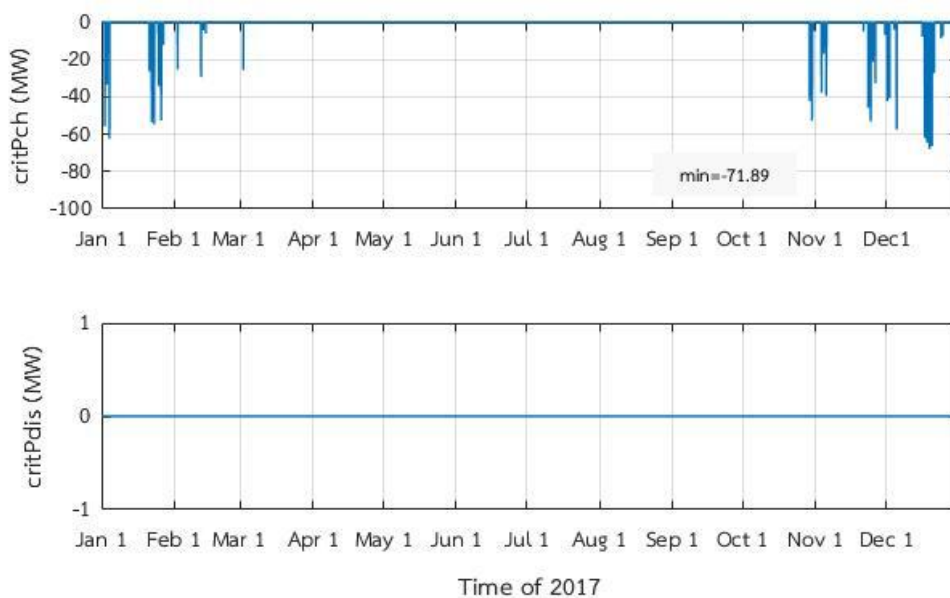


รูปที่ 9.15 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiP_{ch}$ และ $avaiP_{dis}$) ในกรณีศึกษาที่ 3

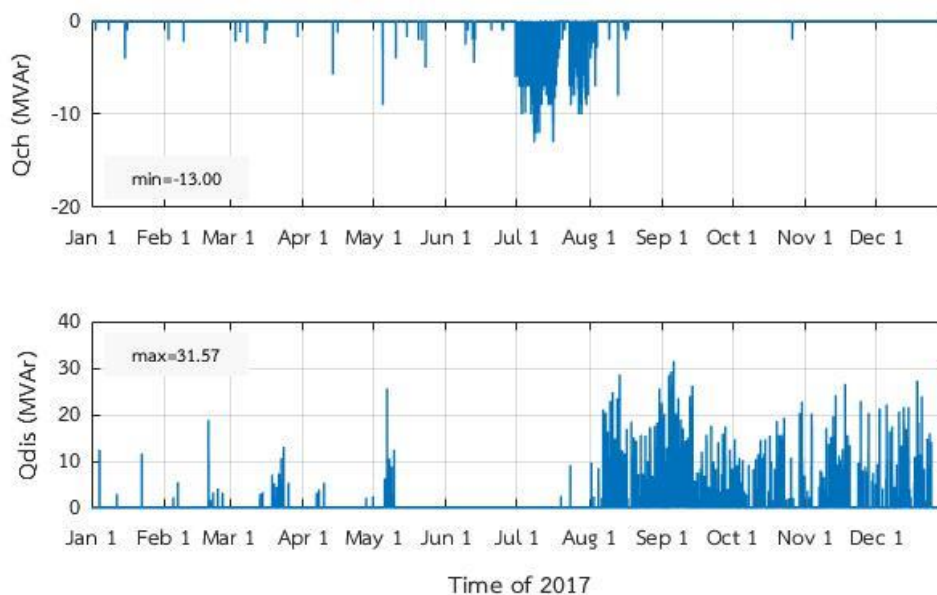
3) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 4



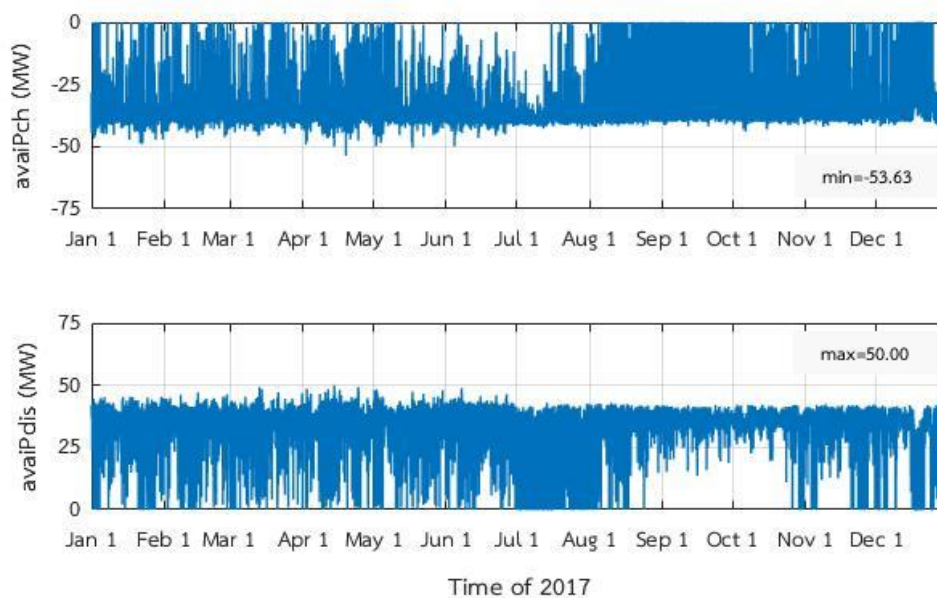
รูปที่ 9.16 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 4



รูปที่ 9.17 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 4

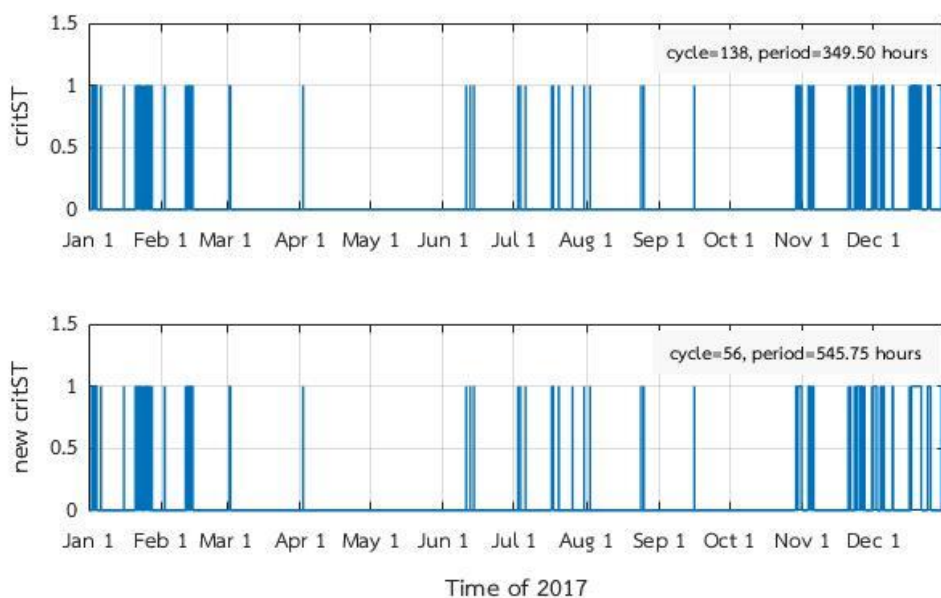


รูปที่ 9.18 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Q_{ch} และ Q_{dis}) ในกรณีศึกษาที่ 4

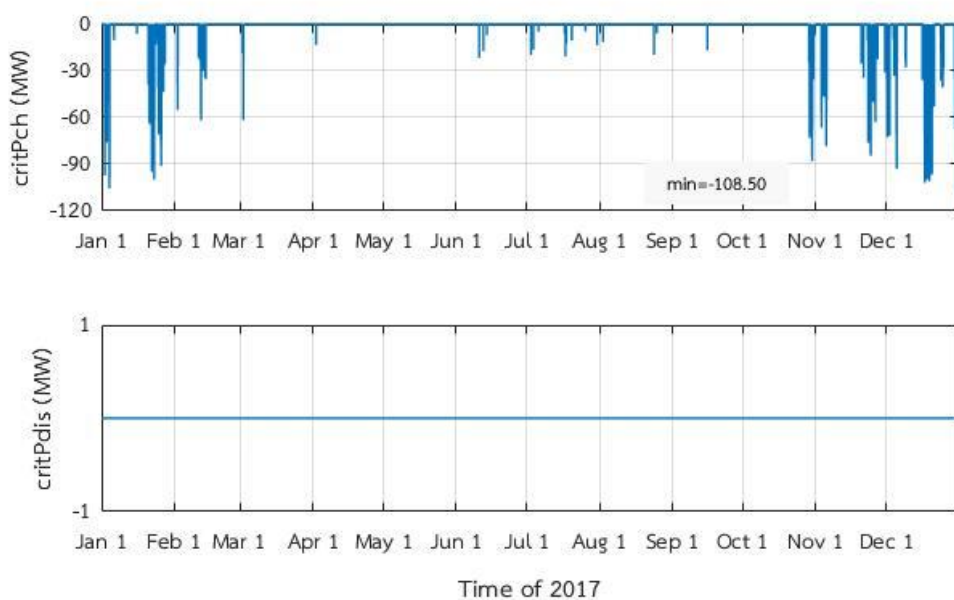


รูปที่ 9.19 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiP_{ch}$ และ $avaiP_{dis}$) ในกรณีศึกษาที่ 4

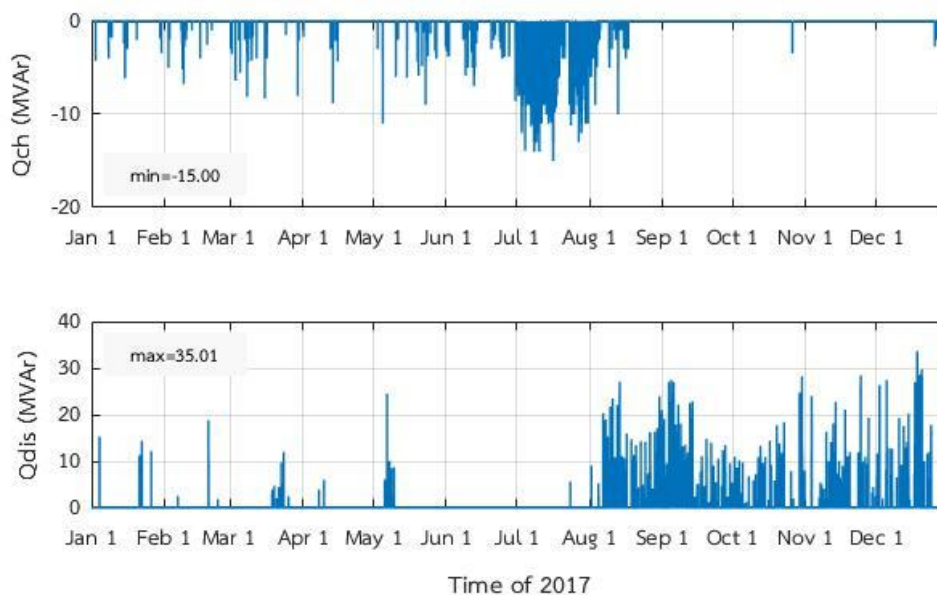
4) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 5



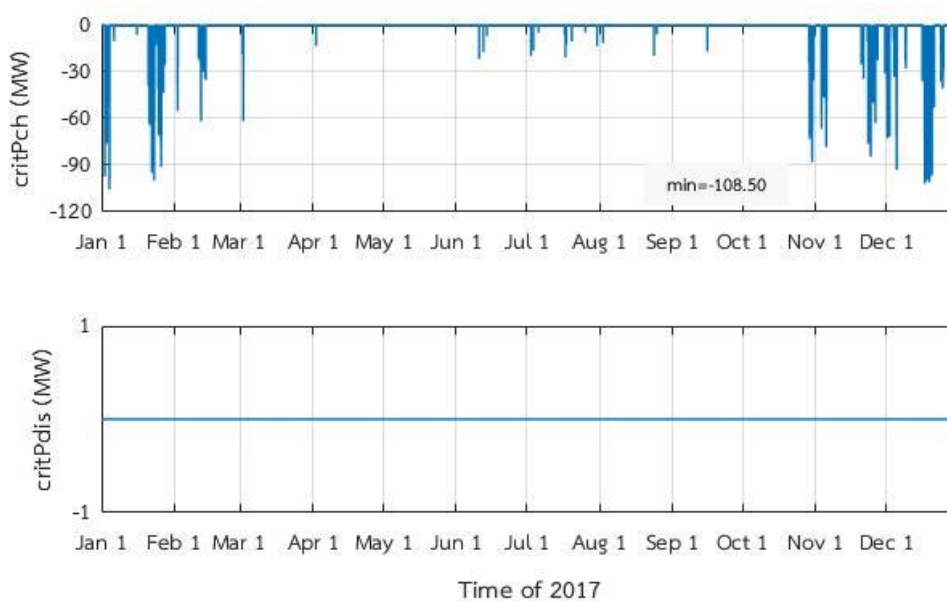
รูปที่ 9.20 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 5



รูปที่ 9.21 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 5

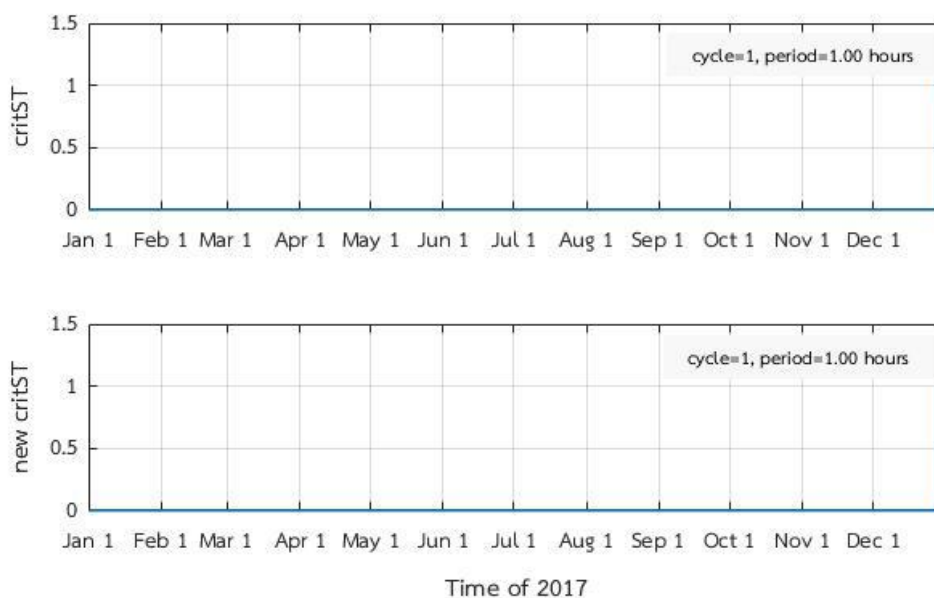


รูปที่ 9.22 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ $Qdis$) ในกรณีศึกษาที่ 5

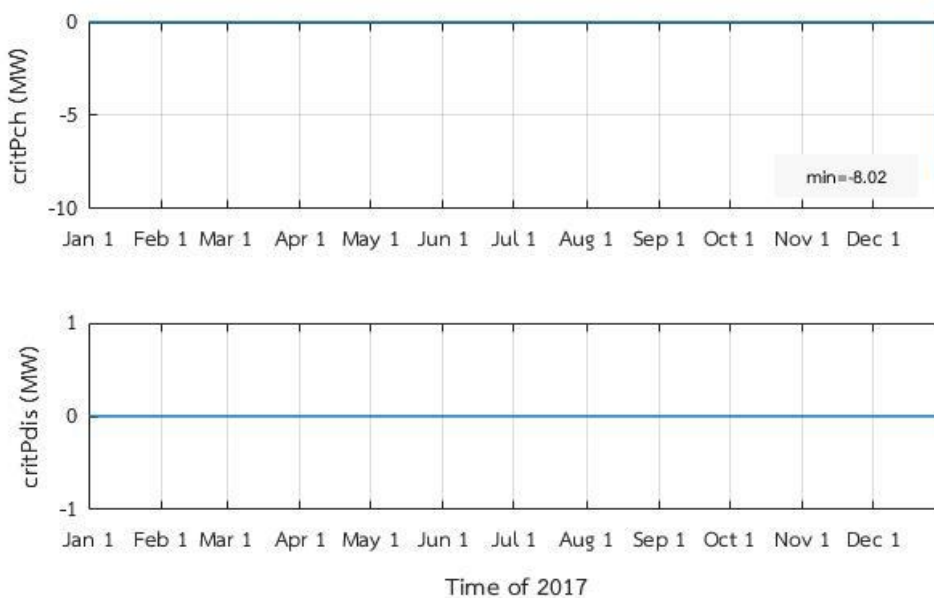


รูปที่ 9.23 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiPch$ และ $avaiPdis$) ในกรณีศึกษาที่ 5

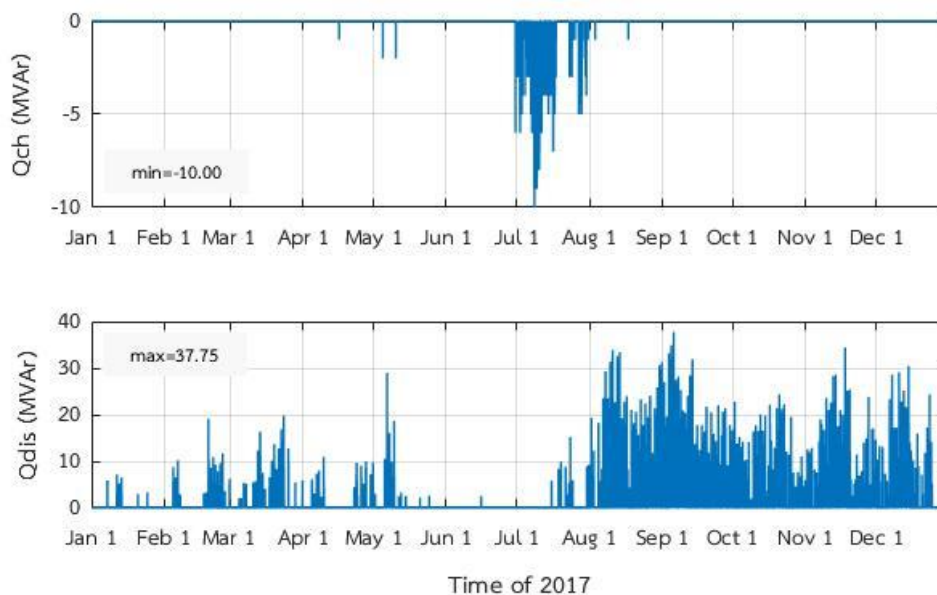
5) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 6



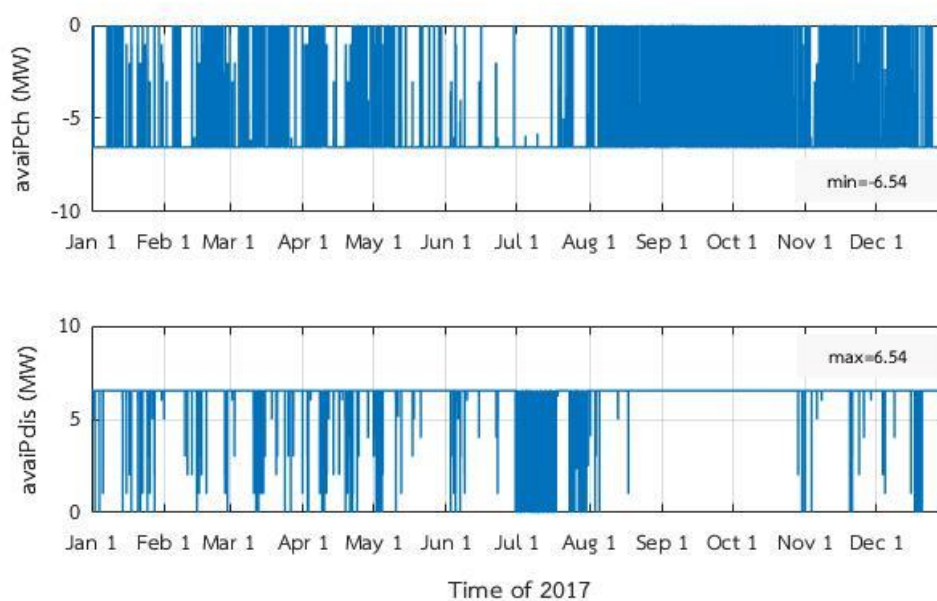
รูปที่ 9.24 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 6



รูปที่ 9.25 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 6

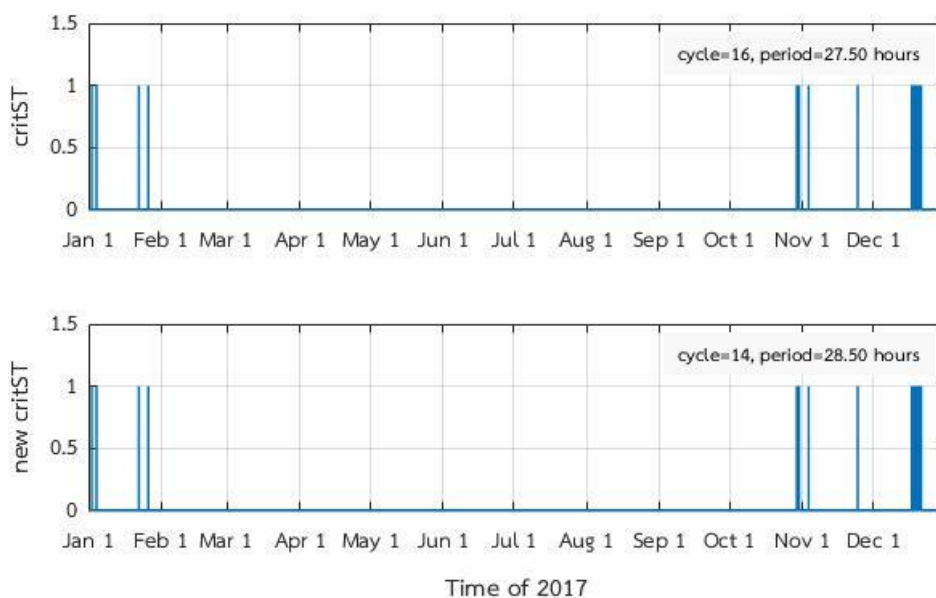


รูปที่ 9.26 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Q_{ch} และ Q_{dis}) ในกรณีศึกษาที่ 6

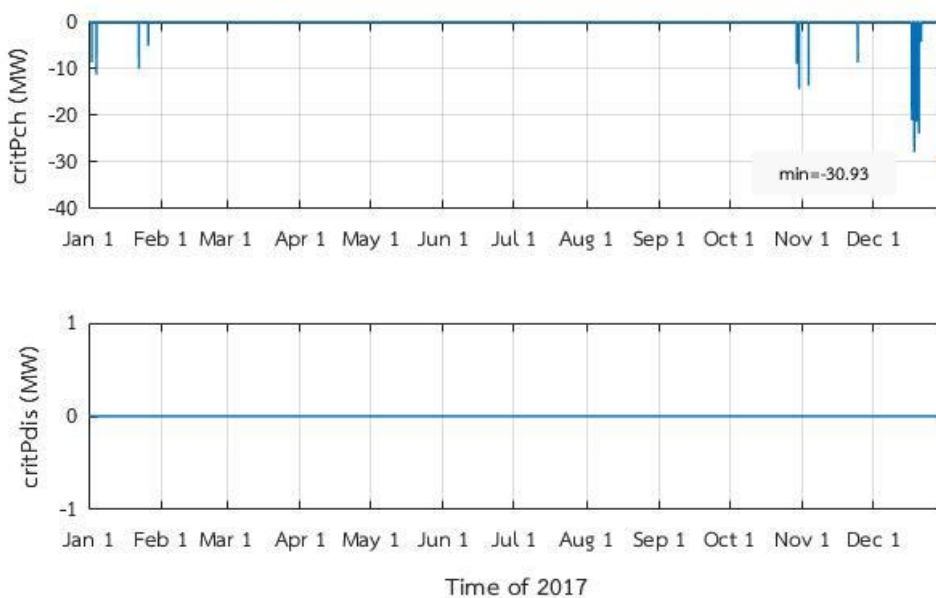


รูปที่ 9.27 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiP_{ch}$ และ $avaiP_{dis}$) ในกรณีศึกษาที่ 6

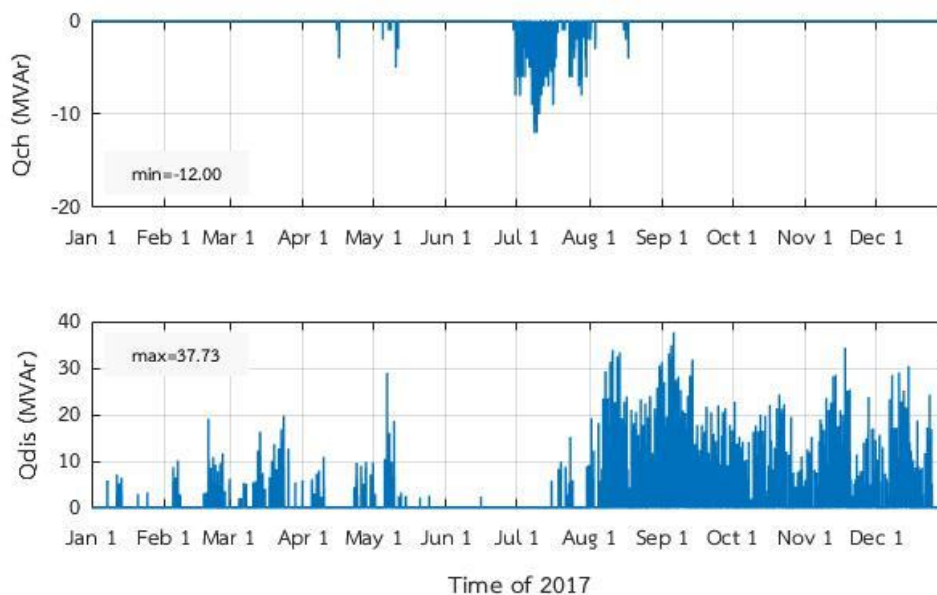
6) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 7



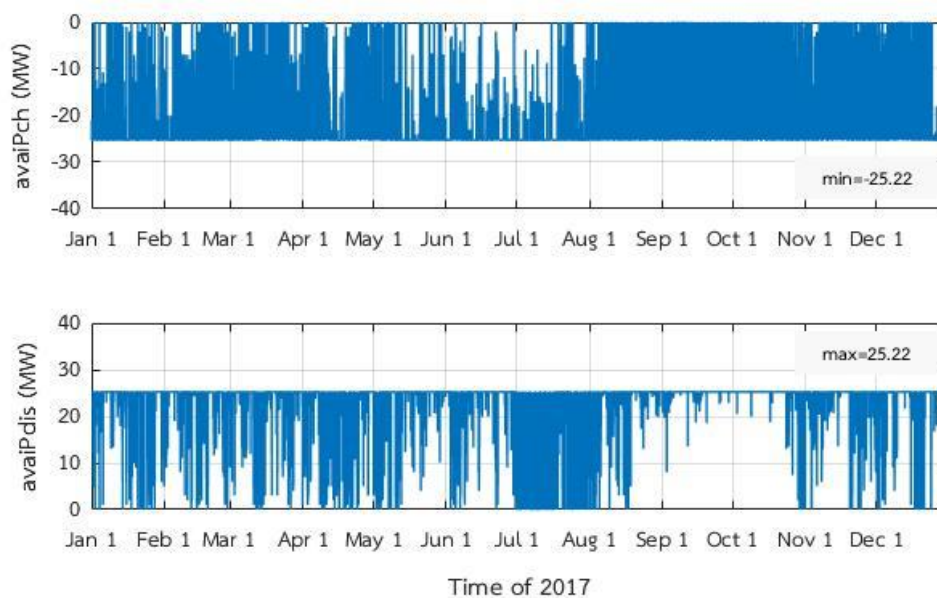
รูปที่ 9.28 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 7



รูปที่ 9.29 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 7

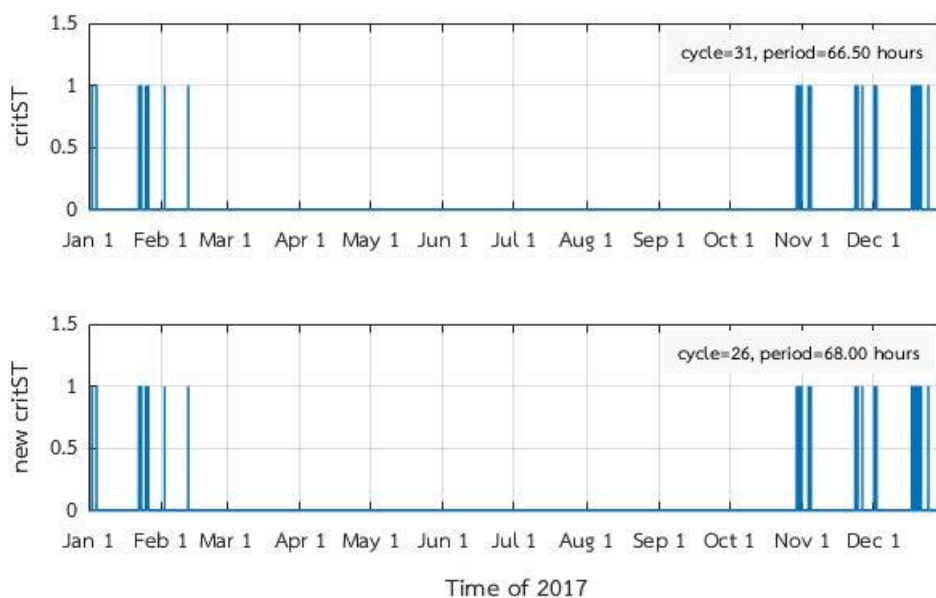


รูปที่ 9.30 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Q_{ch} และ Q_{dis}) ในกรณีศึกษาที่ 7

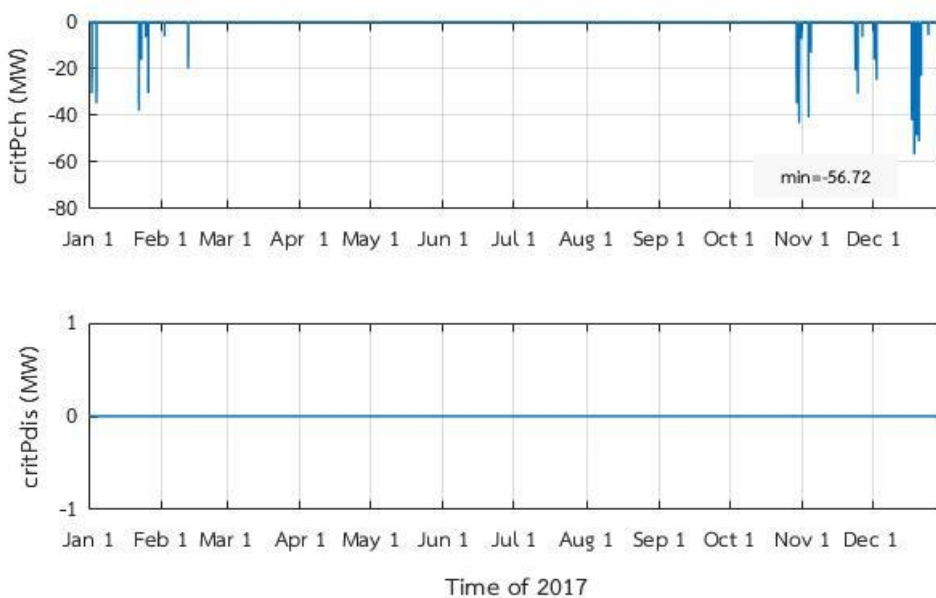


รูปที่ 9.31 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiP_{ch}$ และ $avaiP_{dis}$) ในกรณีศึกษาที่ 7

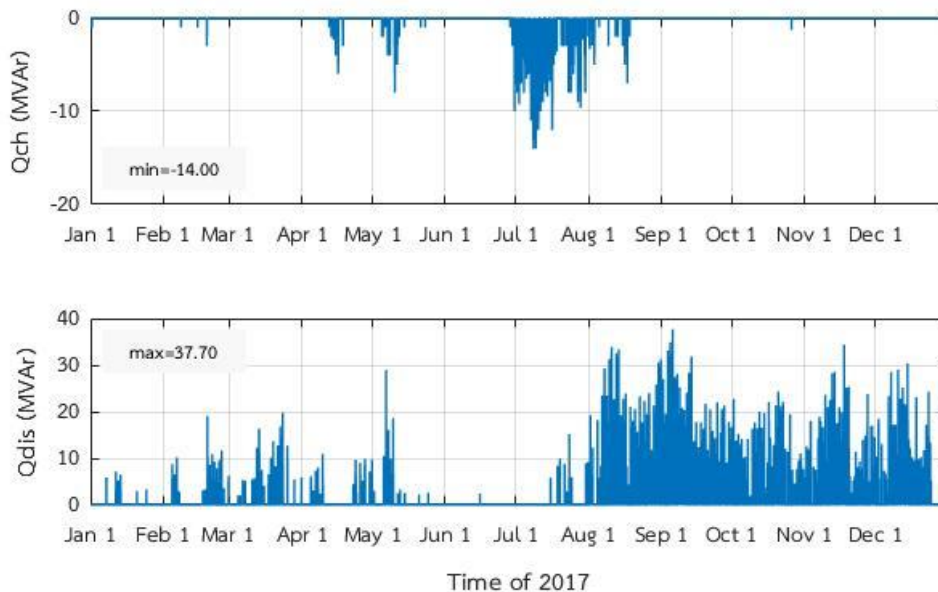
7) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 8



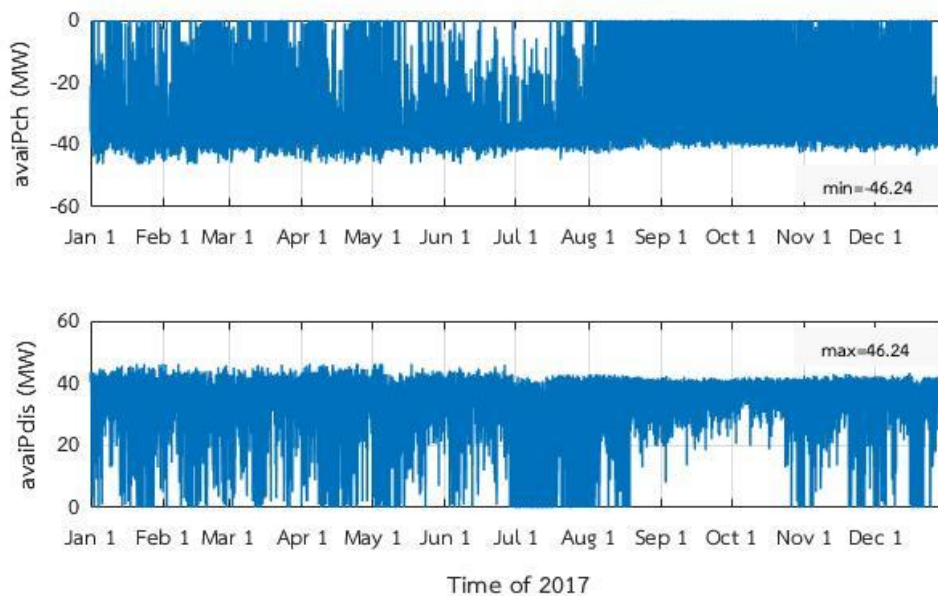
รูปที่ 9.32 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 8



รูปที่ 9.33 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 8

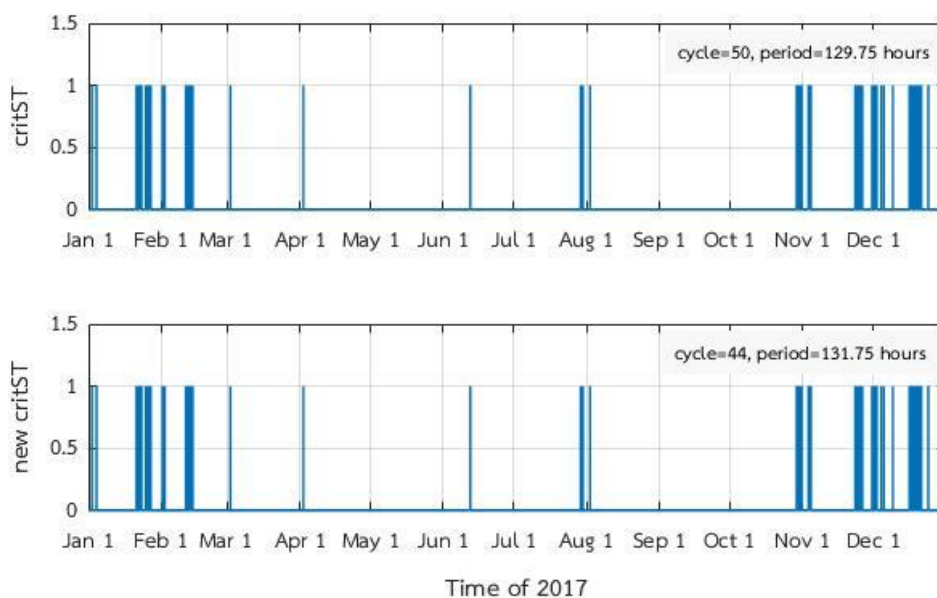


รูปที่ 9.34 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (*Qch* และ *Qdis*) ในกรณีศึกษาที่ 8

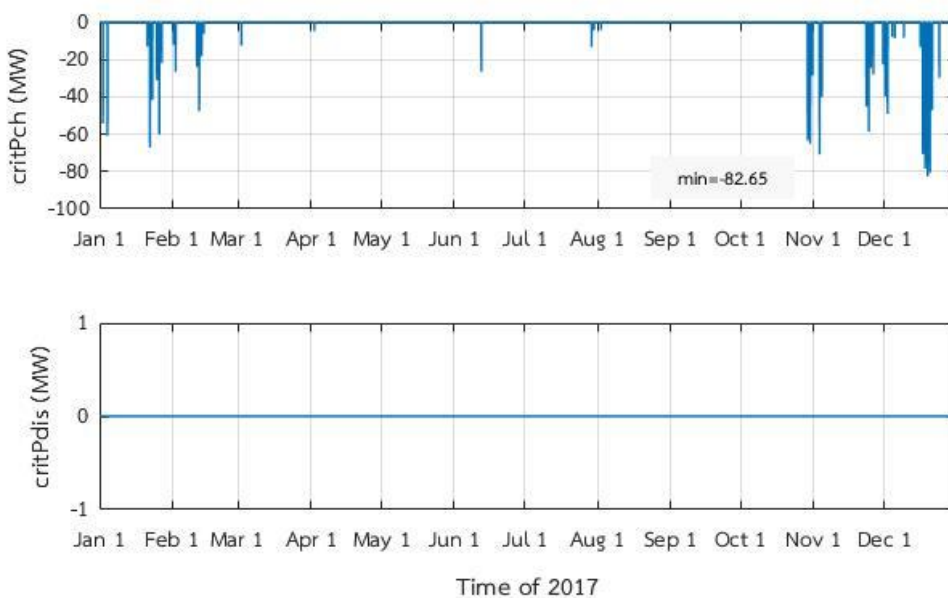


รูปที่ 9.35 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน ชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (*avaiPch* และ *avaiPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 8

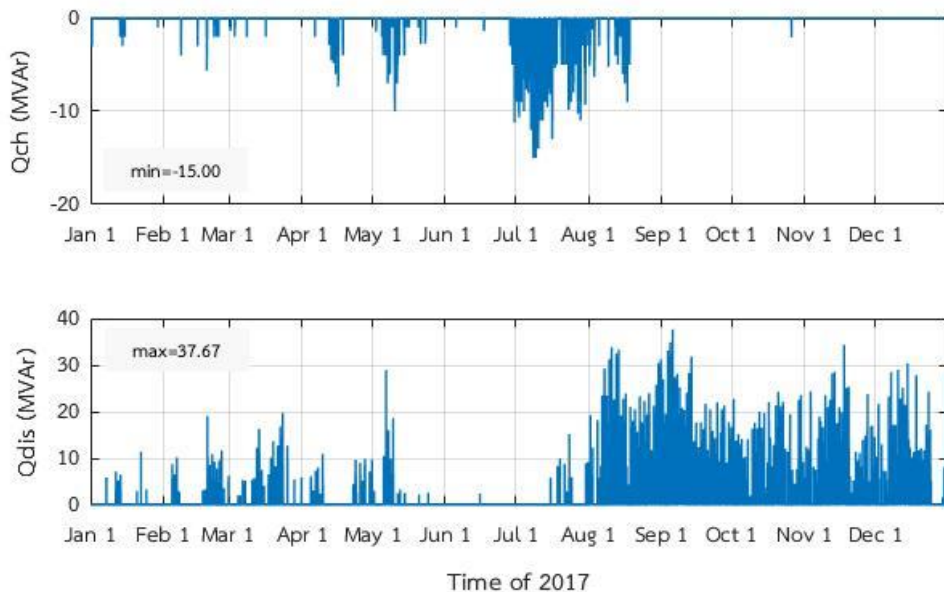
8) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 9



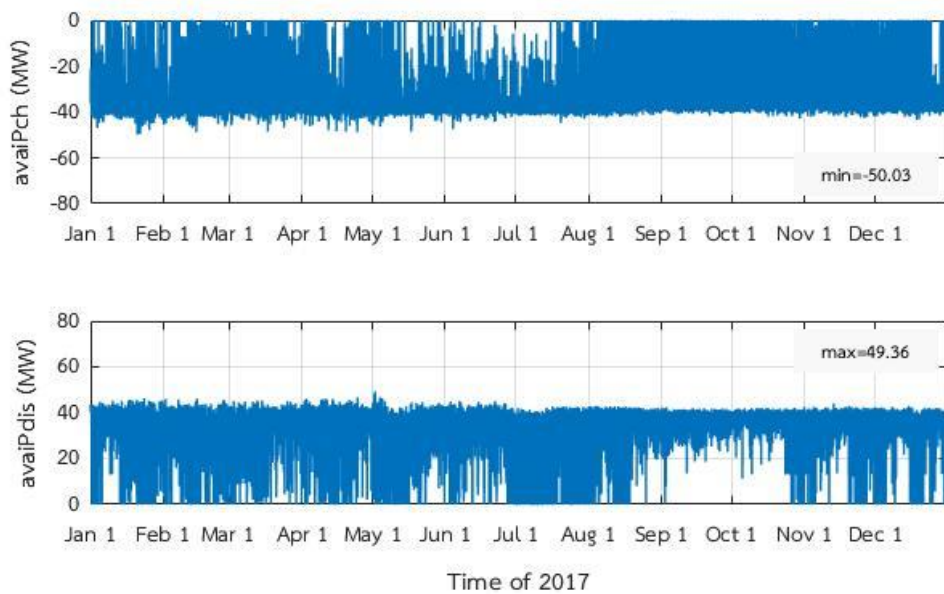
รูปที่ 9.36 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 9



รูปที่ 9.37 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 9

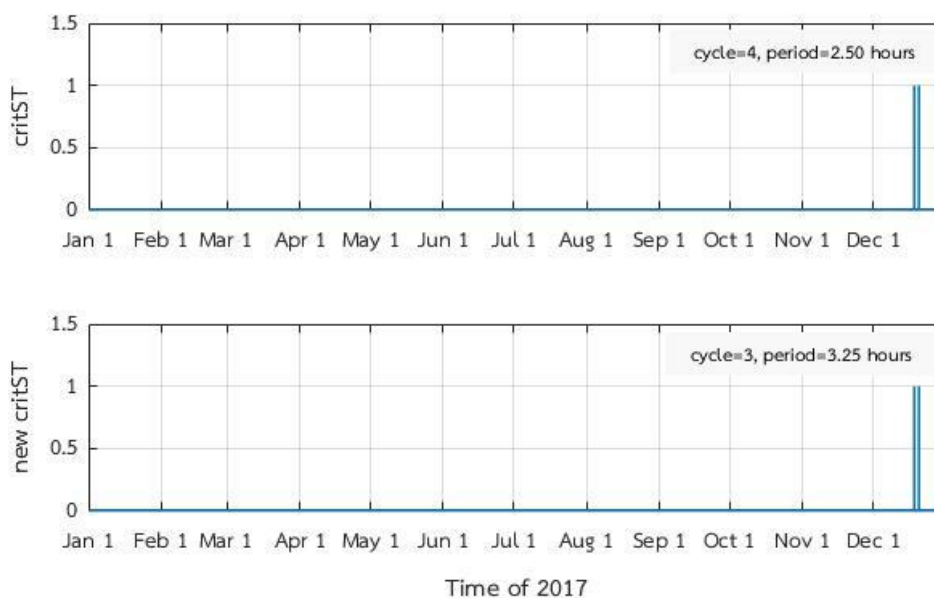


รูปที่ 9.38 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Q_{ch} และ Q_{dis}) ในกรณีศึกษาที่ 9

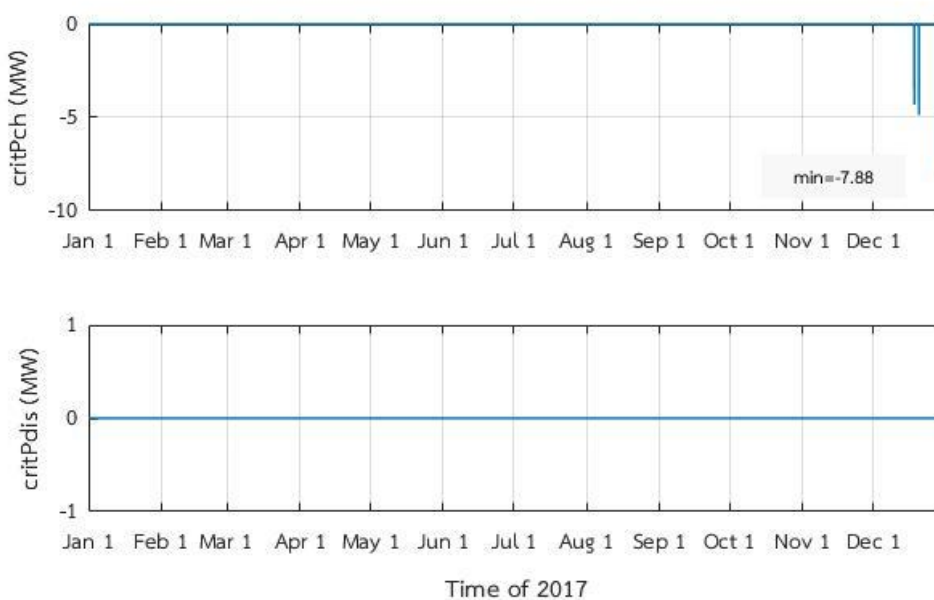


รูปที่ 9.39 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiP_{ch}$ และ $avaiP_{dis}$) ในกรณีศึกษาที่ 9

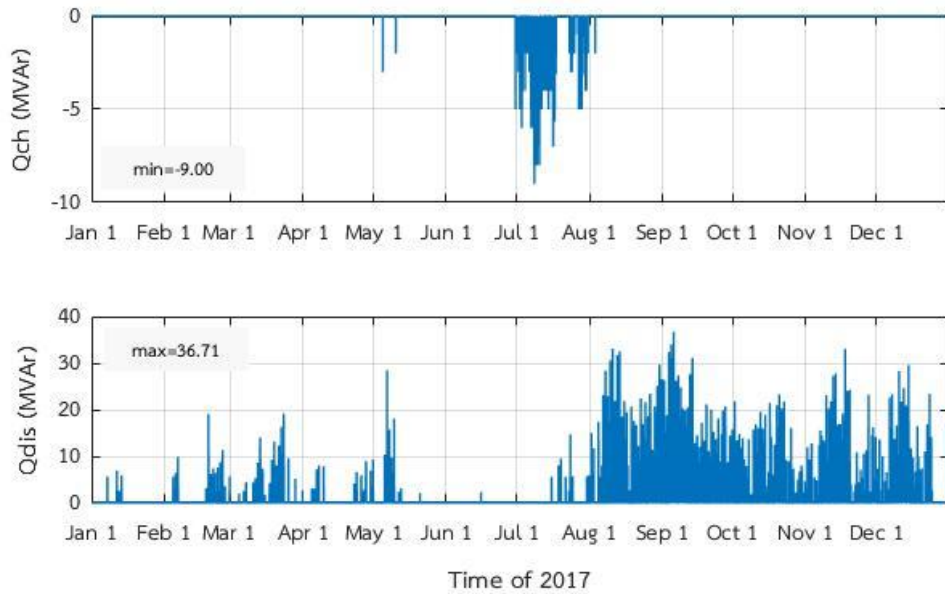
9) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 10



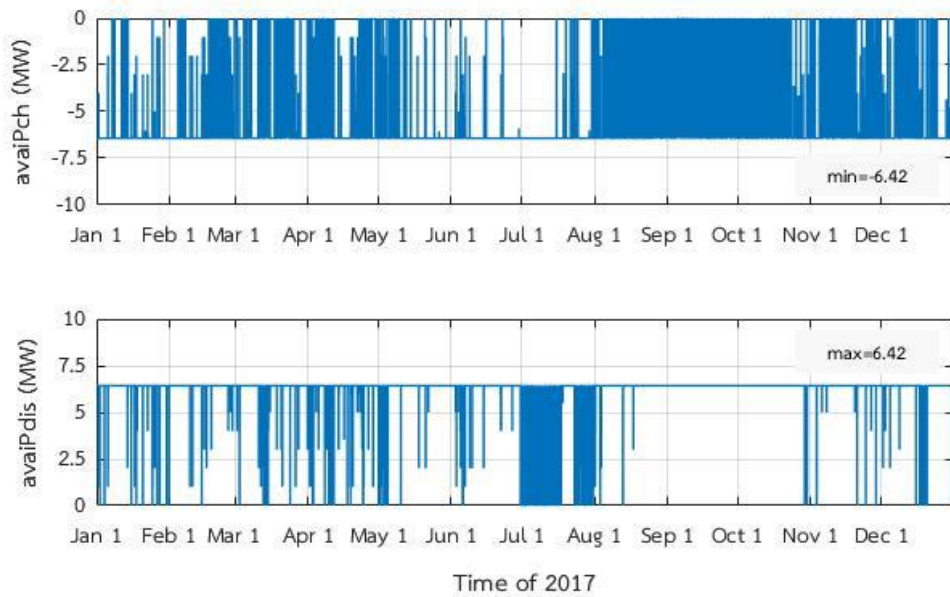
รูปที่ 9.40 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 10



รูปที่ 9.41 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 10

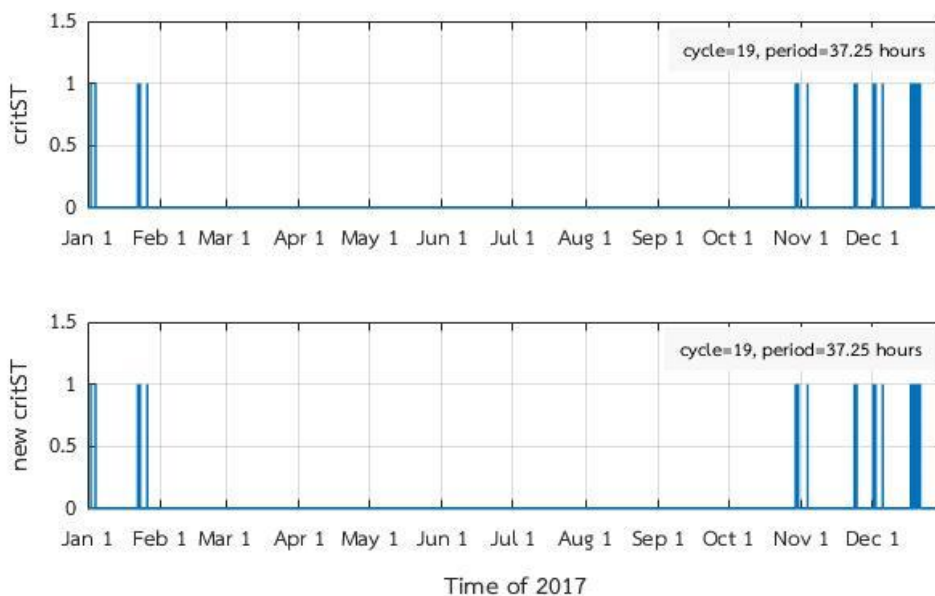


รูปที่ 9.42 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 10

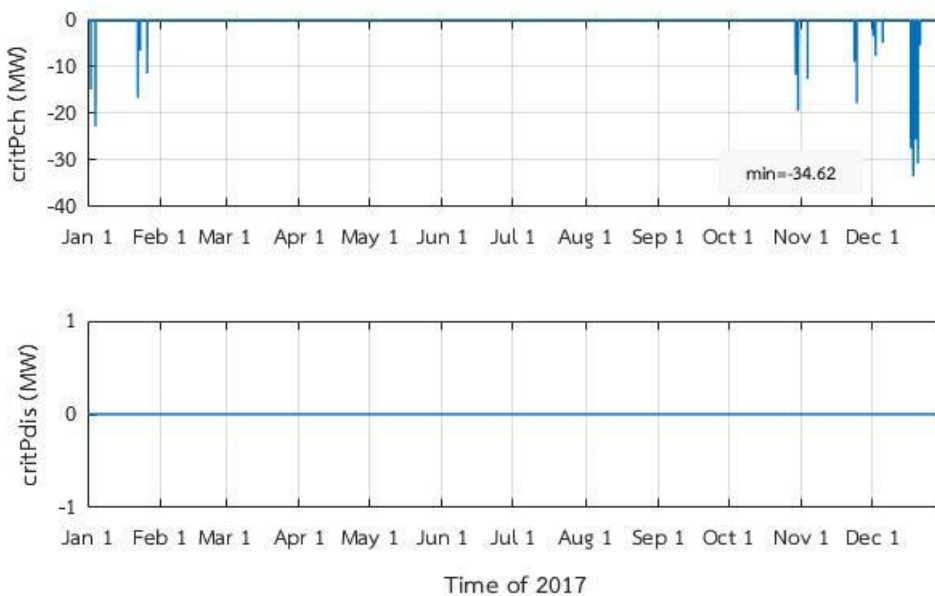


รูปที่ 9.43 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน ชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 10

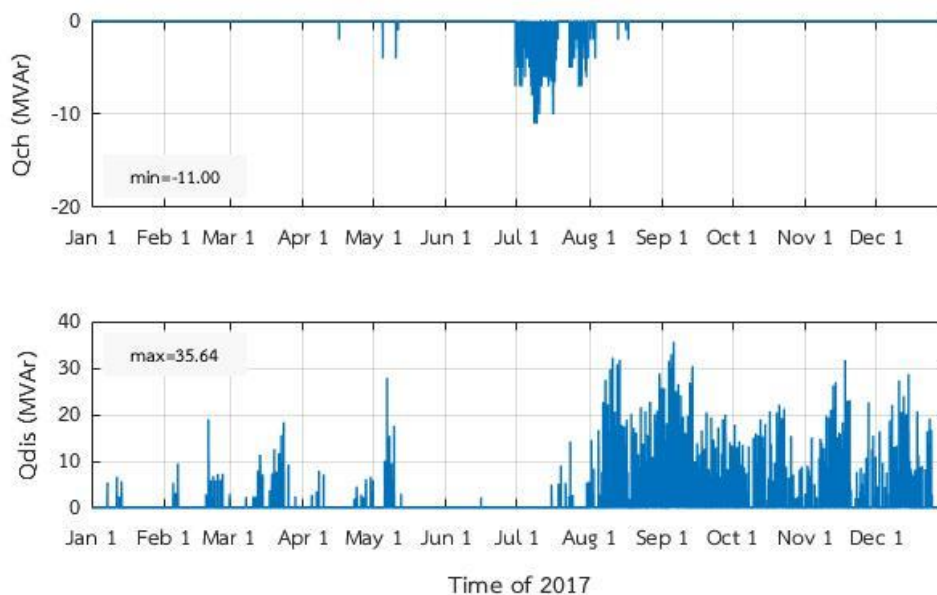
10) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 11



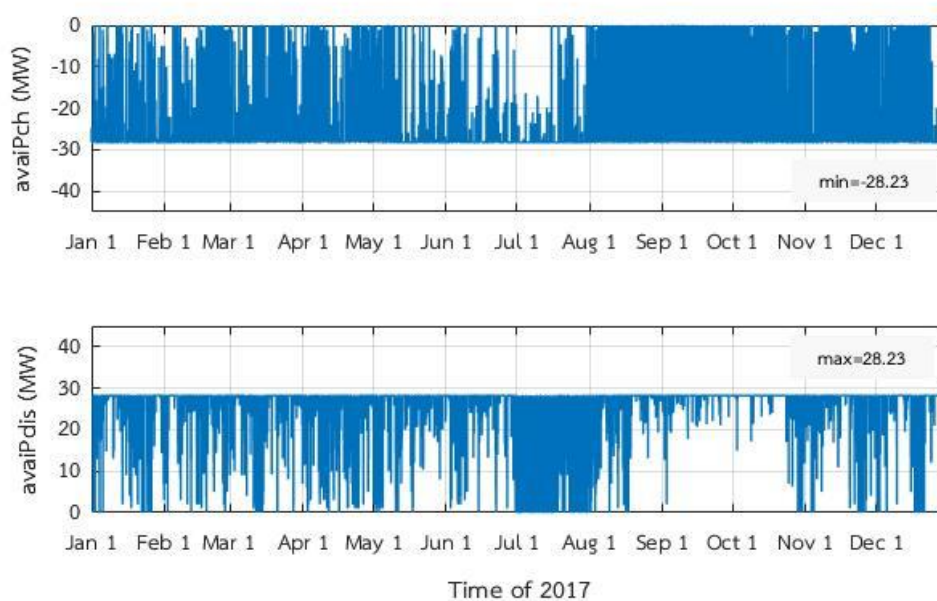
รูปที่ 9.44 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 11



รูปที่ 9.45 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 11

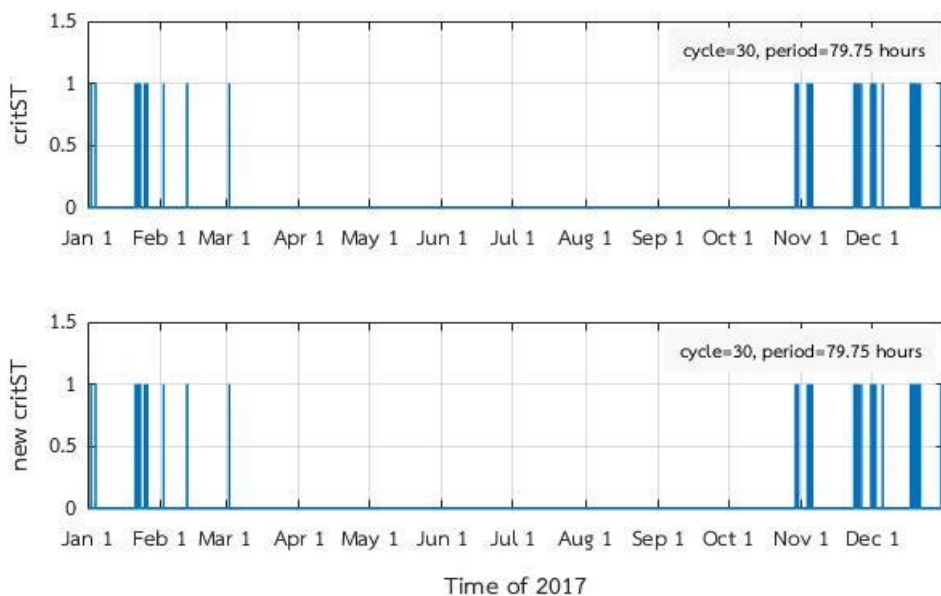


รูปที่ 9.46 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ $Qdis$) ในกรณีศึกษาที่ 11

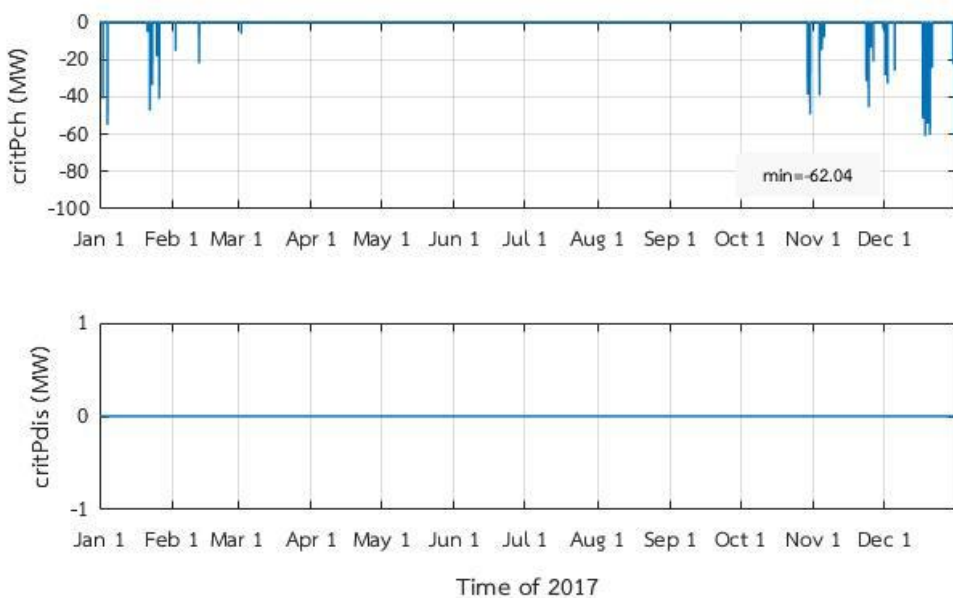


รูปที่ 9.47 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiPch$ และ $avaiPdis$) ในกรณีศึกษาที่ 11

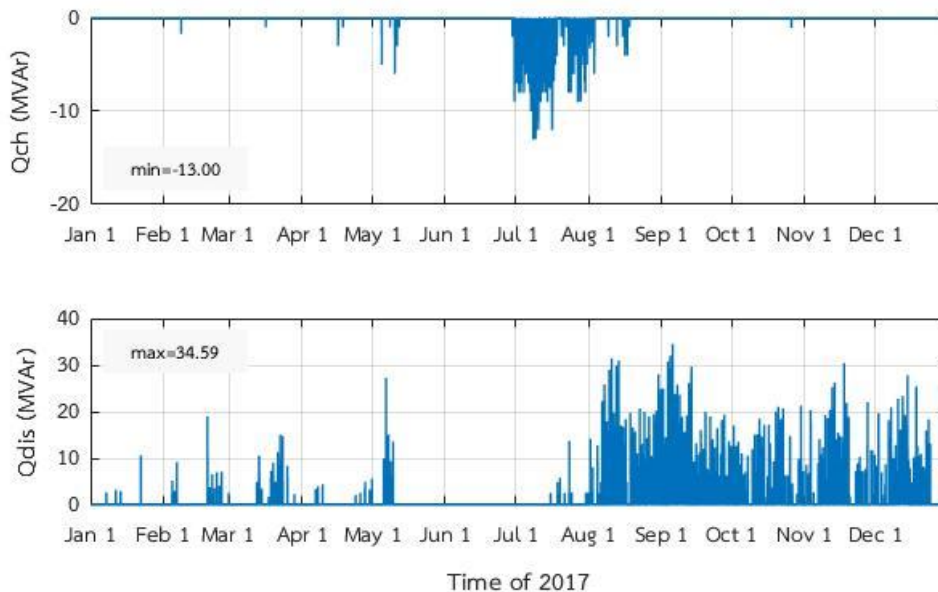
11) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 12



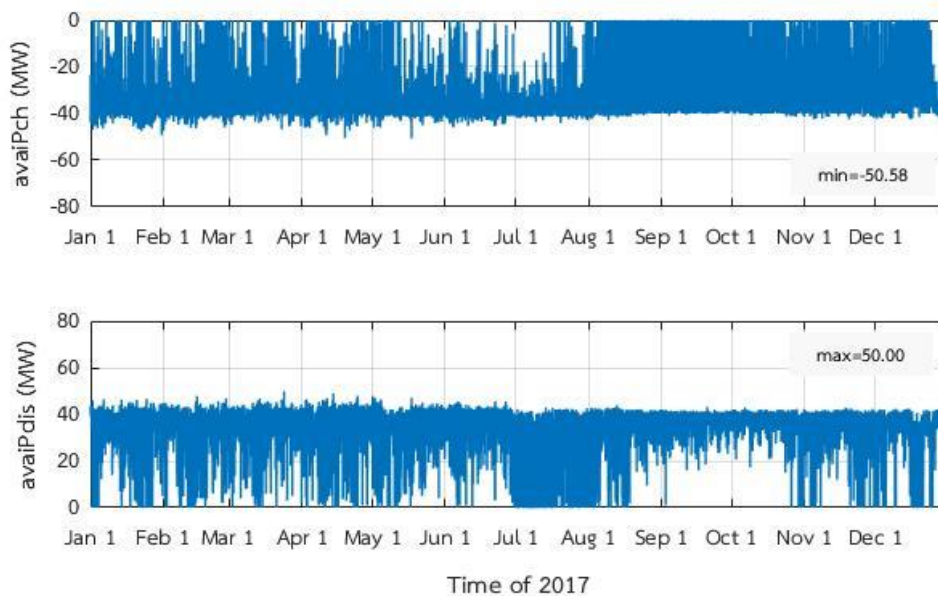
รูปที่ 9.48 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 12



รูปที่ 9.49 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 12

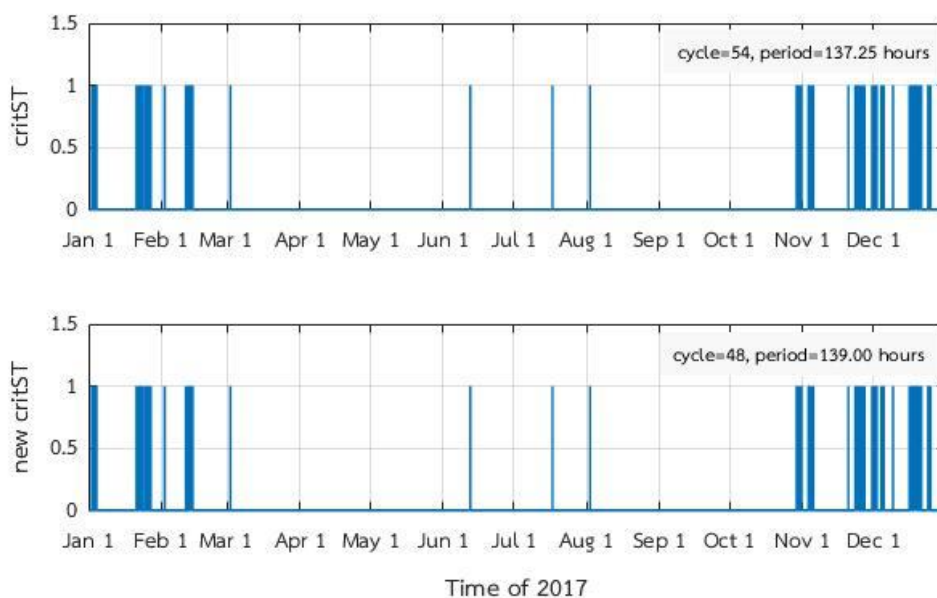


รูปที่ 9.50 กำลังไฟรีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ Qdis) ในกรณีศึกษาที่ 12



รูปที่ 9.51 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ (avaiPch และ avaiPdis) ในกรณีศึกษาที่ 12

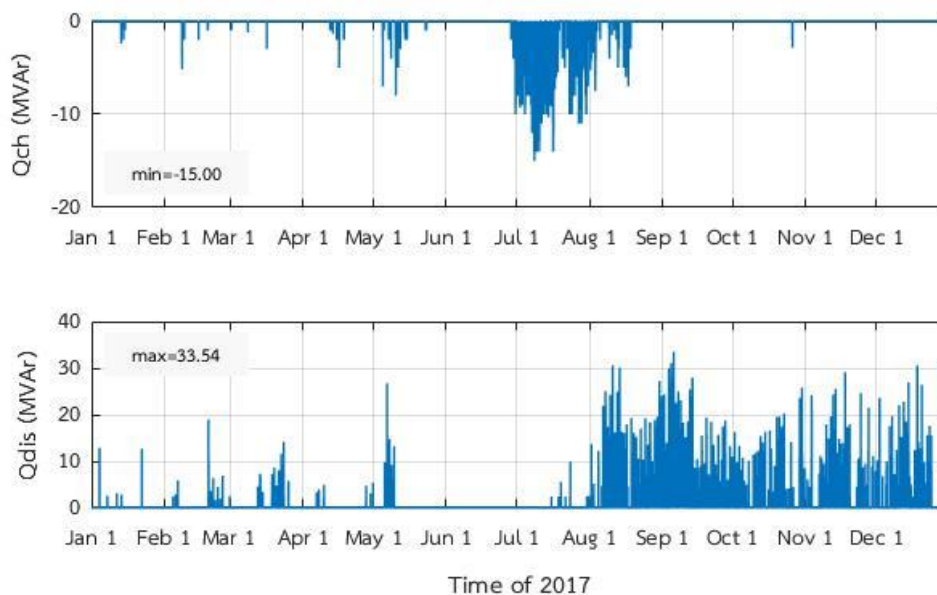
12) โพรไฟล์การทำงานของ BESS ของกรณีศึกษาที่ 13



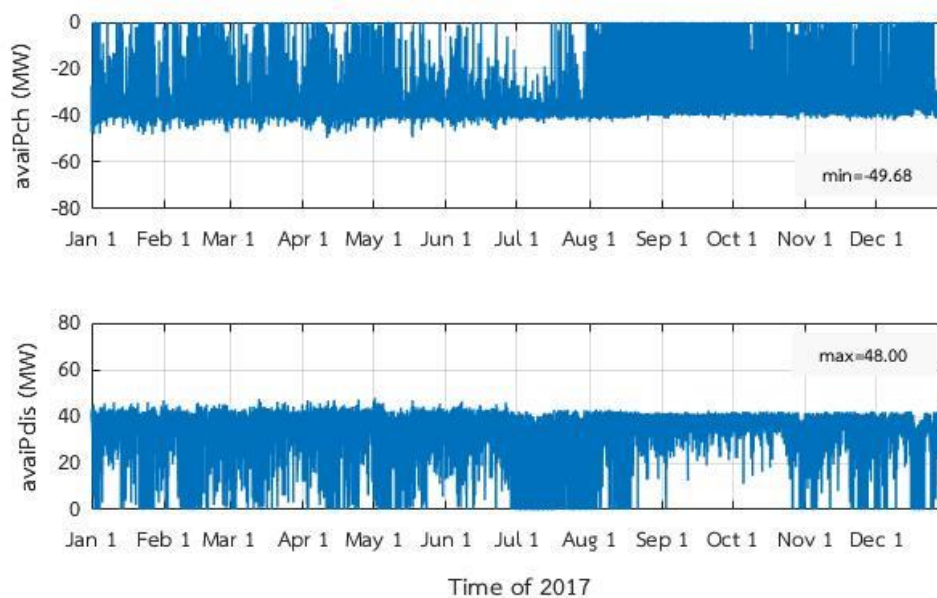
รูปที่ 9.52 ช่วงเวลาวิกฤติ (*critST*) ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และช่วงเวลาวิกฤติใหม่ (*new_critST*) ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาที่ 13



รูปที่ 9.53 กำลังไฟฟ้าจริงในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาวิกฤติ (*critPch* และ *critPdis*) ในกรณีศึกษาที่ 13



รูปที่ 9.54 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ดึงเข้าและจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา (Qch และ $Qdis$) ในกรณีศึกษาที่ 13



รูปที่ 9.55 กำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถใช้ในการอัดประจุและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระ ($avaiPch$ และ $avaiPdis$) ในกรณีศึกษาที่ 13

9.1.3 การวิเคราะห์ช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาต่างๆ

ในหัวข้อนี้ได้นำข้อมูลช่วงเวลาวิกฤติ (ข้อมูลจากตัวแปร *critST*) ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่มีโอกาสในการเรียกใช้งานแบตเตอรี่ฯ ตามที่ได้นิยามไว้ในบทที่ 6 ของกรณีศึกษาต่างๆ (ยกเว้นกรณีศึกษาที่ 1) ซึ่งได้แสดงไว้แล้วในหัวข้อก่อนหน้ามาทำการวิเคราะห์โดยการแยกพิจารณาเป็นรายช่วงเวลาต่างๆ ของรอบวันในเดือนต่างๆ และนำเสนอข้อมูลในรูปแบบของตาราง สำหรับข้อมูลที่กรอกในตารางคือ สัดส่วนของระยะเวลารวมของช่วงเวลาวิกฤติที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาที่พิจารณาเทียบกับระยะเวลาของช่วงเวลาวิกฤติทั้งหมดที่เกิดขึ้นในหนึ่งปีของกรณีศึกษาที่กำลังพิจารณา โดยค่าของข้อมูลจะแสดงในรูปของเปอร์เซ็นต์ ทั้งนี้ ข้อมูลที่จะนำเสนอมีดังตารางที่ 9.2 -9.13

ตารางที่ 9.2 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 2

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน												รวม	
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.		
1	00:01 - 01:00 น.														0.00
2	01:01 - 02:00 น.														0.00
3	02:01 - 03:00 น.														0.00
4	03:01 - 04:00 น.														0.00
5	04:01 - 05:00 น.														0.00
6	05:01 - 06:00 น.														0.00
7	06:01 - 07:00 น.														0.00
8	07:01 - 08:00 น.														0.00
9	08:01 - 09:00 น.														0.00
10	09:01 - 10:00 น.														0.00
11	10:01 - 11:00 น.												37.50		37.50
12	11:01 - 12:00 น.												37.50		37.50
13	12:01 - 13:00 น.												25.00		25.00
14	13:01 - 14:00 น.														0.00
15	14:01 - 15:00 น.														0.00
16	15:01 - 16:00 น.														0.00
17	16:01 - 17:00 น.														0.00
18	17:01 - 18:00 น.														0.00
19	18:01 - 19:00 น.														0.00
20	19:01 - 20:00 น.														0.00
21	20:01 - 21:00 น.														0.00
22	21:01 - 22:00 น.														0.00
23	22:01 - 23:00 น.														0.00
24	23:01 - 00:00 น.														0.00
รวม		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00		100.00

ตารางที่ 9.3 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 3

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม			
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.		
1	00:01 - 01:00 น.															0.00
2	01:01 - 02:00 น.															0.00
3	02:01 - 03:00 น.															0.00
4	03:01 - 04:00 น.															0.00
5	04:01 - 05:00 น.															0.00
6	05:01 - 06:00 น.															0.00
7	06:01 - 07:00 น.															0.00
8	07:01 - 08:00 น.															0.00
9	08:01 - 09:00 น.	0.48										0.96	0.96			2.40
10	09:01 - 10:00 น.	8.17									2.40	4.33	8.65			23.56
11	10:01 - 11:00 น.	9.13									3.85	2.40	15.38			30.77
12	11:01 - 12:00 น.	2.40									3.85	0.96	12.02			19.23
13	12:01 - 13:00 น.										1.92	1.92	11.54			15.38
14	13:01 - 14:00 น.										0.96		5.77			6.73
15	14:01 - 15:00 น.												1.92			1.92
16	15:01 - 16:00 น.															0.00
17	16:01 - 17:00 น.															0.00
18	17:01 - 18:00 น.															0.00
19	18:01 - 19:00 น.															0.00
20	19:01 - 20:00 น.															0.00
21	20:01 - 21:00 น.															0.00
22	21:01 - 22:00 น.															0.00
23	22:01 - 23:00 น.															0.00
24	23:01 - 00:00 น.															0.00
รวม		20.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.98	10.58	56.25			100.00

ตารางที่ 9.4 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 4

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม			
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.		
1	00:01 - 01:00 น.											0.18	1.77			1.94
2	01:01 - 02:00 น.											0.35	2.83			3.18
3	02:01 - 03:00 น.	0.18										0.35	2.47			3.00
4	03:01 - 04:00 น.	0.35											1.24			1.59
5	04:01 - 05:00 น.	0.53											1.06			1.59
6	05:01 - 06:00 น.	0.71											0.53			1.24
7	06:01 - 07:00 น.	0.71											0.53			1.24
8	07:01 - 08:00 น.	1.41											0.71			2.12
9	08:01 - 09:00 น.	2.83	0.35	0.53								0.53	1.59	2.83		8.66
10	09:01 - 10:00 น.	5.83	2.12	0.53								1.41	2.83	7.24		19.96
11	10:01 - 11:00 น.	4.24	1.41									1.41	2.12	6.36		15.55
12	11:01 - 12:00 น.	1.94	0.18									1.41	2.12	5.65		11.31
13	12:01 - 13:00 น.	0.53										1.06	2.12	4.24		7.95
14	13:01 - 14:00 น.											0.71	1.06	4.06		5.83
15	14:01 - 15:00 น.												0.71	3.00		3.71
16	15:01 - 16:00 น.												0.18	0.71		0.88
17	16:01 - 17:00 น.													0.35		0.35
18	17:01 - 18:00 น.															0.00
19	18:01 - 19:00 น.															0.00
20	19:01 - 20:00 น.															0.00
21	20:01 - 21:00 น.														1.77	1.77
22	21:01 - 22:00 น.														2.65	2.65
23	22:01 - 23:00 น.												0.71	2.47		3.18
24	23:01 - 00:00 น.												0.18	2.12		2.30
รวม		19.26	4.06	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.30	12.72	54.59			100.00

ตารางที่ 9.5 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 5

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม	
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.
1	00:01 - 01:00 น.	0.79	0.57	0.29				0.14			0.57	0.57	2.00	4.94
2	01:01 - 02:00 น.	0.50	0.43					0.07			0.57	0.14	2.00	3.72
3	02:01 - 03:00 น.	0.72	0.21				0.07				0.72	0.64	2.07	4.43
4	03:01 - 04:00 น.	1.57	0.14	0.14					0.21		0.64	0.79	2.58	6.08
5	04:01 - 05:00 น.	1.43		0.29				0.21	0.14		0.36	0.43	2.86	5.72
6	05:01 - 06:00 น.	1.29		0.21							0.21	0.50	3.15	5.36
7	06:01 - 07:00 น.	1.29		0.07							0.14	0.36	2.65	4.51
8	07:01 - 08:00 น.	1.79		0.14					0.07		0.29	0.72	2.43	5.44
9	08:01 - 09:00 น.	1.93	0.64	0.29	0.21				0.07		0.36	1.22	2.29	7.01
10	09:01 - 10:00 น.	2.65	1.22	0.29							0.57	1.57	3.65	9.94
11	10:01 - 11:00 น.	2.07	0.72	0.07							0.57	1.43	3.79	8.66
12	11:01 - 12:00 น.	1.50	0.43					0.14	0.14		0.57	1.22	2.93	6.94
13	12:01 - 13:00 น.	0.57	0.14				0.14		0.07		0.72	1.14	2.07	4.86
14	13:01 - 14:00 น.	0.07					0.29				0.43	0.57	1.79	3.15
15	14:01 - 15:00 น.										0.07	0.50	1.29	1.86
16	15:01 - 16:00 น.										0.29	1.14	1.43	
17	16:01 - 17:00 น.											0.43	0.43	
18	17:01 - 18:00 น.						0.14					0.14	0.29	
19	18:01 - 19:00 น.							0.50				0.14	0.64	
20	19:01 - 20:00 น.							0.29				0.14	1.00	1.43
21	20:01 - 21:00 น.	0.21						0.14			0.29	0.21	1.72	2.58
22	21:01 - 22:00 น.	0.29	0.21								0.29	0.36	1.65	2.79
23	22:01 - 23:00 น.	0.57	0.50						0.07		0.29	0.29	1.86	3.58
24	23:01 - 00:00 น.	0.64	0.50	0.07				0.14			0.36	0.72	1.79	4.22
รวม		19.89	5.72	1.86	0.21	0.00	0.64	1.65	0.72	0.07	8.01	13.81	47.42	100.00

ตารางที่ 9.6 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 6

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม	
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.
1	00:01 - 01:00 น.													0.00
2	01:01 - 02:00 น.													0.00
3	02:01 - 03:00 น.													0.00
4	03:01 - 04:00 น.													0.00
5	04:01 - 05:00 น.													0.00
6	05:01 - 06:00 น.													0.00
7	06:01 - 07:00 น.													0.00
8	07:01 - 08:00 น.													0.00
9	08:01 - 09:00 น.													0.00
10	09:01 - 10:00 น.													0.00
11	10:01 - 11:00 น.													0.00
12	11:01 - 12:00 น.												50.00	50.00
13	12:01 - 13:00 น.												50.00	50.00
14	13:01 - 14:00 น.													0.00
15	14:01 - 15:00 น.													0.00
16	15:01 - 16:00 น.													0.00
17	16:01 - 17:00 น.													0.00
18	17:01 - 18:00 น.													0.00
19	18:01 - 19:00 น.													0.00
20	19:01 - 20:00 น.													0.00
21	20:01 - 21:00 น.													0.00
22	21:01 - 22:00 น.													0.00
23	22:01 - 23:00 น.													0.00
24	23:01 - 00:00 น.													0.00
รวม		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	100.00

ตารางที่ 9.7 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 7

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม		
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.	
1	00:01 - 01:00 น.														0.00
2	01:01 - 02:00 น.														0.00
3	02:01 - 03:00 น.														0.00
4	03:01 - 04:00 น.														0.00
5	04:01 - 05:00 น.														0.00
6	05:01 - 06:00 น.														0.00
7	06:01 - 07:00 น.														0.00
8	07:01 - 08:00 น.														0.00
9	08:01 - 09:00 น.														0.00
10	09:01 - 10:00 น.	1.82										0.91	3.64		6.36
11	10:01 - 11:00 น.	9.09										5.45	3.64	19.09	37.27
12	11:01 - 12:00 น.	0.91										4.55	1.82	18.18	25.45
13	12:01 - 13:00 น.											3.64	1.82	18.18	23.64
14	13:01 - 14:00 น.													7.27	7.27
15	14:01 - 15:00 น.														0.00
16	15:01 - 16:00 น.														0.00
17	16:01 - 17:00 น.														0.00
18	17:01 - 18:00 น.														0.00
19	18:01 - 19:00 น.														0.00
20	19:01 - 20:00 น.														0.00
21	20:01 - 21:00 น.														0.00
22	21:01 - 22:00 น.														0.00
23	22:01 - 23:00 น.														0.00
24	23:01 - 00:00 น.														0.00
รวม		11.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.64	8.18	66.36	100.00

ตารางที่ 9.8 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 8

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม		
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.	
1	00:01 - 01:00 น.														0.00
2	01:01 - 02:00 น.														0.00
3	02:01 - 03:00 น.														0.00
4	03:01 - 04:00 น.														0.00
5	04:01 - 05:00 น.														0.00
6	05:01 - 06:00 น.														0.00
7	06:01 - 07:00 น.														0.00
8	07:01 - 08:00 น.														0.00
9	08:01 - 09:00 น.														0.00
10	09:01 - 10:00 น.	4.14	0.75									1.50	4.14	5.26	15.79
11	10:01 - 11:00 น.	9.02	2.63									3.01	3.76	10.53	28.95
12	11:01 - 12:00 น.	7.14	1.50									3.01	3.01	10.90	25.56
13	12:01 - 13:00 น.	1.50	1.13									3.01	2.26	7.89	15.79
14	13:01 - 14:00 น.											1.50	1.50	7.14	10.15
15	14:01 - 15:00 น.													3.76	3.76
16	15:01 - 16:00 น.														0.00
17	16:01 - 17:00 น.														0.00
18	17:01 - 18:00 น.														0.00
19	18:01 - 19:00 น.														0.00
20	19:01 - 20:00 น.														0.00
21	20:01 - 21:00 น.														0.00
22	21:01 - 22:00 น.														0.00
23	22:01 - 23:00 น.														0.00
24	23:01 - 00:00 น.														0.00
รวม		21.80	6.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.03	14.66	45.49	100.00

ตารางที่ 9.9 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 9

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม		
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.	
1	00:01 - 01:00 น.														0.00
2	01:01 - 02:00 น.														0.00
3	02:01 - 03:00 น.														0.00
4	03:01 - 04:00 น.														0.00
5	04:01 - 05:00 น.														0.00
6	05:01 - 06:00 น.														0.00
7	06:01 - 07:00 น.														0.00
8	07:01 - 08:00 น.														0.00
9	08:01 - 09:00 น.											0.39			0.39
10	09:01 - 10:00 น.	4.62	2.12	0.77							1.54	3.08	5.39		17.53
11	10:01 - 11:00 น.	5.39	3.08	0.77				0.58			1.54	3.85	9.06		24.28
12	11:01 - 12:00 น.	5.20	2.31	0.39	0.39		0.19	0.77	0.19		2.31	2.89	8.48		23.12
13	12:01 - 13:00 น.	3.66	2.89				0.77	0.19			2.31	2.50	7.13		19.46
14	13:01 - 14:00 น.	0.58	2.31				0.77				1.93	0.77	4.82		11.18
15	14:01 - 15:00 น.											0.58	3.08		3.66
16	15:01 - 16:00 น.												0.39		0.39
17	16:01 - 17:00 น.														0.00
18	17:01 - 18:00 น.														0.00
19	18:01 - 19:00 น.														0.00
20	19:01 - 20:00 น.														0.00
21	20:01 - 21:00 น.														0.00
22	21:01 - 22:00 น.														0.00
23	22:01 - 23:00 น.														0.00
24	23:01 - 00:00 น.														0.00
รวม		19.46	12.72	1.93	0.39	0.00	1.73	1.54	0.19	0.00	9.63	14.07	38.34		100.00

ตารางที่ 9.10 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 10

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม		
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.	
1	00:01 - 01:00 น.														0.00
2	01:01 - 02:00 น.														0.00
3	02:01 - 03:00 น.														0.00
4	03:01 - 04:00 น.														0.00
5	04:01 - 05:00 น.														0.00
6	05:01 - 06:00 น.														0.00
7	06:01 - 07:00 น.														0.00
8	07:01 - 08:00 น.														0.00
9	08:01 - 09:00 น.														0.00
10	09:01 - 10:00 น.														0.00
11	10:01 - 11:00 น.													10.00	10.00
12	11:01 - 12:00 น.													50.00	50.00
13	12:01 - 13:00 น.													40.00	40.00
14	13:01 - 14:00 น.														0.00
15	14:01 - 15:00 น.														0.00
16	15:01 - 16:00 น.														0.00
17	16:01 - 17:00 น.														0.00
18	17:01 - 18:00 น.														0.00
19	18:01 - 19:00 น.														0.00
20	19:01 - 20:00 น.														0.00
21	20:01 - 21:00 น.														0.00
22	21:01 - 22:00 น.														0.00
23	22:01 - 23:00 น.														0.00
24	23:01 - 00:00 น.														0.00
รวม		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	100.00

ตารางที่ 9.11 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 11

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม			
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.		
1	00:01 - 01:00 น.															0.00
2	01:01 - 02:00 น.															0.00
3	02:01 - 03:00 น.															0.00
4	03:01 - 04:00 น.															0.00
5	04:01 - 05:00 น.															0.00
6	05:01 - 06:00 น.															0.00
7	06:01 - 07:00 น.															0.00
8	07:01 - 08:00 น.															0.00
9	08:01 - 09:00 น.															0.00
10	09:01 - 10:00 น.	6.04									1.34	3.36	5.37			16.11
11	10:01 - 11:00 น.	9.40									5.37	2.68	16.78			34.23
12	11:01 - 12:00 น.	2.01									5.37	1.34	13.42			22.15
13	12:01 - 13:00 น.										2.68	1.34	14.77			18.79
14	13:01 - 14:00 น.										0.67		6.71			7.38
15	14:01 - 15:00 น.												1.34			1.34
16	15:01 - 16:00 น.															0.00
17	16:01 - 17:00 น.															0.00
18	17:01 - 18:00 น.															0.00
19	18:01 - 19:00 น.															0.00
20	19:01 - 20:00 น.															0.00
21	20:01 - 21:00 น.															0.00
22	21:01 - 22:00 น.															0.00
23	22:01 - 23:00 น.															0.00
24	23:01 - 00:00 น.															0.00
รวม		17.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.44	8.72	58.39			100.00

ตารางที่ 9.12 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 12

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน											รวม			
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.		ธ.ค.		
1	00:01 - 01:00 น.															0.00
2	01:01 - 02:00 น.															0.00
3	02:01 - 03:00 น.															0.00
4	03:01 - 04:00 น.															0.00
5	04:01 - 05:00 น.															0.00
6	05:01 - 06:00 น.															0.00
7	06:01 - 07:00 น.															0.00
8	07:01 - 08:00 น.															0.00
9	08:01 - 09:00 น.	0.63										0.94	1.25			2.82
10	09:01 - 10:00 น.	7.52	2.19	0.63							2.51	5.02	8.15			26.02
11	10:01 - 11:00 น.	7.52	2.51								2.51	3.13	10.34			26.02
12	11:01 - 12:00 น.	3.76	0.63								2.51	2.51	10.03			19.44
13	12:01 - 13:00 น.	1.25									1.88	2.82	7.52			13.48
14	13:01 - 14:00 น.										1.25	0.63	6.27			8.15
15	14:01 - 15:00 น.												3.45			3.45
16	15:01 - 16:00 น.												0.63			0.63
17	16:01 - 17:00 น.															0.00
18	17:01 - 18:00 น.															0.00
19	18:01 - 19:00 น.															0.00
20	19:01 - 20:00 น.															0.00
21	20:01 - 21:00 น.															0.00
22	21:01 - 22:00 น.															0.00
23	22:01 - 23:00 น.															0.00
24	23:01 - 00:00 น.															0.00
รวม		20.69	5.33	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.66	15.05	47.65			100.00

ตารางที่ 9.13 ช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 13

ลำดับ	ช่วงเวลา	เดือน												รวม	
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.		
1	00:01 - 01:00 น.														0.00
2	01:01 - 02:00 น.														0.00
3	02:01 - 03:00 น.														0.00
4	03:01 - 04:00 น.														0.00
5	04:01 - 05:00 น.														0.00
6	05:01 - 06:00 น.														0.00
7	06:01 - 07:00 น.														0.00
8	07:01 - 08:00 น.														0.00
9	08:01 - 09:00 น.	2.37	0.36	0.36								0.36	1.28	2.37	7.10
10	09:01 - 10:00 น.	6.56	2.91	0.73								1.46	3.64	8.01	23.32
11	10:01 - 11:00 น.	4.74	2.91	0.36								1.46	3.46	9.65	22.59
12	11:01 - 12:00 น.	4.37	1.46					0.18	0.18			1.82	3.28	7.65	18.94
13	12:01 - 13:00 น.	2.19	0.73					0.73				2.00	2.91	6.01	14.57
14	13:01 - 14:00 น.	0.36						0.73				1.46	0.73	4.92	8.20
15	14:01 - 15:00 น.											0.18	0.55	2.91	3.64
16	15:01 - 16:00 น.													1.64	1.64
17	16:01 - 17:00 น.														0.00
18	17:01 - 18:00 น.														0.00
19	18:01 - 19:00 น.														0.00
20	19:01 - 20:00 น.														0.00
21	20:01 - 21:00 น.														0.00
22	21:01 - 22:00 น.														0.00
23	22:01 - 23:00 น.														0.00
24	23:01 - 00:00 น.														0.00
รวม		20.58	8.38	1.46	0.00	0.00	1.46	0.18	0.18	0.00	8.74	15.85	43.17	100.00	

จากตารางที่ 9.2 – 9.13 ซึ่งได้แสดงช่วงเวลาของการเกิดช่วงเวลาวิกฤติรายเดือนของกรณีศึกษาที่ 2 – 13 ตามลำดับ ในการพิจารณาลักษณะการเกิดช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาต่างๆ จะแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

1) กลุ่มที่ 1 ซึ่งได้แก่กรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ตารางที่ 9.2 – 9.5)

รูปแบบของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้คือ การทยอยเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมให้กับระบบทดสอบที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 30 60 90 และ 120 เมกะวัตต์ ตามลำดับ อย่างไรก็ตามสามารถอธิบายลักษณะการเกิดช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้ได้เป็น 2 มิติ ดังนี้

- มิติของเดือนที่เกิดช่วงเวลาวิกฤติ ในกรณีศึกษาที่ 2 เริ่มต้นจากมีช่วงเวลาวิกฤติเกิดขึ้นในเดือนธันวาคม ต่อมาเมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมให้สอดคล้องตามกรณีศึกษาที่ 3 4 และ 5 ตามลำดับ จะมีช่วงเวลาวิกฤติเกิดขึ้นไล่เรียงตามลำดับจากเดือนพฤศจิกายน เดือนมกราคม เดือนตุลาคม เดือนกุมภาพันธ์ เดือนมีนาคม เดือนมิถุนายน เดือนกรกฎาคม และเดือนสิงหาคม ซึ่งลำดับและรายชื่อของเดือนที่กล่าวถึงนี้สอดคล้องตามแนวโน้ม

ของข้อมูลในตารางที่ 9.1 ที่แสดงให้เห็นถึงการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบส่งไฟฟ้า

- มิติของช่วงเวลาที่เกิดช่วงเวลาวิกฤติ ในกรณีศึกษาที่ 2 เริ่มต้นจากมีช่วงเวลาวิกฤติเกิดขึ้นก่อนในช่วงเวลา 10:00 – 13:00 น. เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวเกิดขึ้นในเดือนธันวาคมซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูง (ดูรูป 9.4) ประกอบกับระบบทดสอบมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในระบบก่อนแล้ว จึงทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลาดังกล่าวมีการเสริมกันและนำไปสู่การเกิดช่วงเวลาวิกฤติก่อนช่วงเวลาอื่นๆ ต่อมาเมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมให้สอดคล้องตามกรณีศึกษาที่ 3 4 และ 5 ตามลำดับ จะมีช่วงเวลาวิกฤติเกิดขึ้นได้เรียงในช่วงเวลาอื่นๆ ที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงหรือเป็นช่วงเวลาที่มียกกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่เดิมของระบบทดสอบเสริมเข้ามาอย่างมีนัยสำคัญ

ในกลุ่มที่ 1 นี้สังเกตได้ว่าช่วงเวลาในการเกิดช่วงเวลาวิกฤติมีการกระจายตัวมากเนื่องจากโดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงในช่วงเวลาตั้งแต่ 21:00 – 11:00 น. นอกจากนั้นในบางเดือนเช่น เดือนธันวาคม โรงไฟฟ้าพลังงานลมจะมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงกลางวันเพิ่มสูงขึ้นด้วย

2) กลุ่มที่ 2 ซึ่งได้แก่กรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ตารางที่ 9.6 – 9.9)

รูปแบบของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้คือ การทยอยเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 30 60 90 และ 120 เมกะวัตต์ ตามลำดับ อย่างไรก็ตามสามารถอธิบายลักษณะการเกิดช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้ได้โดยลักษณะเดียวกันกับกลุ่มที่ 1 เนื่องจากในระบบทดสอบมีโรงไฟฟ้าพลังงานลมอยู่ในระบบก่อนแล้ว แต่สิ่งที่แตกต่างไปจากกลุ่มที่ 1 คือ จะมีการกระจายตัวของช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์วิกฤติที่น้อยกว่า ซึ่งจะเกิดขึ้นเฉพาะในช่วงเวลากลางวันเนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูง และความรุนแรงของเหตุการณ์วิกฤติที่เกิดขึ้นโดยส่วนใหญ่จะน้อยกว่ากลุ่มที่ 1 หากเปรียบเทียบในกรณีศึกษาที่มีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งรวมที่เท่ากัน เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเดือนต่างๆ ส่วนใหญ่มีค่าต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลม (ดูตารางที่ 9.1)

3) กลุ่มที่ 3 ซึ่งได้แก่กรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ตารางที่ 9.10 – 9.13)

รูปแบบของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้คือ การทยอยเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งแบบผสมในสัดส่วนที่เท่ากันระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานลมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 30 60 90 และ 120 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ดังนั้นลักษณะการเกิดช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้จึงเป็นส่วนที่คล้ายกับกลุ่มที่ 1 และ 2 อย่างไรก็ตามจากข้อมูลที่ปรากฏพบว่าช่วงเวลาที่เกิดช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาในกลุ่มนี้เกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวันเท่านั้น นั่นแสดงว่าในช่วงเวลาอื่นๆ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลมตามกรณีศึกษาที่กำหนดยังมีค่าไม่มากพอที่จะทำให้เกิดช่วงเวลาวิกฤติได้

9.1.4 ผลการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ตารางที่ 9.14 ผลการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

กรณีศึกษาที่	กำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า		ตัวแปร <i>critST</i>		ตัวแปร <i>new_critST</i>		ค่า Gap
	ลม (MW)	แสงอาทิตย์ (MW)	จำนวน	ระยะเวลา	จำนวน	ระยะเวลา	
			ช่วงเวลาวิกฤติ (ครั้ง/ปี)	ในช่วงเวลาวิกฤติ (ชั่วโมง/ปี)	ช่วงเวลาวิกฤติ (ครั้ง/ปี)	ในช่วงเวลาวิกฤติ (ชั่วโมง/ปี)	
1	0	0	-	-	-	-	-
2	30	0	5.00	4.00	3.00	5.50	4
3	60	0	25.00	52.00	22.00	53.25	4
4	90	0	63.00	141.50	35.00	235.75	37
5	120	0	138.00	349.50	56.00	545.75	38
6	0	30	1.00	1.00	1.00	1.00	1
7	0	60	16.00	27.50	14.00	28.50	4
8	0	90	31.00	66.50	26.00	68.00	3
9	0	120	50.00	129.75	44.00	131.75	3
10	15	15	4.00	2.50	3.00	3.25	4
11	30	30	19.00	37.25	19.00	37.25	1
12	45	45	30.00	79.75	30.00	79.75	1
13	60	60	54.00	137.25	48.00	139.00	3

จากตารางที่ 9.14 ซึ่งแสดงผลการตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ พบว่ากรณีศึกษาทั้งหมดผ่านเกณฑ์การประเมิน (กรณีศึกษาที่ 1 ไม่ได้ทำการประเมินเนื่องจากไม่มีความจำเป็นต้องใช้งานระบบกักเก็บ

พลังงานชนิดแบตเตอรี่) ซึ่งหมายถึงหากมีการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาดังกล่าว หลังจากที่แบตเตอรี่ถูกใช้งานในช่วงเวลาวิกฤติใดๆ แล้ว จะสามารถบริหารจัดการจัดการสถานะของประจุ (SOC) ของแบตเตอรี่ให้กลับมาอยู่ในระดับอ้างอิงที่กำหนดไว้ได้ ทั้งนี้เพื่อให้แบตเตอรี่พร้อมใช้งานสำหรับช่วงเวลาวิกฤติใดๆ ที่จะเกิดขึ้นต่อไปในอนาคต แต่มีข้อสังเกตว่าในกรณีศึกษาที่ 4 และ 5 ที่มีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมให้กับระบบทดสอบไฟฟ้าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 90 และ 120 เมกะวัตต์ นั้นมีค่า *Gap* สูงกว่ากรณีอื่นๆ มาก ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าในกรณีดังกล่าวนั้นจะมีความสามารถในการบริหารจัดการสถานะประจุของแบตเตอรี่ต่ำ และยังสามารถส่งผลถึงขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่จะนำมาใช้งานในฟังก์ชัน PQ operation ที่ทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้ามีค่าพิกัดสูงอีกด้วย ซึ่งจะแสดงให้เห็นในลำดับถัดไป

นอกจากนั้นจากข้อมูลของตัวแปร *critST* ของตารางที่ 9.14 ได้แสดงให้เห็นว่าการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในกรณีศึกษาต่างๆ จะส่งผลทำให้จำนวนช่วงเวลาวิกฤติและระยะเวลาวิกฤติมีค่าเพิ่มสูงขึ้นด้วย ซึ่งกรณีที่มีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะมีผลต่อการเพิ่มขึ้นของค่าดังกล่าวมากกว่ากรณีที่มีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากหากพิจารณาที่กำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากันของโรงไฟฟ้า เมื่อพิจารณาเป็นรายเดือนโดยส่วนใหญ่โรงไฟฟ้าพลังงานลมสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดและมีช่วงเวลาในรอบวันที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงมากได้มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

9.1.5 ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ตารางที่ 9.15 ผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

กรณีศึกษาที่	กำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า (MW)		ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่							สถานะของประจุอ้างอิง (SOCref) (%)	กำลังไฟฟ้าวัดที่พิกัดสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้ (MVA _r)
	ลม	แสงอาทิตย์	ปรากฏของ PCS (MVA)	กำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ (MW)	พลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่* (MWh)						
					Mean	Mean +1 S.D.	Mean +2 S.D.	Mean +3 S.D.	Max		
1	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	30	0	36.70	8.64	6.75	14.35	20.15	20.15	20.15	20.00	35.67
3	60	0	45.00	31.86	43.72	87.87	132.02	132.54	132.54	20.00	33.60
4	90	0	77.12	58.61	174.49	407.85	641.22	856.58	856.58	20.00	31.57
5	120	0	114.01	88.46	215.59	803.98	1,392.36	1,980.75	3,419.91	20.00	35.01
6	0	30	38.32	6.54	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	20.00	37.75
7	0	60	45.38	25.22	24.74	51.44	76.57	76.57	76.57	20.00	37.73
8	0	90	58.84	46.25	53.05	112.26	171.47	187.67	187.67	20.00	37.70
9	0	120	84.15	67.38	85.92	180.00	274.08	323.12	323.12	20.00	37.67
10	15	15	37.26	6.42	3.79	7.89	9.89	9.89	9.89	20.00	36.71
11	30	30	45.01	28.23	31.77	66.62	101.47	101.74	101.74	20.00	35.64
12	45	45	67.09	50.58	76.25	154.35	232.45	243.18	243.18	20.00	34.59
13	60	60	98.51	76.21	104.76	226.38	348.01	447.94	447.94	20.00	33.54

หมายเหตุ: * หมายถึง ถูกคำนวณมาจากการกำหนดเงื่อนไขให้กับตัวแปร Edischarge และ Echarge (ดูในบทที่ 6)

จากขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ จำนวน 13 กรณี ที่สมมติขึ้นในตารางที่ 9.15 สามารถวิเคราะห์และสรุปผลได้ดังนี้

- กรณีศึกษาที่ 1 ซึ่งเป็นระบบทดสอบไฟฟ้าในปัจจุบันพบว่าไม่มีความจำเป็นต้องติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่ทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า
- เมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบจะทำให้พิกัดกำลังไฟฟ้าจริงและพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่มีค่าสูงขึ้น โดยสัดส่วนของพิกัดพลังงานไฟฟ้าต่อพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่มีค่าเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ และสังเกตได้ว่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ขึ้นอยู่กับผลรวมของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าฯ ที่เพิ่มขึ้น และพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ขึ้นอยู่กับระยะเวลาในช่วงเวลาวิกฤติที่เกิดขึ้นในแต่ละครั้งเมื่อเกิดเหตุการณ์วิกฤติ
- การเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมให้กับระบบทดสอบจะส่งผลทำให้ได้ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงและพิกัดพลังงานไฟฟ้าของ

แบตเตอรี่ที่สูงกว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อพิจารณาในกรณีที่เทียบเท่ากัน แต่หากพิจารณาในส่วนของขนาด กำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟสูงสุดของระบบแปลงผันกำลังที่จำเป็นต้องใช้งาน พบว่าจะมีขนาดต่ำกว่าเล็กน้อย เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟให้กับระบบทดสอบได้สูงกว่า

- 4) ขนาดพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ได้สอดคล้องตามผลการประเมินเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ ซึ่งจะเห็นได้ว่าในกรณีศึกษาที่ 4 และ 5 ขนาดพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่มีค่าสูงผิดปกติ
- 5) สถานะประจุอ้างอิงสำหรับทุกๆ ค่าพิกัดที่ได้จากการประเมินในกรณีศึกษาต่างๆ มีค่าเท่ากันคือ มีค่าอยู่ที่ร้อยละ 20 ซึ่งเท่ากับสถานะประจุต่ำสุดของแบตเตอรี่ที่กำหนดไว้ เนื่องจากทุกๆ ช่วงเวลาวิกฤติที่เกิดขึ้นพบว่า แบตเตอรี่ถูกใช้งานในลักษณะการอัดประจุเท่านั้น
- 6) ในส่วนของพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบแปลงผันกำลังจะเป็นค่าเดียวกับค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่เกิดขึ้นในกรณีศึกษานั้นๆ ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นตามกำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์

9.2 ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

ในหัวข้อนี้จะเป็นนำเสนอผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ โดยการเปรียบเทียบให้เห็นถึงความแตกต่างระหว่างกรณีที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าที่ทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) ด้วยฟังก์ชัน PQ operation ของกรณีศึกษาต่างๆ ทั้งนี้ ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่นำมาติดตั้งใช้งานจะสอดคล้องตามตารางที่ 9.15

9.2.1 ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ากรณีไม่ติดตั้งใช้งาน BESS

ตารางที่ 9.16 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 (ไม่ติดตั้ง BESS)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
1	Bus 2	4.49	8.15	437.83	37,784,552
	DP1	16.23	18.45	219.84	18,972,408
	DP2	19.27	21.47	348.74	30,096,389
	DP3	4.49	8.15	239.32	20,653,297

ตารางที่ 9.17 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ไม่ติดตั้ง BESS)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
2	Bus 2	6.05	9.28	342.94	29,595,628
	DP1	13.33	16.03	156.08	13,470,028
	DP2	17.36	18.96	267.62	23,095,432
	DP3	6.05	9.28	184.53	15,924,687
3	Bus 2	6.68	13.03	261.39	22,557,768
	DP1	11.87	17.46	101.06	8,721,574
	DP2	14.01	18.96	184.32	15,906,572
	DP3	6.68	13.03	135.02	11,652,297
4	Bus 2	10.77	27.18	311.11	26,848,843
	DP1	14.69	30.06	84.02	7,250,683
	DP2	15.73	30.79	195.86	16,902,906
	DP3	10.77	27.18	130.93	11,299,358
5	Bus 2	22.75	42.68	381.70	32,941,132
	DP1	25.49	44.66	74.16	6,400,160
	DP2	26.43	45.09	261.24	22,545,344
	DP3	22.75	42.68	113.17	9,766,939

ตารางที่ 9.18 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ไม่ติดตั้ง BESS)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	COST (บาท/ปี)
6	Bus 2	6.19	11.47	405.12	34,962,233
	DP1	17.03	21.25	214.04	18,471,755
	DP2	20.09	24.32	345.79	29,842,020
	DP3	6.19	11.47	216.70	18,700,890
7	Bus 2	9.54	19.92	457.77	39,505,461
	DP1	20.20	29.63	217.39	18,760,613
	DP2	23.24	32.65	375.73	32,425,847
	DP3	9.54	19.92	233.38	20,140,992
8	Bus 2	17.53	36.47	515.07	44,450,464
	DP1	28.21	46.20	213.78	18,449,532
	DP2	31.21	49.15	412.42	35,592,265
	DP3	17.53	36.47	257.16	22,193,136
9	Bus 2	19.94	51.05	701.72	60,558,143
	DP1	31.53	60.94	224.89	19,408,044
	DP2	33.58	63.70	489.75	42,265,461
	DP3	19.94	51.05	354.42	30,586,801

ตารางที่ 9.19 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ไม่ติดตั้ง BESS)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	COST (บาท/ปี)
10	Bus 2	5.15	10.71	373.17	32,204,298
	DP1	13.62	18.79	180.74	15,597,532
	DP2	17.54	22.29	316.41	27,306,310
	DP3	5.15	10.71	199.28	17,197,817
11	Bus 2	7.96	16.72	345.20	29,790,550
	DP1	15.26	23.53	153.91	13,282,186
	DP2	19.26	26.27	279.92	24,156,936
	DP3	7.96	16.72	176.32	15,216,458
12	Bus 2	11.09	26.84	386.34	33,341,046
	DP1	16.28	32.47	132.03	11,394,271
	DP2	18.28	34.70	289.23	24,960,746
	DP3	11.09	26.84	177.76	15,340,644
13	Bus 2	19.79	46.09	446.96	38,572,540
	DP1	23.98	49.95	106.59	9,199,070
	DP2	27.12	52.10	323.96	27,957,977
	DP3	19.79	46.09	176.32	15,216,250

จากตารางที่ 9.16 – 9.19 ซึ่งเป็นผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ากรณีไม่ติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ สามารถวิเคราะห์และสรุปผลได้ดังนี้

- 1) เมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบตามกรณีศึกษาที่ 2 – 13 พบว่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดมีค่าเพิ่มขึ้นจากกรณีศึกษาที่ 1 ซึ่งเป็นระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบัน จึงสรุปว่าการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์มีผลทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าลดลง
- 2) เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าระหว่างการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลม (กรณีศึกษาที่ 2 – 5) กับการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (กรณีศึกษาที่ 6 – 9) พบว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีแนวโน้มทำให้เกิดผลกระทบต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าที่ต่ำกว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เหตุที่เป็นเช่นนี้สามารถอธิบายได้ตามรูปที่ 9.5 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าในภาพรวมตลอดทั้งปีแม้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะสามารถกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดได้ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลม แต่ในแง่ระยะเวลาที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงกว่าร้อยละ 50 ของกำลังผลิตติดตั้งนั้น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมอย่างมีนัยสำคัญ
- 3) จากการผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าข้างต้น แสดงให้เห็นว่าสำหรับระบบทดสอบที่ทำการศึกษา การเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในสัดส่วนที่เท่ากันระหว่างโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานลมและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด
- 4) หากพิจารณาค่าดัชนี EENS ของกรณีศึกษาที่ 1 – 5 พบว่าเมื่อทยอยเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบจาก 0 เป็น 60 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (กรณีศึกษาที่ 1 ถึง 3 ตามลำดับ) แนวโน้มของค่าดัชนี EENS มีค่าลดลง ซึ่งสวนทางกับแนวโน้มของค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่มีค่าเพิ่มขึ้น แต่จากนั้นเมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบเป็น 90 และ 120 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (กรณีศึกษาที่ 4 และ 5 ตามลำดับ) แนวโน้มของค่าดัชนี EENS จะสอดคล้องตามแนวโน้มค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่มีค่าเพิ่มสูงขึ้น เหตุที่เป็นเช่นนี้สันนิษฐานได้ว่าอาจเกิดจากโปรไฟล์

กำลังไฟฟ้ารี่แอกทีฟของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ ซึ่งมีค่าเปลี่ยนแปลงตามโปรไฟล์กำลังไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานลมดังกล่าว นอกจากนั้นโรงไฟฟ้าพลังงานลมยังมีความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้ารี่แอกทีฟได้มากอีกด้วย แต่เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดทั้งวันและมีการเปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาล ดังนั้น ในกรณีศึกษาที่ 2 – 3 การเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมอาจทำให้ช่วงเวลาที่เกิดปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าซึ่งนำไปสู่เหตุการณ์ไฟฟ้าดับเปลี่ยนแปลงไป ประกอบกับการวิเคราะห์ช่วงเวลาวิกฤติกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 พบว่าช่วงเวลาวิกฤติจะเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวันเท่านั้นซึ่งในช่วงเวลาดังกล่าวที่จุดจำหน่ายไฟฟ้าต่างๆ เช่น DP1 DP2 และ DP3 มักมีการจ่ายไฟฟ้าย้อนเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า จึงทำให้เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแนวโน้มของค่า EENS ที่ได้มีค่าลดลง อย่างไรก็ตาม หากมีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งให้กับระบบทดสอบ เช่น ในกรณีศึกษาที่ 4 และ 5 จากการวิเคราะห์ช่วงเวลาวิกฤติพบว่าในรอบหนึ่งปีจะมีโอกาสเกิดขึ้นได้มากขึ้น และสามารถเกิดขึ้นได้เกือบทุกช่วงเวลาของรอบวัน จึงทำให้แนวโน้มของค่าดัชนี EENS กลับมามีค่าเพิ่มขึ้นได้

9.2.2 ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ากรณีติดตั้งใช้งาน BESS

ตารางที่ 9.20 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	COST (บาท/ปี)
2	Bus 2	0.02	0.29	11.01	949,856
	DP1	0.32	0.68	4.06	349,991
	DP2	0.39	0.81	7.98	688,950
	DP3	0.02	0.29	6.47	558,190
3	Bus 2	0.14	0.53	8.99	775,694
	DP1	0.43	0.97	4.46	384,741
	DP2	0.39	0.87	7.60	656,011
	DP3	0.14	0.53	3.00	259,100
4	Bus 2	0.32	0.87	19.42	1,675,862
	DP1	0.62	1.29	6.01	518,303
	DP2	0.64	1.26	9.18	792,642
	DP3	0.32	0.87	10.45	901,502
5	Bus 2	0.34	1.56	24.42	2,107,087
	DP1	0.65	1.96	6.67	575,477
	DP2	0.57	1.87	13.52	1,167,192
	DP3	0.34	1.56	10.02	864,882

ตารางที่ 9.21 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	COST (บาท/ปี)
6	Bus 2	0.04	0.85	22.11	1,908,257
	DP1	0.39	1.32	6.99	603,204
	DP2	0.37	1.30	12.04	1,038,946
	DP3	0.04	0.85	10.72	925,463
7	Bus 2	0.13	0.61	19.23	1,659,313
	DP1	0.43	1.03	6.01	518,303
	DP2	0.45	0.99	9.05	780,964
	DP3	0.13	0.61	10.45	901,502
8	Bus 2	0.24	0.60	8.83	762,226
	DP1	0.57	1.07	4.72	407,050
	DP2	0.48	0.95	7.51	647,845
	DP3	0.24	0.60	2.87	247,588
9	Bus 2	0.50	1.23	34.10	2,943,240
	DP1	0.82	1.68	7.98	688,384
	DP2	0.83	1.66	12.82	1,106,400
	DP3	0.50	1.23	20.83	1,797,478

ตารางที่ 9.22 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
10	Bus 2	0.05	0.71	17.80	1,536,010
	DP1	0.39	1.17	6.02	519,471
	DP2	0.35	1.11	10.80	932,092
	DP3	0.05	0.71	8.14	702,593
11	Bus 2	0.12	0.75	23.33	2,012,991
	DP1	0.44	1.18	6.34	547,004
	DP2	0.44	1.16	11.55	996,402
	DP3	0.12	0.75	12.08	1,042,396
12	Bus 2	0.24	1.08	29.78	2,569,686
	DP1	0.52	1.46	7.32	631,606
	DP2	0.54	1.46	13.25	1,143,349
	DP3	0.24	1.08	15.39	1,328,444
13	Bus 2	0.49	1.53	27.04	2,333,762
	DP1	0.76	1.88	7.10	612,860
	DP2	0.82	1.98	14.43	1,245,392
	DP3	0.49	1.53	12.52	1,080,735

ตารางที่ 9.23 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
2	Bus 2	0.03	0.40	16.29	1,405,485
	DP1	0.29	0.77	5.15	444,804
	DP2	0.35	0.82	8.76	756,086
	DP3	0.03	0.40	8.84	762,486
3	Bus 2	0.16	0.45	10.76	928,343
	DP1	0.54	0.97	4.99	430,504
	DP2	0.49	0.89	9.04	779,722
	DP3	0.16	0.45	5.07	437,523
4	Bus 2	0.05	0.29	7.25	625,543
	DP1	0.32	0.66	3.39	292,260
	DP2	0.39	0.75	7.35	634,213
	DP3	0.05	0.29	3.51	302,621
5	Bus 2	0.10	0.54	11.71	1,010,260
	DP1	0.41	0.95	4.20	362,074
	DP2	0.47	1.07	9.09	784,791
	DP3	0.10	0.54	5.86	505,544

ตารางที่ 9.24 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
6	Bus 2	0.04	0.85	22.11	1,908,257
	DP1	0.39	1.32	6.99	603,204
	DP2	0.37	1.30	12.04	1,038,946
	DP3	0.04	0.85	10.72	925,463
7	Bus 2	0.05	0.50	19.23	1,659,313
	DP1	0.35	0.92	6.01	518,303
	DP2	0.37	0.88	9.05	780,964
	DP3	0.05	0.50	10.45	901,502
8	Bus 2	0.21	0.41	9.01	777,865
	DP1	0.56	0.89	4.47	385,484
	DP2	0.53	0.83	8.27	713,998
	DP3	0.21	0.41	4.26	367,911
9	Bus 2	0.17	0.94	31.11	2,685,174
	DP1	0.49	1.34	6.96	600,495
	DP2	0.46	1.35	13.57	1,171,296
	DP3	0.17	0.94	17.25	1,488,726

ตารางที่ 9.25 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
10	Bus 2	0.02	0.36	9.33	805,411
	DP1	0.32	0.79	4.15	358,568
	DP2	0.37	0.81	7.93	684,056
	DP3	0.02	0.36	4.63	399,189
11	Bus 2	0.04	0.39	17.70	1,527,866
	DP1	0.30	0.74	4.94	426,229
	DP2	0.37	0.83	9.24	797,239
	DP3	0.04	0.39	10.74	926,950
12	Bus 2	0.18	0.78	24.92	2,150,264
	DP1	0.49	1.18	6.97	601,873
	DP2	0.51	1.19	10.76	928,883
	DP3	0.18	0.78	13.94	1,202,950
13	Bus 2	0.24	1.17	37.14	3,205,045
	DP1	0.50	1.52	7.61	656,981
	DP2	0.60	1.70	17.14	1,479,038
	DP3	0.24	1.17	20.19	1,742,011

ตารางที่ 9.26 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
2	Bus 2	0.01	0.21	6.03	520,311
	DP1	0.34	0.66	3.61	311,375
	DP2	0.31	0.61	6.05	522,219
	DP3	0.01	0.21	2.92	251,713
3	Bus 2	0.04	0.72	17.91	1,545,296
	DP1	0.36	1.14	5.78	499,135
	DP2	0.30	1.08	10.07	868,861
	DP3	0.04	0.72	8.38	722,766
4	Bus 2	0.02	0.29	7.07	609,753
	DP1	0.35	0.78	4.30	370,787
	DP2	0.25	0.62	6.49	560,007
	DP3	0.02	0.29	2.30	198,071
5	Bus 2	0.04	0.69	28.62	2,470,106
	DP1	0.38	1.17	7.03	607,117
	DP2	0.37	1.12	11.33	978,142
	DP3	0.04	0.69	17.31	1,493,466

ตารางที่ 9.27 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
6	Bus 2	0.04	0.85	22.11	1,908,257
	DP1	0.39	1.32	6.99	603,204
	DP2	0.37	1.30	12.04	1,038,946
	DP3	0.04	0.85	10.72	925,463
7	Bus 2	0.01	0.21	6.03	520,330
	DP1	0.30	0.61	3.29	284,233
	DP2	0.32	0.62	6.45	556,882
	DP3	0.01	0.21	2.92	251,713
8	Bus 2	0.04	0.71	17.63	1,521,717
	DP1	0.36	1.14	5.77	498,310
	DP2	0.31	1.08	10.10	871,930
	DP3	0.04	0.71	8.26	712,727
9	Bus 2	0.07	0.68	25.60	2,208,941
	DP1	0.39	1.11	6.84	590,275
	DP2	0.40	1.13	12.94	1,116,534
	DP3	0.07	0.68	12.85	1,109,267

ตารางที่ 9.28 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
10	Bus 2	0.01	0.22	7.51	647,923
	DP1	0.36	0.69	3.80	328,315
	DP2	0.31	0.62	6.17	532,589
	DP3	0.01	0.22	4.04	348,374
11	Bus 2	0.01	0.19	7.16	617,999
	DP1	0.28	0.57	3.21	276,922
	DP2	0.32	0.60	6.60	569,396
	DP3	0.01	0.19	4.18	361,019
12	Bus 2	0.02	0.58	8.83	761,738
	DP1	0.28	0.95	4.16	359,423
	DP2	0.37	1.06	9.63	831,447
	DP3	0.02	0.58	2.13	184,061
13	Bus 2	0.10	0.40	12.21	1,054,035
	DP1	0.42	0.84	5.84	503,607
	DP2	0.41	0.80	8.52	735,422
	DP3	0.10	0.40	5.74	495,191

ตารางที่ 9.29 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
2	Bus 2	0.01	0.21	6.03	520,311
	DP1	0.34	0.66	3.61	311,375
	DP2	0.31	0.61	6.05	522,219
	DP3	0.01	0.21	2.92	251,713
3	Bus 2	0.01	0.29	11.72	1,011,240
	DP1	0.34	0.73	4.15	358,550
	DP2	0.37	0.78	7.71	665,275
	DP3	0.01	0.29	6.85	591,497
4	Bus 2	0.02	0.32	8.93	770,422
	DP1	0.37	0.80	4.42	381,795
	DP2	0.34	0.75	8.13	701,525
	DP3	0.02	0.32	4.22	364,390
5	Bus 2	0.03	0.84	31.70	2,735,651
	DP1	0.39	1.28	6.76	583,786
	DP2	0.30	1.25	13.90	1,199,212
	DP3	0.03	0.84	17.55	1,514,684

ตารางที่ 9.30 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
6	Bus 2	0.04	0.85	22.11	1,908,257
	DP1	0.39	1.32	6.99	603,204
	DP2	0.37	1.30	12.04	1,038,946
	DP3	0.04	0.85	10.72	925,463
7	Bus 2	0.01	0.21	6.03	520,330
	DP1	0.30	0.61	3.29	284,233
	DP2	0.32	0.62	6.45	556,882
	DP3	0.01	0.21	2.92	251,713
8	Bus 2	0.01	0.29	11.88	1,024,901
	DP1	0.34	0.73	4.16	359,014
	DP2	0.37	0.78	7.68	662,822
	DP3	0.01	0.29	6.96	601,037
9	Bus 2	0.04	0.70	27.40	2,364,798
	DP1	0.47	1.29	7.70	664,279
	DP2	0.34	1.13	12.58	1,085,621
	DP3	0.04	0.70	15.07	1,300,180

ตารางที่ 9.31 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
10	Bus 2	0.01	0.22	7.51	647,923
	DP1	0.36	0.69	3.80	328,315
	DP2	0.31	0.62	6.17	532,589
	DP3	0.01	0.22	4.04	348,374
11	Bus 2	0.02	0.36	13.63	1,175,901
	DP1	0.34	0.79	4.77	411,976
	DP2	0.29	0.74	7.77	670,573
	DP3	0.02	0.36	7.57	653,182
12	Bus 2	0.02	0.62	20.25	1,747,339
	DP1	0.32	1.06	6.71	578,737
	DP2	0.34	1.06	10.84	935,140
	DP3	0.02	0.62	10.05	867,172
13	Bus 2	0.03	0.50	18.29	1,578,690
	DP1	0.32	0.85	5.17	445,973
	DP2	0.34	0.92	9.47	817,342
	DP3	0.03	0.50	9.67	834,587

ตารางที่ 9.32 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 – 5 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
2	Bus 2	0.01	0.21	6.03	520,311
	DP1	0.34	0.66	3.61	311,375
	DP2	0.31	0.61	6.05	522,219
	DP3	0.01	0.21	2.92	251,713
3	Bus 2	0.01	0.29	11.72	1,011,240
	DP1	0.34	0.73	4.15	358,550
	DP2	0.37	0.78	7.71	665,275
	DP3	0.01	0.29	6.85	591,497
4	Bus 2	0.02	0.32	8.93	770,422
	DP1	0.37	0.80	4.42	381,795
	DP2	0.34	0.75	8.13	701,525
	DP3	0.02	0.32	4.22	364,390
5	Bus 2	0.02	0.66	25.43	2,194,527
	DP1	0.32	1.07	6.87	592,970
	DP2	0.36	1.10	12.52	1,080,547
	DP3	0.02	0.66	13.08	1,128,621

ตารางที่ 9.33 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 6 – 9 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
6	Bus 2	0.04	0.85	22.11	1,908,257
	DP1	0.39	1.32	6.99	603,204
	DP2	0.37	1.30	12.04	1,038,946
	DP3	0.04	0.85	10.72	925,463
7	Bus 2	0.01	0.21	6.03	520,330
	DP1	0.30	0.61	3.29	284,233
	DP2	0.32	0.62	6.45	556,882
	DP3	0.01	0.21	2.92	251,713
8	Bus 2	0.01	0.29	11.88	1,024,901
	DP1	0.34	0.73	4.16	359,014
	DP2	0.37	0.78	7.68	662,822
	DP3	0.01	0.29	6.96	601,037
9	Bus 2	0.04	0.70	27.40	2,364,798
	DP1	0.47	1.29	7.70	664,279
	DP2	0.34	1.13	12.58	1,085,621
	DP3	0.04	0.70	15.07	1,300,180

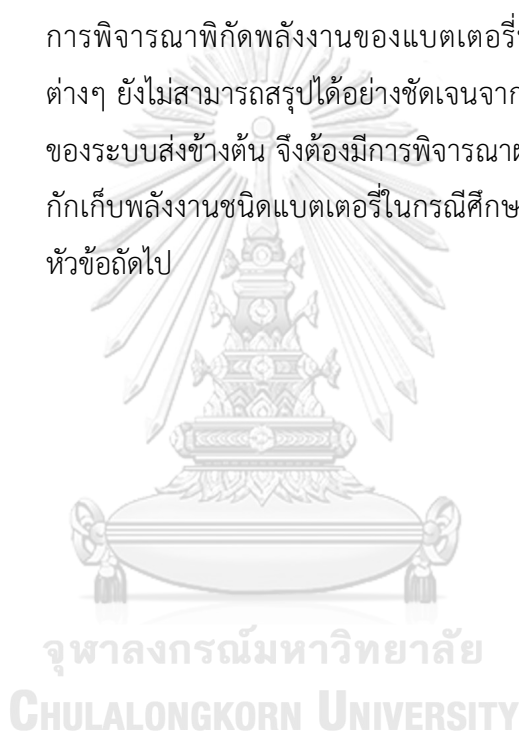
ตารางที่ 9.34 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 10 – 13 (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	ตำแหน่งที่พิจารณา	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า			OUTAGE COST (บาท/ปี)
		SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWh/ปี)	
10	Bus 2	0.01	0.22	7.51	647,923
	DP1	0.36	0.69	3.80	328,315
	DP2	0.31	0.62	6.17	532,589
	DP3	0.01	0.22	4.04	348,374
11	Bus 2	0.02	0.36	13.63	1,175,901
	DP1	0.34	0.79	4.77	411,976
	DP2	0.29	0.74	7.77	670,573
	DP3	0.02	0.36	7.57	653,182
12	Bus 2	0.02	0.62	20.25	1,747,339
	DP1	0.32	1.06	6.71	578,737
	DP2	0.34	1.06	10.84	935,140
	DP3	0.02	0.62	10.05	867,172
13	Bus 2	0.03	0.50	18.29	1,578,690
	DP1	0.32	0.85	5.17	445,973
	DP2	0.34	0.92	9.47	817,342
	DP3	0.03	0.50	9.67	834,587

จากตารางที่ 9.20 – 9.34 ซึ่งเป็นผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ากรณีติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ตามเงื่อนไขต่างๆ สามารถวิเคราะห์และสรุปผลได้ดังนี้

- 1) การติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาที่ 2 – 13 ไม่ว่าจะพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะเป็นไปตามเงื่อนไขใดๆ ผลปรากฏว่าเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่ได้ติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ พบว่าสามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบส่งไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี และได้ผลลัพธ์ที่ดีกว่าผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีศึกษาที่ 1 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าในปัจจุบันอีกด้วย
- 2) สำหรับความแตกต่างของดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีศึกษาที่ 2 – 13 เมื่อมีการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ ด้วยพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ตามเงื่อนไขต่างๆ พบว่ามีแนวโน้มดังนี้ เมื่อพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่สูงขึ้นจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าต่างๆ ในกรณีศึกษานั้นๆ ดีขึ้นตามไปด้วย

- 3) การติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ ด้วยเงื่อนไขที่มีพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่เป็นค่าสูงสุดนั้น จะไม่สามารถทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าที่ตำแหน่งต่างๆ ทั้งหมดของระบบทดสอบลดลงเป็นศูนย์ได้ เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ไม่สามารถช่วยแก้ไขปัญหาเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่จุดจำหน่ายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากความผิดพลาดของหม้อแปลงจำหน่าย และเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่บัสของสถานีไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งทั้งหมดที่เชื่อมโยงไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักเกิดความผิดพลาดทั้งหมดได้
- 4) การพิจารณาพิกัดพลังงานของแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับกรณีศึกษาต่างๆ ยังไม่สามารถสรุปได้อย่างชัดเจนจากผลการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งข้างต้น จึงต้องมีการพิจารณาผลการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ ร่วมด้วย ซึ่งจะแสดงในหัวข้อถัดไป



9.2.3 ผลการประเมินการใช้งาน BESS ในด้านจำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้

ตารางที่ 9.35 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	4.50	1.10	0.80	72.73	0.80	0.80	100.00
3	27.95	3.24	2.33	71.87	1.77	1.77	100.00
4	37.02	5.96	4.65	77.96	4.07	4.07	100.00
5	42.70	8.11	6.18	76.22	4.87	4.87	100.00
6	2.13	1.00	1.00	100.00	1.25	1.25	100.00
7	19.89	2.99	1.88	62.65	1.31	1.31	100.00
8	31.41	3.41	2.34	68.46	1.85	1.85	100.00
9	46.04	5.00	3.65	72.91	3.00	3.00	100.00
10	4.67	0.82	0.54	65.22	0.70	0.70	100.00
11	21.88	2.46	1.64	66.86	1.24	1.24	100.00
12	27.56	3.91	2.71	69.16	2.29	2.29	100.00
13	38.41	5.37	3.69	68.71	3.67	3.67	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่เท่านั้น

ตารางที่ 9.36 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	100.00	0.05	0.05	100.00	34.55	34.55	100.00
3	100.00	0.80	0.80	100.00	41.48	41.48	100.00
4	100.00	2.04	2.04	100.00	59.41	59.41	100.00
5	100.00	3.02	3.02	100.00	85.34	85.34	100.00
6	100.00	0.02	0.02	100.00	43.58	43.58	100.00
7	100.00	0.51	0.51	100.00	62.28	62.28	100.00
8	100.00	0.94	0.94	100.00	82.67	82.67	100.00
9	100.00	1.97	1.97	100.00	120.71	120.71	100.00
10	100.00	0.04	0.04	100.00	38.56	38.56	100.00
11	100.00	0.48	0.48	100.00	52.23	52.23	100.00
12	100.00	0.93	0.93	100.00	64.76	64.76	100.00
13	100.00	1.77	1.77	100.00	89.86	89.86	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน PCS เท่านั้น

ตารางที่ 9.37 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	7.01	1.15	1.00	86.96	0.95	0.95	100.00
3	26.95	3.72	3.21	86.12	2.33	2.33	100.00
4	38.76	5.21	5.07	97.36	4.03	4.03	100.00
5	45.54	10.91	10.17	93.22	7.43	7.43	100.00
6	2.13	1.00	1.00	100.00	1.25	1.25	100.00
7	19.89	2.99	2.60	87.01	1.83	1.83	100.00
8	31.88	3.93	3.41	86.69	2.54	2.54	100.00
9	43.18	4.53	4.18	92.33	3.42	3.42	100.00
10	6.07	0.93	0.83	89.29	0.93	0.93	100.00
11	22.54	1.93	1.74	90.54	1.28	1.28	100.00
12	33.33	3.83	3.33	86.96	2.75	2.75	100.00
13	40.40	5.36	4.81	89.73	4.39	4.39	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่เท่านั้น

ตารางที่ 9.38 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	100.00	0.08	0.08	100.00	34.49	34.49	100.00
3	100.00	0.97	0.97	100.00	41.93	41.93	100.00
4	100.00	1.99	1.99	100.00	58.72	58.72	100.00
5	100.00	4.80	4.80	100.00	87.48	87.48	100.00
6	100.00	0.02	0.02	100.00	43.58	43.58	100.00
7	100.00	0.58	0.58	100.00	62.39	62.39	100.00
8	100.00	1.19	1.19	100.00	83.52	83.52	100.00
9	100.00	1.89	1.89	100.00	120.45	120.45	100.00
10	100.00	0.06	0.06	100.00	38.86	38.86	100.00
11	100.00	0.42	0.42	100.00	52.42	52.42	100.00
12	100.00	1.17	1.17	100.00	65.28	65.28	100.00
13	100.00	2.08	2.08	100.00	89.59	89.59	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน PCS เท่านั้น

ตารางที่ 9.39 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	7.94	1.34	1.34	100.00	1.26	1.26	100.00
3	20.66	2.70	2.70	100.00	1.91	1.91	100.00
4	41.03	5.18	5.18	100.00	3.96	3.96	100.00
5	54.87	7.27	7.22	99.32	5.32	5.32	100.00
6	2.13	1.00	1.00	100.00	1.25	1.25	100.00
7	19.63	3.05	3.05	100.00	2.14	2.14	100.00
8	23.15	3.12	3.07	98.56	2.23	2.23	100.00
9	44.13	4.23	4.06	95.96	3.31	3.31	100.00
10	3.26	0.64	0.64	100.00	0.68	0.68	100.00
11	20.62	2.80	2.80	100.00	1.99	1.99	100.00
12	37.97	4.03	4.00	99.13	3.14	3.14	100.00
13	40.91	5.59	5.40	96.52	5.44	5.44	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่เท่านั้น

ตารางที่ 9.40 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	100.00	0.11	0.11	100.00	34.00	34.00	100.00
3	100.00	0.56	0.56	100.00	40.91	40.91	100.00
4	100.00	2.13	2.13	100.00	58.96	58.96	100.00
5	100.00	3.98	3.98	100.00	86.77	86.77	100.00
6	100.00	0.02	0.02	100.00	43.58	43.58	100.00
7	100.00	0.60	0.60	100.00	61.81	61.81	100.00
8	100.00	0.71	0.71	100.00	82.54	82.54	100.00
9	100.00	1.82	1.82	100.00	121.26	121.26	100.00
10	100.00	0.02	0.02	100.00	37.97	37.97	100.00
11	100.00	0.58	0.58	100.00	52.31	52.31	100.00
12	100.00	1.52	1.52	100.00	66.19	66.19	100.00
13	100.00	2.24	2.24	100.00	90.79	90.79	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน PCS เท่านั้น

ตารางที่ 9.41 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	7.94	1.34	1.34	100.00	1.26	1.26	100.00
3	22.22	3.76	3.76	100.00	2.64	2.64	100.00
4	39.23	5.02	5.02	100.00	4.08	4.08	100.00
5	47.90	8.53	8.53	100.00	6.34	6.34	100.00
6	2.13	1.00	1.00	100.00	1.25	1.25	100.00
7	19.63	3.05	3.05	100.00	2.14	2.14	100.00
8	27.42	4.41	4.41	100.00	3.10	3.10	100.00
9	46.83	4.76	4.76	100.00	4.11	4.11	100.00
10	3.26	0.64	0.64	100.00	0.68	0.68	100.00
11	19.91	2.03	2.03	100.00	1.42	1.42	100.00
12	29.63	5.01	5.01	100.00	4.12	4.12	100.00
13	45.16	5.91	5.91	100.00	5.68	5.68	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่เท่านั้น

ตารางที่ 9.42 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	100.00	0.11	0.11	100.00	34.00	34.00	100.00
3	100.00	0.84	0.84	100.00	41.79	41.79	100.00
4	100.00	1.97	1.97	100.00	59.25	59.25	100.00
5	100.00	4.09	4.09	100.00	87.22	87.22	100.00
6	100.00	0.02	0.02	100.00	43.58	43.58	100.00
7	100.00	0.60	0.60	100.00	61.81	61.81	100.00
8	100.00	1.21	1.21	100.00	83.43	83.43	100.00
9	100.00	2.23	2.23	100.00	121.06	121.06	100.00
10	100.00	0.02	0.02	100.00	37.97	37.97	100.00
11	100.00	0.40	0.40	100.00	51.92	51.92	100.00
12	100.00	1.48	1.48	100.00	65.47	65.47	100.00
13	100.00	2.67	2.67	100.00	90.68	90.68	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน PCS เท่านั้น

ตารางที่ 9.43 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	7.94	1.34	1.34	100.00	1.26	1.26	100.00
3	22.22	3.76	3.76	100.00	2.64	2.64	100.00
4	39.23	5.02	5.02	100.00	4.08	4.08	100.00
5	45.87	9.16	9.16	100.00	6.89	6.89	100.00
6	2.13	1.00	1.00	100.00	1.25	1.25	100.00
7	19.63	3.05	3.05	100.00	2.14	2.14	100.00
8	27.42	4.41	4.41	100.00	3.10	3.10	100.00
9	46.83	4.76	4.76	100.00	4.11	4.11	100.00
10	3.26	0.64	0.64	100.00	0.68	0.68	100.00
11	19.91	2.03	2.03	100.00	1.42	1.42	100.00
12	29.63	5.01	5.01	100.00	4.12	4.12	100.00
13	45.16	5.91	5.91	100.00	5.68	5.68	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่เท่านั้น

ตารางที่ 9.44 จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานและโอกาสที่ตอบสนองได้ของระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน (%)	ช่วงเวลาวิกฤติ			ช่วงเวลาอิสระ		
		ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งาน* (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ตอบสนองได้* (ชั่วโมง/ปี)	โอกาสที่ตอบสนองได้ (%)
1	-	-	-	-	-	-	-
2	100.00	0.11	0.11	100.00	34.00	34.00	100.00
3	100.00	0.84	0.84	100.00	41.79	41.79	100.00
4	100.00	1.97	1.97	100.00	59.25	59.25	100.00
5	100.00	4.20	4.20	100.00	86.83	86.83	100.00
6	100.00	0.02	0.02	100.00	43.58	43.58	100.00
7	100.00	0.60	0.60	100.00	61.81	61.81	100.00
8	100.00	1.21	1.21	100.00	83.43	83.43	100.00
9	100.00	2.23	2.23	100.00	121.06	121.06	100.00
10	100.00	0.02	0.02	100.00	37.97	37.97	100.00
11	100.00	0.40	0.40	100.00	51.92	51.92	100.00
12	100.00	1.48	1.48	100.00	65.47	65.47	100.00
13	100.00	2.67	2.67	100.00	90.68	90.68	100.00

หมายเหตุ: * พิจารณาเฉพาะรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งาน PCS เท่านั้น

จากตารางที่ 9.35 – 9.44 ซึ่งเป็นผลการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในด้านโอกาสที่ถูกเรียกใช้งานและโอกาสในการตอบสนอง อย่างไรก็ตาม การพิจารณาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะแยกพิจารณาเป็นสองส่วน ประกอบด้วย การใช้งานแบตเตอรี่และการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง โดยสามารถวิเคราะห์และสรุปผลได้ดังนี้ (คำนิยามที่เกี่ยวข้องกับค่าดัชนีต่างๆ ที่แสดงอยู่ในตารางดังกล่าวได้แสดงไว้แล้วในบทที่ 6 และ 7)

- 1) ในส่วนของการใช้งานแบตเตอรี่พบว่า ในทุกเงื่อนไขพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่ และระยะเวลาเฉลี่ยที่แบตเตอรี่ถูกเรียกใช้งานในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระของกรณีศึกษาต่างๆ จะมีค่าใกล้เคียงกันมาก เนื่องจากการจำลองในระบบทดสอบเดียวกัน
- 2) หากพิจารณาการใช้งานแบตเตอรี่ในเงื่อนไขพิกัดพลังงานไฟฟ้าใดๆ พบว่าเมื่อกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น จะทำให้จำนวนรอบการจำลองที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่มีค่าเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย เพราะปัจจัยสำคัญที่ทำให้รอบการจำลองหลายๆ สามารถตรวจพบการเรียกใช้งานแบตเตอรี่คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ ซึ่งจากรูปที่ 9.5 ได้แสดงให้เห็นแล้วว่าที่ กำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากัน โรงไฟฟ้าพลังงานลมสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยเหตุผลนี้จึงทำให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งานแบตเตอรี่ในกรณีที่มีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะมีค่าสูงกว่ากรณีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และสังเกตได้ว่าเมื่อมีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าใดๆ ตั้งแต่ 60 เมกะวัตต์ ขึ้นไป แบตเตอรี่เริ่มมีความสำคัญต่อการนำมาติดตั้งใช้งานในระบบทดสอบดังกล่าว
- 3) หากพิจารณาถึงโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ ซึ่งได้แยกพิจารณาเป็น 2 ส่วน คือ ช่วงเวลาวิกฤติ และช่วงเวลาอิสระ ในกรณีของช่วงเวลาวิกฤติพบว่าที่เงื่อนไขพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่เป็น Mean Mean+1 S.D. จนกระทั่งถึงเงื่อนไข Max ตามลำดับ โอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาต่างๆ ตามเงื่อนไขนั้นๆ จะค่อยๆ เพิ่มขึ้นจนสามารถตอบสนองได้ 100 เปอร์เซ็นต์ อย่างไรก็ตามพบว่าเงื่อนไขพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่เหมาะสมที่ทำให้แบตเตอรี่มีการตอบสนอง

ที่ดีในช่วงเวลาวิกฤติและได้ขนาดพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ไม่สูงเกินความจำเป็นคือ เงื่อนไข $Mean + 1 S.D.$ ซึ่งที่เงื่อนไขนี้โอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ในช่วงเวลาวิกฤติของทุกกรณีศึกษามีค่าสูงกว่า 85 เปอร์เซ็นต์ ในส่วนของโอกาสที่ตอบสนองได้ของแบตเตอรี่ในช่วงเวลาอิสระจะเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ เสมอ เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงเวลาที่แบตเตอรี่ใช้ในการบริหารจัดการสถานะของประจุให้กลับมาสู่ที่สถานะของประจุอ้างอิงเท่านั้น ซึ่งเป็นไปตามฟังก์ชันการทำงานที่ได้กำหนดไว้และมีขอบเขตการทำงานสอดคล้องตามขนาดพิกัดของแบตเตอรี่

- 4) ในส่วนของการใช้งานระบบแปลงผันกำลังพบว่าจะแตกต่างจากการใช้งานแบตเตอรี่อย่างชัดเจน คือ มีความจำเป็นต้องใช้งานในทุกรอบที่มีการจำลอง เนื่องจากเป็นผลจากระบบทดสอบที่ใช้ยังไม่ได้พิจารณาการใช้งาน Capacitor bank ที่มีติดตั้งจริงอยู่ในระบบส่งไฟฟ้า ประกอบกับกรณีศึกษาที่สมมตินั้นเป็นการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบ ซึ่งอาจทำให้เกิดปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าขึ้นในระบบทดสอบได้ โดยผลการประเมินการใช้งานของระบบแปลงผันกำลังได้แสดงให้เห็นแล้วว่ามมีปัญหาดังกล่าวเกิดขึ้นจริง เพราะเมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหรือโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามกรณีศึกษาต่างๆ ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งานระบบแปลงผันทั้งในช่วงเวลาวิกฤติและช่วงเวลาอิสระมีค่าเพิ่มสูงขึ้นตามลำดับ นอกจากนั้นสังเกตได้ว่าในทุกๆ กรณีศึกษา ระยะเวลาเฉลี่ยที่มีการเรียกใช้งานระบบแปลงผันในช่วงเวลาอิสระจะมีค่าสูงกว่าในช่วงเวลาวิกฤติเป็นอย่างมาก ดังนั้น หน้าที่หลักของระบบแปลงผันกำลังคือ การชดเชยกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟให้กับระบบทดสอบเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า ทั้งนี้ โอกาสในการตอบสนองของระบบแปลงผันกำลังจะมีค่าเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ เสมอ เนื่องจากค่าพิกัดของระบบแปลงผันกำลังถูกกำหนดมาจากค่าสูงสุดที่ได้ทำการประเมินไว้แล้วก่อนหน้านี้
- 5) ข้อสังเกตที่สำคัญที่ได้จากการประเมินการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง คือ เมื่อพิจารณาการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากันของโรงไฟฟ้า พบว่ากรณีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีระยะเวลาเฉลี่ยในการเรียกใช้งานระบบแปลงผันในช่วงเวลาวิกฤติมากกว่ากรณีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลม นั่นจึงสะท้อน

ให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ดีกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- 6) หากจะสรุปว่าการกำหนดค่าพิกัดต่างๆ ให้แก่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ด้วยวิธีการตามที่เสนอในบทที่ 6 นั้นเหมาะสมหรือไม่ จะแสดงในหัวข้อถัดไป



9.2.4 ผลการประเมินการใช้งาน BESS ในด้านขอบเขตการใช้งาน

ตารางที่ 9.45 ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ		สถานะของประจุสูงสุด (%)	สถานะของประจุน้อยสุด (%)
	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)		
	1	-	-	-		
2	69.45	0.00	0.00	100.00	99.10	20.00
3	99.09	0.00	0.00	99.99	99.64	20.00
4	94.37	0.00	0.00	100.00	99.98	20.00
5	97.38	0.00	0.00	100.00	99.99	20.00
6	100.00	0.00	0.00	99.99	98.43	20.00
7	74.39	0.00	0.00	100.00	99.63	20.00
8	85.18	0.00	0.00	100.00	99.54	20.00
9	90.13	0.00	0.00	100.00	99.97	20.00
10	74.26	0.00	0.00	99.94	79.09	20.00
11	85.54	0.00	0.00	100.00	99.37	20.00
12	97.39	0.00	0.00	100.00	99.74	20.00
13	85.44	0.00	0.00	100.00	100.00	20.00

ตารางที่ 9.46 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ	ช่วงเวลาอิสระ	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ	
	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้านอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้านอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้านอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้านอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
1	-	-	-	-	-	-
2	48.26	97.19	0.00	49.66	19.63	100.00
3	88.65	74.66	0.00	66.26	26.79	100.00
4	91.82	68.37	0.00	88.46	31.68	100.00
5	93.64	69.80	0.00	100.00	34.28	78.37
6	30.07	98.05	0.00	21.91	23.84	99.51
7	54.02	83.14	0.00	52.07	31.81	100.00
8	83.86	70.71	0.00	61.77	39.79	100.00
9	89.61	72.03	0.00	73.80	45.12	100.00
10	45.95	98.50	0.00	46.65	21.80	100.00
11	69.28	79.19	0.00	58.78	30.86	100.00
12	91.52	67.82	0.00	73.81	37.59	100.00
13	85.40	69.59	0.00	92.71	44.72	100.00

หมายเหตุ: * คือค่าที่ถูกเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้านอกทีฟสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้งานจากการประเมินขนาดพิกัด BESS

ตารางที่ 9.47 ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ		สถานะของประจุสูงสุด (%)	สถานะของประจุน้อยสุด (%)
	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)		
	1	-	-	-		
2	89.81	0.00	0.00	100.00	95.06	20.00
3	100.00	0.00	0.00	99.99	99.89	20.00
4	100.00	0.00	0.00	100.00	99.47	20.00
5	100.00	0.00	0.00	100.00	99.99	20.00
6	100.00	0.00	0.00	99.99	98.43	20.00
7	89.04	0.00	0.00	100.00	99.96	20.00
8	97.37	0.00	0.00	100.00	99.91	20.00
9	97.49	0.00	0.00	100.00	99.89	20.00
10	100.00	0.00	0.00	99.94	99.17	20.00
11	100.00	0.00	0.00	100.00	99.64	20.00
12	100.00	0.00	0.00	100.00	100.00	20.00
13	100.00	0.00	0.00	100.00	99.96	20.00

ตารางที่ 9.48 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+1 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ	ช่วงเวลาอิสระ	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ	
	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*
	1	-	-	-	-	-
2	54.09	97.19	0.00	49.66	19.63	100.00
3	100.00	74.66	0.00	66.39	26.79	100.00
4	100.00	68.37	0.00	88.46	31.68	100.00
5	100.00	69.80	0.00	100.00	34.28	84.48
6	30.07	98.05	0.00	21.91	23.84	99.51
7	74.55	83.14	0.00	52.07	31.81	100.00
8	97.86	70.71	0.00	61.77	39.79	100.00
9	100.00	72.03	0.00	73.80	45.12	100.00
10	49.04	98.50	0.00	46.65	21.80	100.00
11	87.28	79.19	0.00	58.78	30.86	100.00
12	100.00	67.82	0.00	73.81	37.59	100.00
13	100.00	69.59	0.00	92.71	44.72	100.00

หมายเหตุ: * คือค่าที่ถูกเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้งานจากการประเมินขนาดพิกัด BESS

ตารางที่ 9.49 ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ		สถานะของประจุสูงสุด (%)	สถานะของประจุน้อยสุด (%)
	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)		
	1	-	-	-		
2	100.00	0.00	0.00	100.00	98.43	20.00
3	100.00	0.00	0.00	99.99	98.77	20.00
4	100.00	0.00	0.00	100.00	94.34	20.00
5	100.00	0.00	0.00	100.00	99.95	20.00
6	100.00	0.00	0.00	99.99	98.43	20.00
7	100.00	0.00	0.00	100.00	98.43	20.00
8	100.00	0.00	0.00	100.00	99.95	20.00
9	100.00	0.00	0.00	100.00	99.98	20.00
10	100.00	0.00	0.00	99.94	98.47	20.00
11	100.00	0.00	0.00	100.00	98.67	20.00
12	100.00	0.00	0.00	100.00	99.83	20.00
13	100.00	0.00	0.00	100.00	99.95	20.00

ตารางที่ 9.50 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+2 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ	ช่วงเวลาอิสระ	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ	
	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
1	-	-	-	-	-	-
2	54.09	97.19	0.00	49.66	19.63	100.00
3	100.00	69.14	0.00	66.39	26.79	92.61
4	100.00	68.37	0.00	88.46	31.68	100.00
5	100.00	69.80	0.00	100.00	34.28	84.48
6	30.07	98.05	0.00	21.91	23.84	99.51
7	74.55	83.14	0.00	52.07	31.81	100.00
8	98.47	70.71	0.00	61.77	39.79	99.52
9	100.00	72.03	0.00	73.80	45.12	100.00
10	49.04	98.50	0.00	46.65	21.80	100.00
11	87.28	79.19	0.00	58.78	30.86	100.00
12	100.00	67.82	0.00	73.81	37.59	100.00
13	100.00	69.59	0.00	92.71	44.72	100.00

หมายเหตุ: * คือค่าที่ถูกเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้งานจากการประเมินขนาดพิกัด BESS

ตารางที่ 9.51 ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ		สถานะของประจุสูงสุด (%)	สถานะของประจุน้อยสุด (%)
	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)		
	1	-	-	-		
2	100.00	0.00	0.00	100.00	98.43	20.00
3	100.00	0.00	0.00	99.99	98.46	20.00
4	100.00	0.00	0.00	100.00	75.66	20.00
5	100.00	0.00	0.00	100.00	86.52	20.00
6	100.00	0.00	0.00	99.99	98.43	20.00
7	100.00	0.00	0.00	100.00	98.43	20.00
8	100.00	0.00	0.00	100.00	98.46	20.00
9	100.00	0.00	0.00	100.00	98.27	20.00
10	100.00	0.00	0.00	99.94	98.47	20.00
11	100.00	0.00	0.00	100.00	93.71	20.00
12	100.00	0.00	0.00	100.00	97.26	20.00
13	100.00	0.00	0.00	100.00	97.74	20.00

ตารางที่ 9.52 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Mean+3 S.D.”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ	ช่วงเวลาอิสระ	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ	
	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
1	-	-	-	-	-	-
2	54.09	97.19	0.00	49.66	19.63	100.00
3	100.00	74.66	0.00	66.39	26.79	100.00
4	100.00	68.37	0.00	88.46	31.68	100.00
5	100.00	69.80	0.00	100.00	34.28	84.48
6	30.07	98.05	0.00	21.91	23.84	99.51
7	74.55	83.14	0.00	52.07	31.81	100.00
8	98.47	70.71	0.00	61.77	39.79	100.00
9	98.21	72.03	0.00	73.80	45.12	100.00
10	49.04	98.50	0.00	46.65	21.80	100.00
11	87.28	79.19	0.00	58.78	30.86	100.00
12	100.00	67.82	0.00	73.81	37.59	100.00
13	100.00	69.59	0.00	92.71	44.72	100.00

หมายเหตุ: * คือค่าที่ถูกเปรียบเทียบกับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้งานจากการประเมินขนาดพิกัด BESS

ตารางที่ 9.53 ขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ		สถานะของประจุสูงสุด (%)	สถานะของประจุน้อยสุด (%)
	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะอัดประจุ (%)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดขณะคายประจุ (%)		
	1	-	-	-		
2	100.00	0.00	0.00	100.00	98.43	20.00
3	100.00	0.00	0.00	99.99	98.46	20.00
4	100.00	0.00	0.00	100.00	75.66	20.00
5	100.00	0.00	0.00	100.00	54.42	20.00
6	100.00	0.00	0.00	99.99	98.43	20.00
7	100.00	0.00	0.00	100.00	98.43	20.00
8	100.00	0.00	0.00	100.00	98.46	20.00
9	100.00	0.00	0.00	100.00	98.27	20.00
10	100.00	0.00	0.00	99.94	98.47	20.00
11	100.00	0.00	0.00	100.00	93.71	20.00
12	100.00	0.00	0.00	100.00	97.26	20.00
13	100.00	0.00	0.00	100.00	97.74	20.00

ตารางที่ 9.54 ขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง (ติดตั้ง BESS ที่เงื่อนไข “Max”)

กรณีศึกษาที่	ช่วงเวลาวิกฤติ	ช่วงเวลาอิสระ	ช่วงเวลาวิกฤติ		ช่วงเวลาอิสระ	
	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (%)	กำลังไฟฟ้านอกที่พิกัดสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้านอกที่พิกัดสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้านอกที่พิกัดสูงสุดขณะดึงออกจากระบบส่งไฟฟ้า*	กำลังไฟฟ้านอกที่พิกัดสูงสุดขณะจ่ายเข้าจากระบบส่งไฟฟ้า*
	1	-	-	-	-	-
2	54.09	97.19	0.00	49.66	19.63	100.00
3	100.00	74.66	0.00	66.39	26.79	100.00
4	100.00	68.37	0.00	88.46	31.68	100.00
5	100.00	69.80	0.00	100.00	34.28	84.48
6	30.07	98.05	0.00	21.91	23.84	99.51
7	74.55	83.14	0.00	52.07	31.81	100.00
8	98.47	70.71	0.00	61.77	39.79	100.00
9	98.21	72.03	0.00	73.80	45.12	100.00
10	49.04	98.50	0.00	46.65	21.80	100.00
11	87.28	79.19	0.00	58.78	30.86	100.00
12	100.00	67.82	0.00	73.81	37.59	100.00
13	100.00	69.59	0.00	92.71	44.72	100.00

หมายเหตุ: * คือค่าที่ถูกเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้านอกที่พิกัดสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้งานจากการประเมินขนาดพิกัด BESS

จากตารางที่ 9.45 – 9.54 ซึ่งเป็นผลการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ ที่สอดคล้องตามเงื่อนไขพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ ในด้านขอบเขตการใช้งาน อย่างไรก็ตามการพิจารณาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะแยกพิจารณาเป็นสองส่วน ประกอบด้วย การใช้งานแบตเตอรี่และการใช้งานระบบแปลงผันกำลัง ทั้งนี้สามารถวิเคราะห์และสรุปผลได้ดังนี้ (คำนิยามที่เกี่ยวข้องกับค่าดัชนีต่างๆ ที่แสดงอยู่ในตารางดังกล่าวได้แสดงไว้แล้วในบทที่ 6 และ 7)

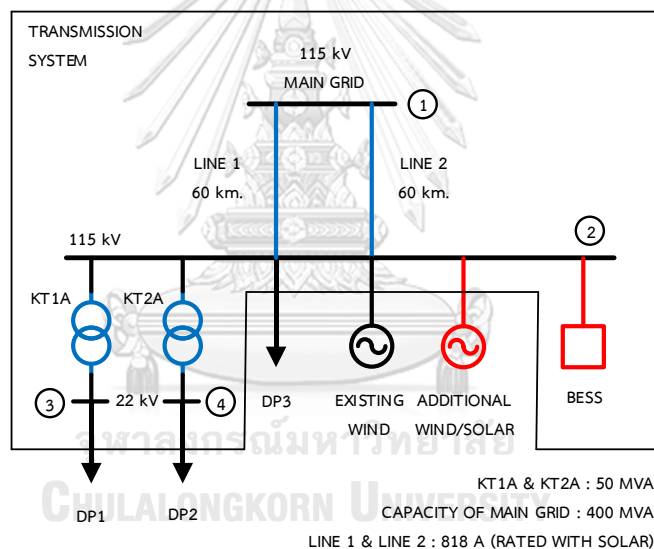
- 1) ในส่วนของการประเมินขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ ซึ่งแยกพิจารณาตามขนาดพิกัดที่ได้ทำการประเมินไว้ก่อนหน้านี้ ประกอบด้วย พิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ และพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ โดยในส่วนของพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะแสดงขอบเขตการใช้งานผ่านสถานะของประจุของแบตเตอรี่
- 2) การประเมินขอบเขตการใช้งานในส่วนของพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่พบว่าในทุกกรณีศึกษาที่ทำการจำลองด้วยพิกัดพลังงานของแบตเตอรี่ค่าสูงตั้งแต่เงื่อนไข Mean+1 S.D. ขึ้นไป พบว่าในช่วงเวลาวิกฤติมีความจำเป็นต้องใช้งานแบตเตอรี่ด้วยค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่สูงเกือบเท่าค่าพิกัดเสมอ สำหรับเหตุผลของการจำลองในกรณีศึกษาที่เลือกใช้ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ต่ำๆ แล้ว แต่ไม่มีใช้งานแบตเตอรี่ที่ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงนั้น อธิบายได้ว่าเนื่องจากในช่วงเวลาหนึ่งหากแบตเตอรี่มีความจำเป็นต้องใช้งานที่ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงแล้ว แต่แบตเตอรี่ไม่สามารถรองรับการอัดประจุหรือคายประจุในช่วงเวลาดังกล่าวได้ จึงทำให้ไม่มีการพิจารณาใช้งานแบตเตอรี่ในช่วงเวลาดังกล่าว สำหรับในช่วงเวลาอิสระกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่จะเป็นไปตามฟังก์ชันการทำงานที่ได้กำหนดไว้
- 3) ในทางกลับกันแม้ว่าเมื่อทำการจำลองของกรณีศึกษาใดๆ ที่เลือกใช้ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่มีค่าสูงแล้วจะมีเหตุการณ์ที่มีการใช้งานแบตเตอรี่ที่ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงเกิดขึ้นก็ตาม แต่จะไม่ได้หมายความว่า จะเกิดเหตุการณ์ที่มีการใช้งานแบตเตอรี่ที่ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าหรือมีสถานะของประจุเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ เสมอไป เนื่องจากระยะเวลาในช่วงเวลาวิกฤติที่แบตเตอรี่จำเป็นต้องมีการอัดประจุหรือคายประจุไม่ได้เกิดขึ้นต่อเนื่องเป็นระยะเวลาตามที่ได้ประเมินไว้

- 4) นอกจากนั้นจากการประเมินในด้านขอบเขตการใช้งานแบตเตอรี่ยังแสดงให้เห็นว่าในช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาต่างๆ จะมีการใช้งานแบตเตอรี่ในลักษณะอัดประจุเท่านั้น จึงทำให้ในช่วงเวลาอิสระจะมีการใช้งานแบตเตอรี่ในลักษณะคายประจุเท่านั้นเช่นเดียวกัน เพื่อบริหารจัดการใช้สถานะประจุของแบตเตอรี่กลับมาสู่สถานะประจุอ้างอิงอีกครั้ง ซึ่งสอดคล้องกับที่ได้ประเมินไว้แล้วก่อนหน้านี้
- 5) ในส่วนของการประเมินขอบเขตการใช้งานระบบแปลงผันกำลังซึ่งจะมีการพิจารณาเกี่ยวกับพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏพบว่า จากการจำลองของกรณีศึกษาต่างๆ ในทุกๆ เจ็ดชั่วโมง มีความจำเป็นต้องใช้งานที่ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงเกือบเท่ากับค่าพิกัดเสมอ นอกจากนั้น ยังได้แสดงขอบเขตการใช้งานกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เกิดขึ้นควบคู่ไปด้วย ซึ่งพบว่ามีความจำเป็นต้องใช้งานที่ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดตามที่ได้ประเมินไว้ก่อนหน้านี้ด้วยเช่นกัน
- 6) จากข้อมูลข้างต้นจึงพอสรุปได้ว่าในช่วงเวลาวิกฤติของกรณีศึกษาต่างๆ ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะมีการดึงกำลังไฟฟ้าจริงออกจากระบบทดสอบ พร้อมกับจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าสู่ระบบทดสอบ ซึ่งการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในลักษณะดังกล่าวเป็นการสนับสนุนให้โรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ที่มีอยู่ในระบบทดสอบสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ผ่านเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้นั่นเอง โดยที่ค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไม่เกินค่าพิกัด พร้อมทั้งขนาดแรงดันไฟฟ้าที่ไหลดับอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด นอกจากนั้นในช่วงเวลาอิสระระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จำเป็นต้องมีการทำงานเช่นเดียวกันเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่ไหลดับอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งในช่วงเวลาดังกล่าวระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่มีความจำเป็นต้องใช้งานเฉพาะในส่วนขงระบบแปลงผันกำลังเท่านั้น เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่มีการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้กับระบบทดสอบเพียงอย่างเดียว

บทที่ 10

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้นำเสนอการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ (BESS) ที่สถานีไฟฟ้าโดยอาศัยการทำงานร่วมกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (SAS) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ โดยคำนึงถึงเหตุการณ์ความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ของสายส่งและหม้อแปลงกำลัง ซึ่งระบบส่งไฟฟ้าที่ถูกเลือกมาใช้เป็นระบบทดสอบคือ ระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย บริเวณอำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ ซึ่งสามารถแสดงได้ตามรูปที่ 10.1 โดยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบทดสอบเป็นข้อมูลราย 30 นาที และ 15 นาที ตามลำดับ ของปี พ.ศ. 2560



รูปที่ 10.1 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ

การพิจารณาระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่จะนำมาติดตั้งใช้งานที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบทดสอบ เริ่มต้นจากการกำหนดฟังก์ชันการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ซึ่งมีชื่อว่า PQ operation ที่ต้องอาศัยการทำงานผ่านระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติซึ่งปัจจุบันอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่ช่วยให้ อุปกรณ์ IED ที่เป็นหน่วยประมวลผลของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่สามารถรับรู้ข้อมูลที่จำเป็นจากอุปกรณ์ IED ตัวอื่นๆ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วและสามารถสั่งการไปยังระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ได้โดยอัตโนมัติ โดยหน้าที่หลักของฟังก์ชัน PQ operation มี 2 ประการ ได้แก่ 1) กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟให้กับระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในทุกๆ ช่วงเวลาที่ถูกกำหนดเพื่อ

รักษาความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า และ 2) กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟฟารีแอกทีฟให้กับระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ เพื่อรักษาสถานะของประจุของแบตเตอรี่ให้กลับมาสู่เกณฑ์ที่กำหนดในช่วงเวลาที่ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ไม่มีความจำเป็นต้องใช้งาน เพื่อรักษาความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า

ลำดับถัดไปจึงเป็นการกำหนดกรณีศึกษาโดยการสมมติให้มีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในระบบทดสอบ ซึ่งได้กำหนดไว้จำนวน 13 กรณี จากนั้นจึงทำการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่เป็นไปได้ของกรณีศึกษาต่างๆ พร้อมทั้งประเมินสถานะของประจุอ้างอิงของแบตเตอรี่ที่สอดคล้องตามขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษาต่างๆ ซึ่งเป็นหัวใจสำคัญของการใช้งานในฟังก์ชันที่ได้กำหนดไว้ข้างต้น นอกจากนี้ยังมีการพิจารณาเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในแต่ละกรณีศึกษา เพื่อตรวจสอบความสามารถในการบริการจัดการสถานะของประจุของแบตเตอรี่ของระบบทดสอบในกรณีศึกษาต่างๆ ด้วย

ในลำดับสุดท้ายเป็นการจำลองการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สอดคล้องตามฟังก์ชันการใช้งานที่ได้กำหนดไว้ข้างต้น พร้อมทั้งมีการจำลองเหตุการณ์ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจากสายส่งและหม้อแปลงกำลังด้วยวิธีการ Sequential MCS เพื่อประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าของกรณีศึกษาต่างๆ ในกรณีที่ไม่ได้ติดตั้งและติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ พร้อมทั้งประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ดังกล่าวด้วยควบคู่ไปด้วย ทั้งนี้ เพื่อพิจารณาถึงความจำเป็นในการใช้งานและขนาดพิกัดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่จะนำมาใช้สำหรับกรณีศึกษาต่างๆ ต่อไป

ผลของการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ทั้ง 13 กรณีศึกษาสามารถแสดงได้ตามตารางที่ 10.1 โดยสามารถสรุปผลลัพธ์ที่สำคัญได้ดังนี้

- ระบบทดสอบในปัจจุบันไม่มีความจำเป็นต้องติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบทดสอบ เนื่องจากตรวจไม่พบช่วงเวลาวิกฤติ
- เมื่อพิจารณาการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากันของโรงไฟฟ้าในระบบทดสอบพบว่า การเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะทำให้ได้ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ เช่น พิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบแปลงผันกำลังพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ และพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ มีแนวโน้มสูงกว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- สถานะของประจุอ้างอิงของแบตเตอรี่ที่สอดคล้องตามขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ในทุกค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่เป็นไปได้ของ

กรณีศึกษาต่างๆ เพื่อใช้งานในฟังก์ชัน PQ operation จะมีค่าเป็น 20 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเป็นค่าเดียวกับสถานะของประจุต่ำสุดของแบตเตอรี่ เหตุที่เป็นเช่นนี้เนื่องจาก ทุกๆ ช่วงเวลาวิกฤติที่เกิดขึ้นของกรณีศึกษาต่างๆ พบว่าแบตเตอรี่ถูกใช้งานใน ลักษณะการอัดประจุเท่านั้น

ตารางที่ 10.1 สรุปผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่

กรณีศึกษาที่	กำลังผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า (MW)		ขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่							สถานะของประจุอ้างอิง (SOCref) (%)	กำลังไฟฟ้าริแอกทีฟสูงสุดของ PCS ที่จำเป็นต้องใช้ (MVAr)
	ลม	แสงอาทิตย์	กำลังไฟฟ้าปรากฏของ PCS (MVA)	กำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่ (MW)	พลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่* (MWh)						
					Mean	Mean +1 S.D.	Mean +2 S.D.	Mean +3 S.D.	Max		
1	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	30	0	36.70	8.64	6.75	14.35	20.15	20.15	20.15	20.00	35.67
3	60	0	45.00	31.86	43.72	87.87	132.02	132.54	132.54	20.00	33.60
4	90	0	77.12	58.61	174.49	407.85	641.22	856.58	856.58	20.00	31.57
5	120	0	114.01	88.46	215.59	803.98	1,392.36	1,980.75	3,419.91	20.00	35.01
6	0	30	38.32	6.54	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	20.00	37.75
7	0	60	45.38	25.22	24.74	51.44	76.57	76.57	76.57	20.00	37.73
8	0	90	58.84	46.25	53.05	112.26	171.47	187.67	187.67	20.00	37.70
9	0	120	84.15	67.38	85.92	180.00	274.08	323.12	323.12	20.00	37.67
10	15	15	37.26	6.42	3.79	7.89	9.89	9.89	9.89	20.00	36.71
11	30	30	45.01	28.23	31.77	66.62	101.47	101.74	101.74	20.00	35.64
12	45	45	67.09	50.58	76.25	154.35	232.45	243.18	243.18	20.00	34.59
13	60	60	98.51	76.21	104.76	226.38	348.01	447.94	447.94	20.00	33.54

หมายเหตุ: * หมายถึง ถูกคำนวณมาจากการกำหนดเงื่อนไขให้กับตัวแปร Edischarge และ Echarge (ดูในบทที่ 6)

อย่างไรก็ตาม หลังจากที่ได้จำลองการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ ตามขนาดพิกัดที่ประเมินได้ข้างต้น เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า และประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ สามารถสรุปผลลัพธ์ที่สำคัญได้ดังนี้

- การเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้แก่ระบบทดสอบจะเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าลดลง ซึ่งหากพิจารณาการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากันของโรงไฟฟ้า ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้ามากกว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม
- การติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ ตามขนาดพิกัดที่ได้ประเมินไว้แล้วนั้น สามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบส่งไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี และยังได้ผลลัพธ์ที่ดีกว่าผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีศึกษา

ที่ 1 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน (ที่ยังไม่พิจารณาการใช้งาน Capacitor bank ที่มีติดตั้งอยู่จริงในระบบทดสอบ)

- ผลจากการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่แสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ให้กับระบบทดสอบตั้งแต่ 60 เมกะวัตต์ ขึ้นไป ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เริ่มมีความสำคัญที่จะนำมาติดตั้งใช้งานเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งไฟฟ้า และขนาดพิกัดพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่ทำให้แบตเตอรี่มีการตอบสนองที่ดีและมีขนาดพิกัดพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สูงเกินความจำเป็นคือ เงื่อนไข Mean+ 1 S.D. ซึ่งที่เงื่อนไขนี้โอกาสที่แบตเตอรี่สามารถตอบสนองได้ในช่วงเวลาวิกฤติของทุกกรณีศึกษามีค่าสูงกว่า 85 เปอร์เซ็นต์

จากการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าควบคู่ไปกับการประเมินการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาต่างๆ ที่สมมติขึ้นข้างต้น สรุปได้ว่าการสนับสนุนให้มีการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งแบบผสมในสัดส่วนที่เท่ากันของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์เป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับระบบทดสอบดังกล่าว หากพิจารณาในด้านความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่จำเป็นต้องใช้

สำหรับข้อเสนอแนะของวิทยานิพนธ์ มีดังนี้

- 1) การแก้ปัญหาความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบส่งไฟฟ้าโดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าสามารถใช้เป็นทางเลือกในการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่ที่มีข้อจำกัดเรื่องการสร้างสายส่งใหม่ได้
- 2) การเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (Conventional power plant) ในระบบส่งไฟฟ้าสามารถทำให้เกิดปัญหาด้านความเชื่อถือได้เช่นเดียวกันกับการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ แต่การติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เพื่อแก้ปัญหาเรื่องความเชื่อถือได้ให้แก่ระบบส่งไฟฟ้าในกรณีที่มีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์ จะมีข้อได้เปรียบมากกว่าในกรณีที่มีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากัน เนื่องจากเหตุผลดังต่อไปนี้
 - ระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่จะมีความสามารถในการบริหารจัดการสถานะของประจุของแบตเตอรี่ได้ดีกว่า เนื่องจากช่วงเวลาวิกฤติที่เกิดขึ้น

(ช่วงเวลาที่มีความจำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่ควบคู่ไปกับงานทำงานของระบบแปลงผันกำลัง) จะเกิดขึ้นเป็นระยะเวลาที่ต่อเนื่องกันไม่นาน และสามารถคาดการณ์ช่วงเวลาวิกฤติที่เกิดขึ้นได้

- จากเหตุผลข้างต้น จึงทำให้มีช่วงเวลาที่สามารถนำระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ไปใช้งานควบคู่กับฟังก์ชันอื่นๆ ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าในการติดตั้งใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ได้ เช่น เช่น Power smoothing หรือ Energy time shifting เป็นต้น ซึ่งการประยุกต์ใช้งานในฟังก์ชันดังกล่าวจำเป็นต้องอาศัยการทำงานร่วมกับระบบนิไฟฟ้าอัตโนมัติด้วยเช่นกัน

- 3) ผลการประเมินขนาดพิกัดของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ และผลการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าและการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ จะขึ้นอยู่กับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์

รายการอ้างอิง

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015)," กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร, 30 มิ.ย. 2558.
- [2] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. ระบบฐานข้อมูล SPP/VSP (12 ก.ย. 2560) [Online]. Available: <http://www.erc.or.th/ERCWeb2/default.aspx>.
- [3] J. Bubic, "Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics," National Renewable Energy Laboratory (U.S.), NERL/SR-581-42297, Feb. 2008.
- [4] "Electrical Energy Storage – White Paper," IEC, Geneva, Switzerland, 2011.
- [5] "Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030," IRENA, 978-92-9260-038-9 (PDF), Oct. 2017.
- [6] R. E. Mackiewicz, "IEC 61850 Technical Overview and Summary of Other Related IEC Standards," UCAIug Summit Meeting, Austin, Texas, Nov. 15, 2011.
- [7] Z. Y. Gao, P. Wang, L. Bertling, and J. H. Wang, "Sizing of energy storage for power systems with wind farms based on reliability cost and worth analysis," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1-7.
- [8] L. Xu, X. Ruan, C. Mao, B. Zhang, and Y. Luo, "An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 774-785, 2013.
- [9] K. K. Mehmood, S. U. Khan, S. J. Lee, Z. M. Haider, M. K. Rafique, and C. H. Kim, "Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 10, pp. 1305-1315, 2017.
- [10] J. Y. Choi, I. S. Choi, G. H. Ahn, and D. J. Won, "Advanced Power Sharing Method to Improve the Energy Efficiency of Multiple Battery Energy Storages System," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1292-1300, 2018.
- [11] L. H. Koh, W. Peng, K. J. Tseng, and G. ZhiYong, "Reliability evaluation of electric power systems with solar photovoltaic & energy storage," in *2014*

- International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014, pp. 1-5.
- [12] Y. Xu and C. Singh, "Power System Reliability Impact of Energy Storage Integration With Intelligent Operation Strategy," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1129-1137, 2014.
- [13] G. Prashanti and C. Venkaiah, "Impact of energy storage integration on composite system reliability," in *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, 2016, pp. 1-6.
- [14] ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, "โครงการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมสำหรับการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าแรงสูงโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงิน," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, กรุงเทพมหานคร, มี.ค. 2559.
- [15] S. M. Rios, V. P. Vidal, and D. L. Kiguel, "Bus-based reliability indices and associated costs in the bulk power system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 719-724, 1998.
- [16] R. E. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and Benefits," in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, pp. 623-630.
- [17] F. Andren, T. Strasser, and W. Kastner, "Model-driven engineering applied to Smart Grid automation using IEC 61850 and IEC 61499," in *2014 Power Systems Computation Conference*, 2014, pp. 1-7.
- [18] C. Hoga and P. Skare, "IEC 61850 Projects in Germany and Switzerland," in *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2006, pp. 390-393.
- [19] W. Pei, W. Deng, Z. Shen, and Z. Qi, "Operation of battery energy storage system using extensional information model based on IEC 61850 for micro-grids," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 4, pp. 849-861, 2016.
- [20] "Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 1: Introduction and Overview," IEC/TR 61850-1, edition 2.0, Mar. 2013.
- [21] "Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 7-1: Basic Communication Structure – Principles and Models," IEC 61850-7-1, edition 2.0, Jul. 2011.

- [22] "Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models," IEC 61850-5, edition 2.0, Jan. 2013.
- [23] "Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 6: Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs," IEC 61850-6, edition 2.0, Dec. 2009.
- [24] "Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook," IRENA, Jan. 2015.
- [25] นวคุณ แก้วลำไย, "การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติโดยพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์" มหาบัณฑิต, วิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2559.
- [26] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, "โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost)," สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, กรุงเทพมหานคร, ก.ย. 2556.
- [27] ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า (อคพ.), "Switching and Transmission Line Diagram," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.
- [28] ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า (อผฟ.), "ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.
- [29] ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน (อรค.), "ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ไฟฟ้า," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.
- [30] ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า (อผฟ.), "ค่าความจุของระบบส่งไฟฟ้า (Main Grid Capacity)," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.
- [31] ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน (อรค.), "ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จุดจำหน่ายไฟฟ้า," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.
- [32] ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน (อรค.), "ข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่จุดจำหน่ายไฟฟ้า," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.
- [33] ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (อสฟ.), "ข้อมูลทั่วไปของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), นนทบุรี, 2560.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

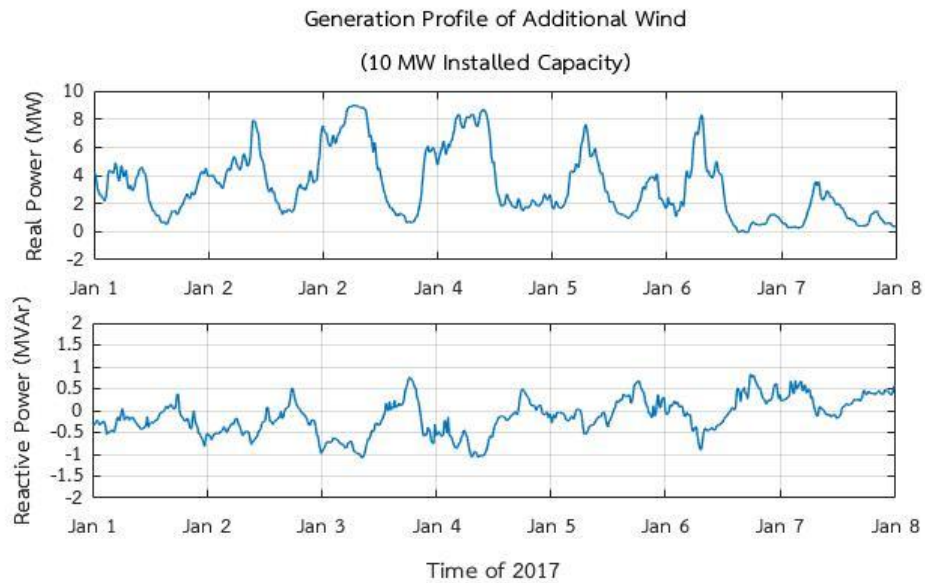


ภาคผนวก

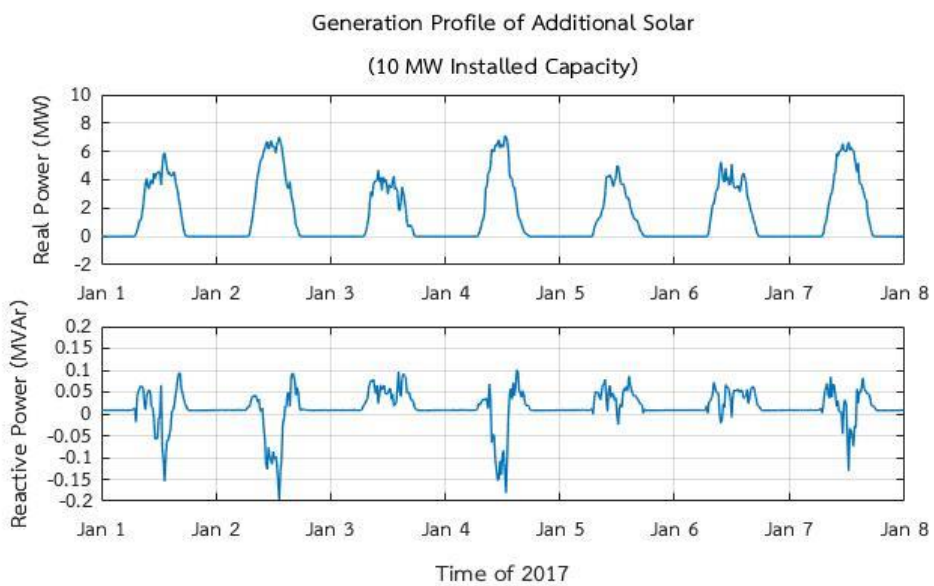
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ก

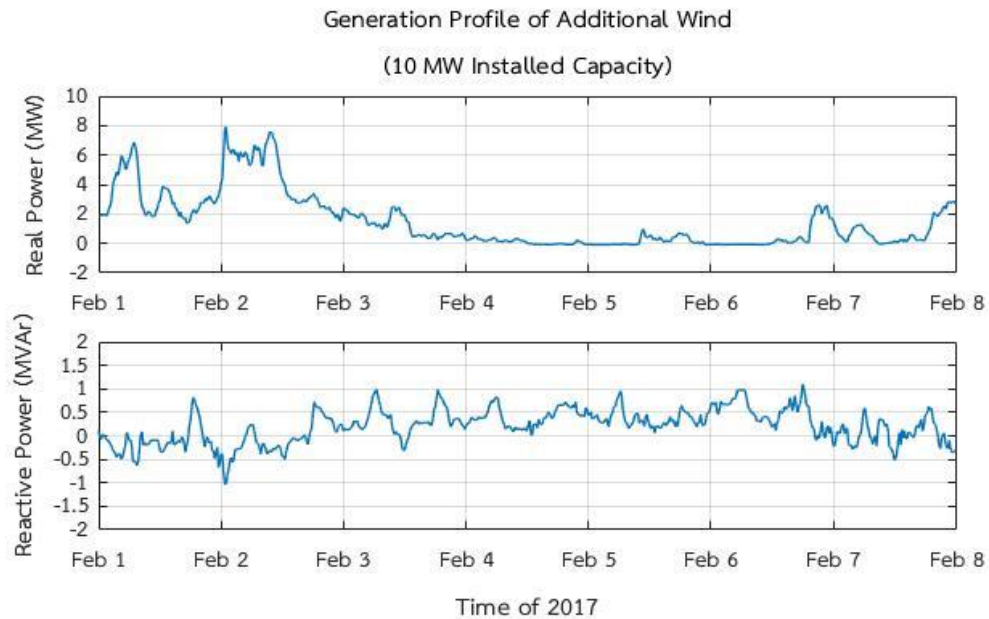
โปรไฟล์กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติม ให้กับระบบทดสอบ



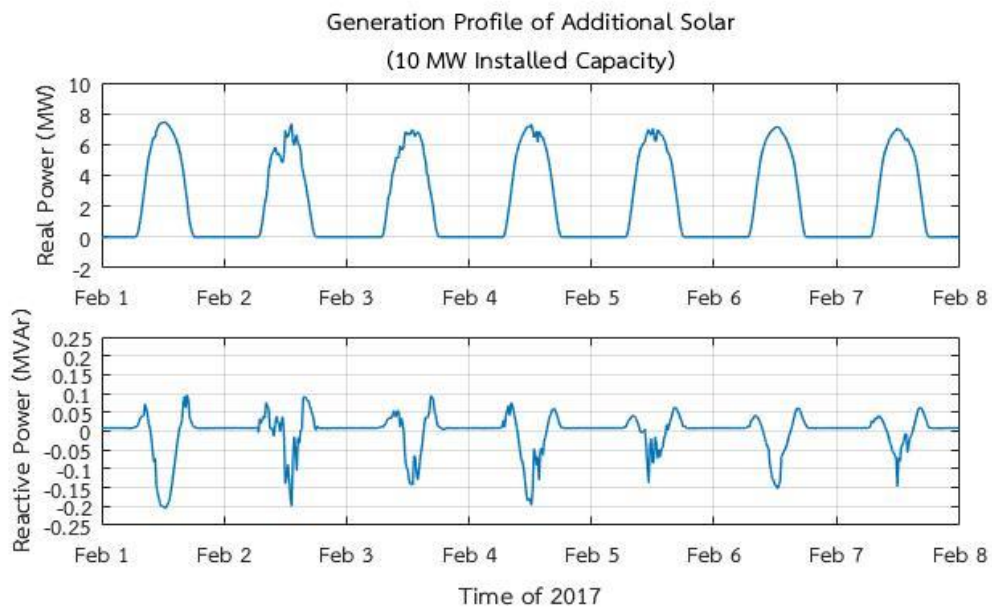
รูปที่ ก.1 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ม.ค. 2560



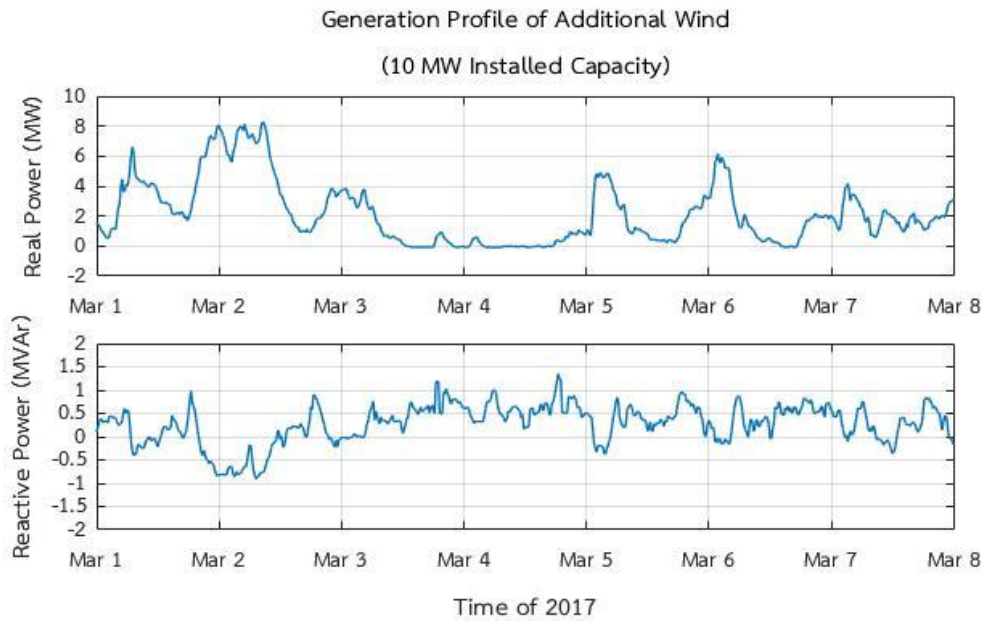
รูปที่ ก.2 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ม.ค. 2560



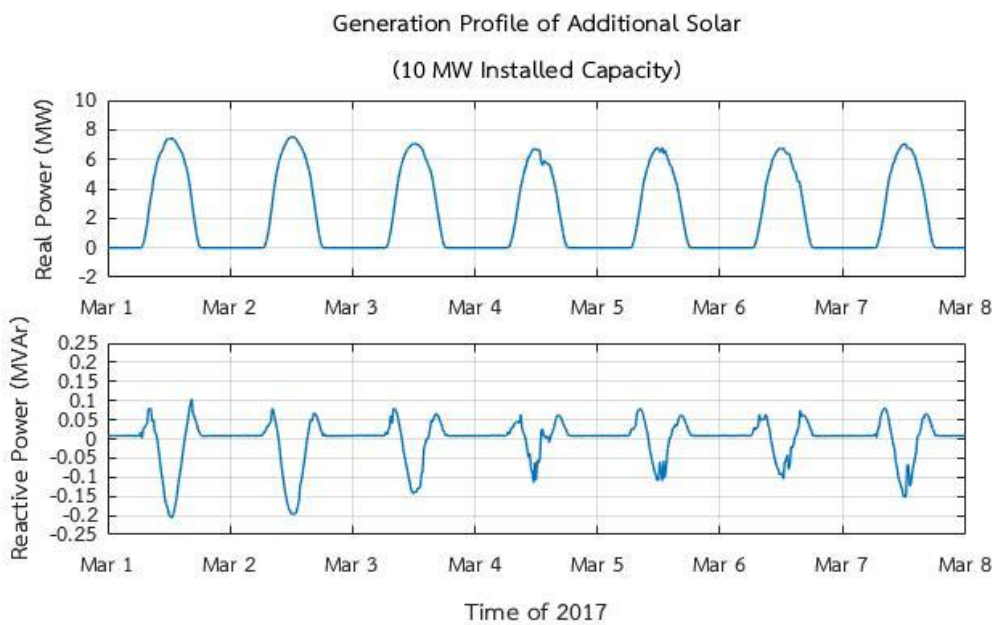
รูปที่ ก.3 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ก.พ. 2560



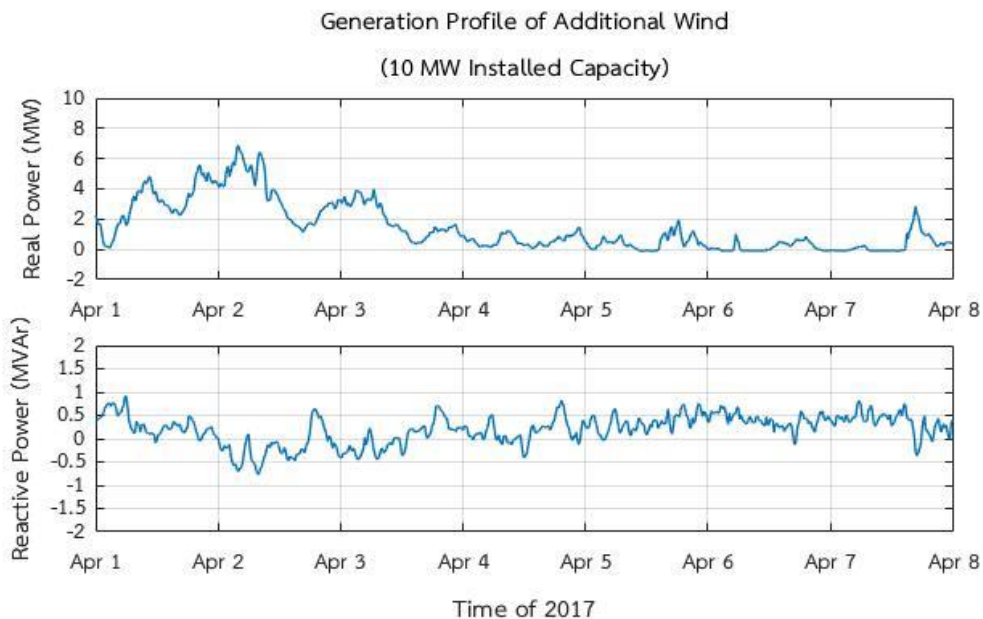
รูปที่ ก.4 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ก.พ. 2560



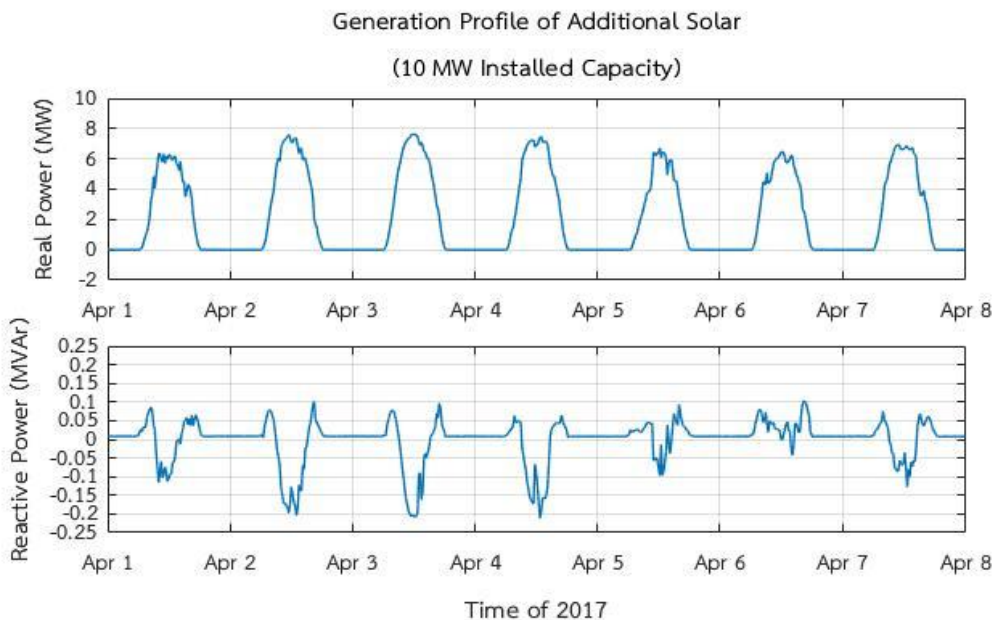
รูปที่ ก.5 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 มี.ค. 2560



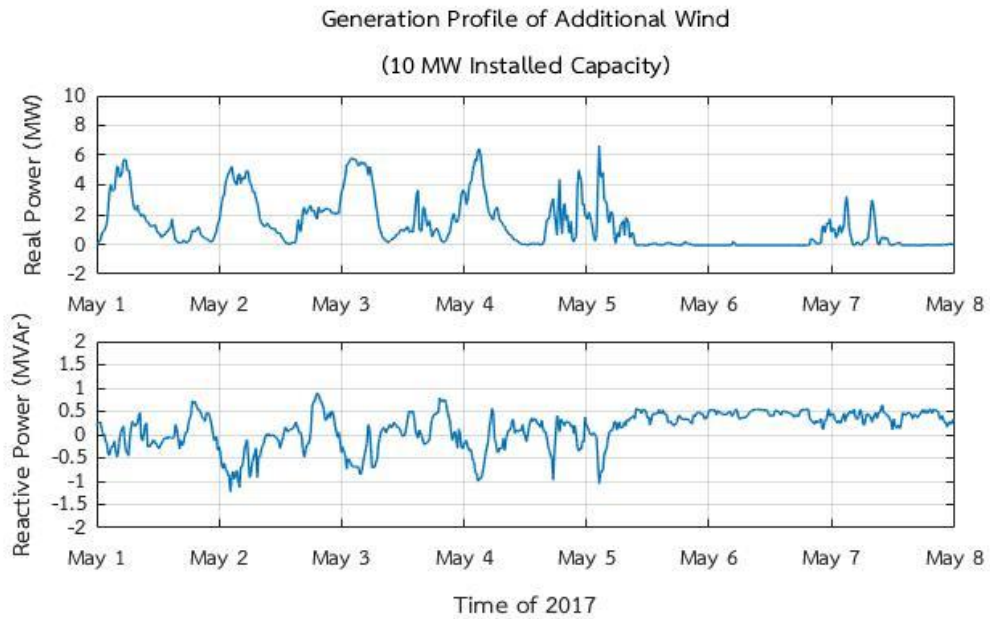
รูปที่ ก.6 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 มี.ค. 2560



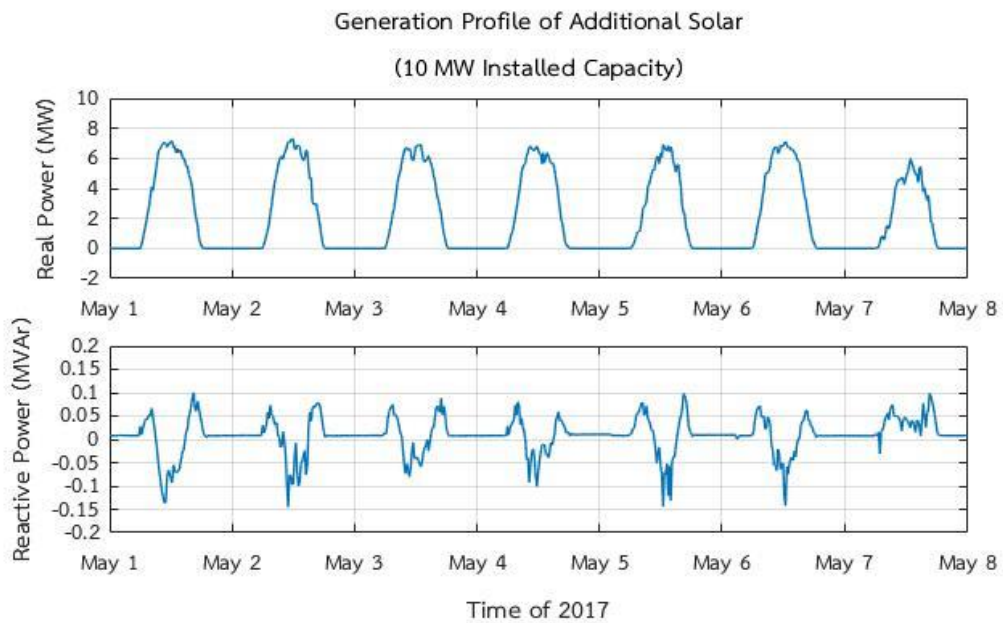
รูปที่ ก.7 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 เม.ย. 2560



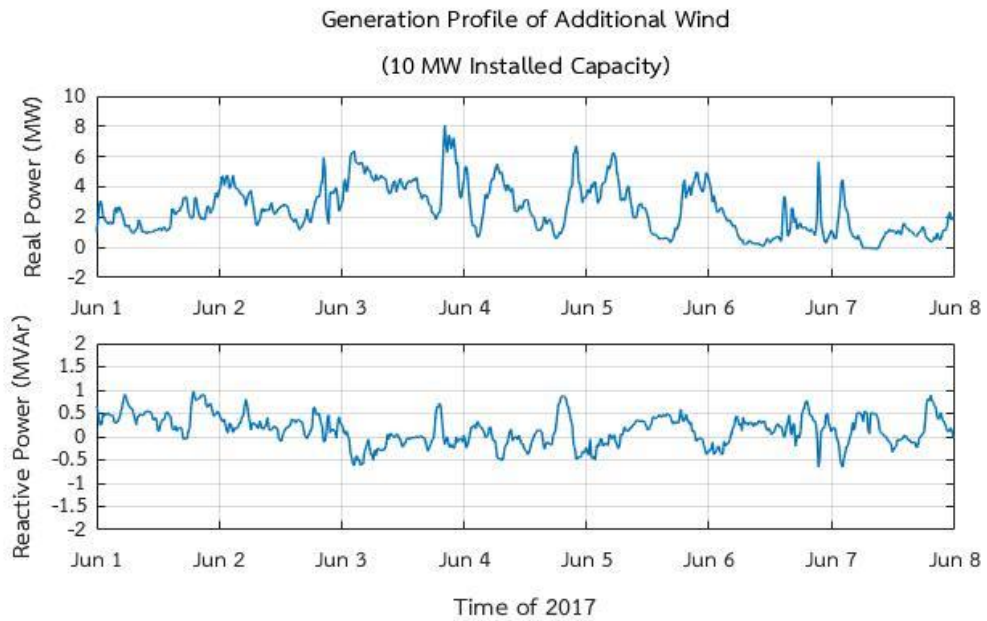
รูปที่ ก.8 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 เม.ย. 2560



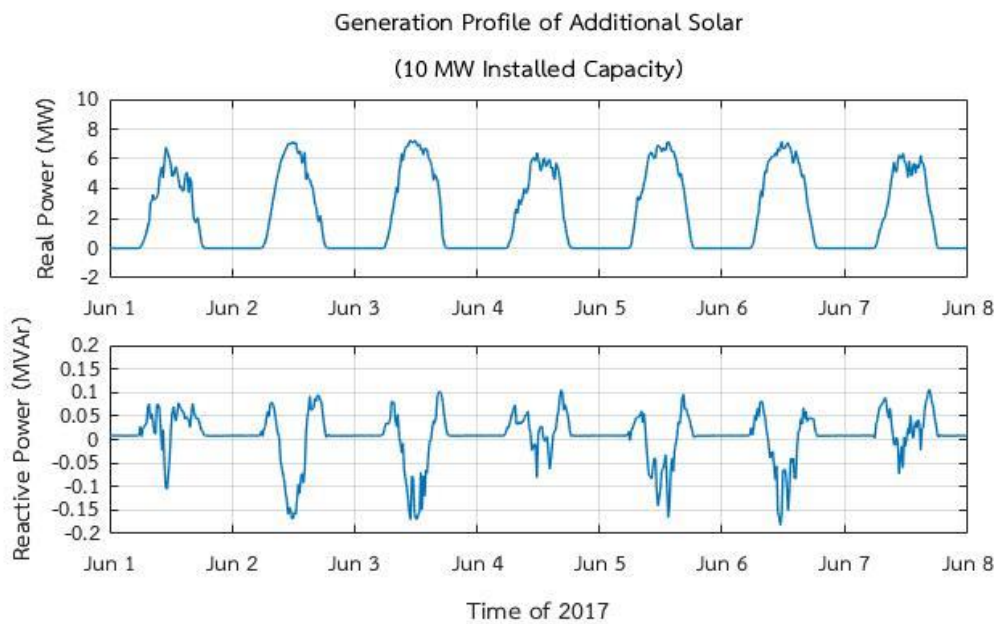
รูปที่ ก.9 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 พ.ค. 2560



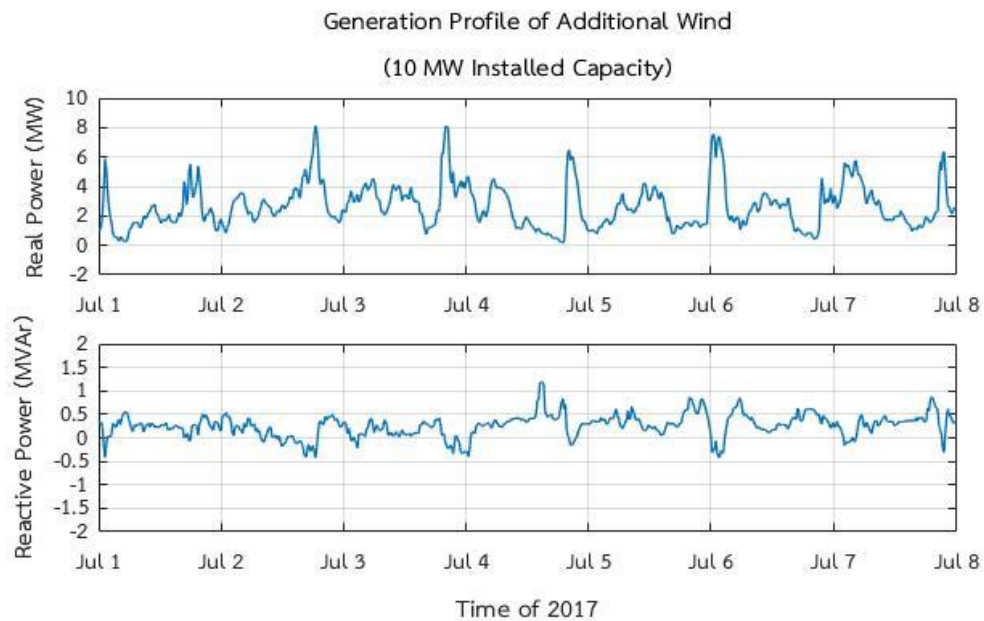
รูปที่ ก.10 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 พ.ค. 2560



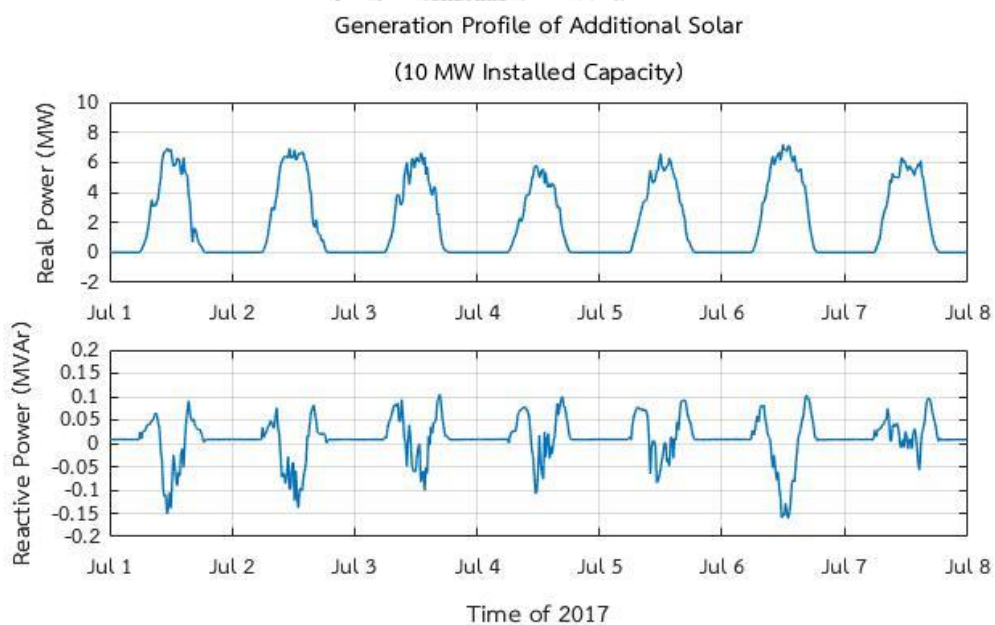
รูปที่ ก.11 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 มิ.ย. 2560



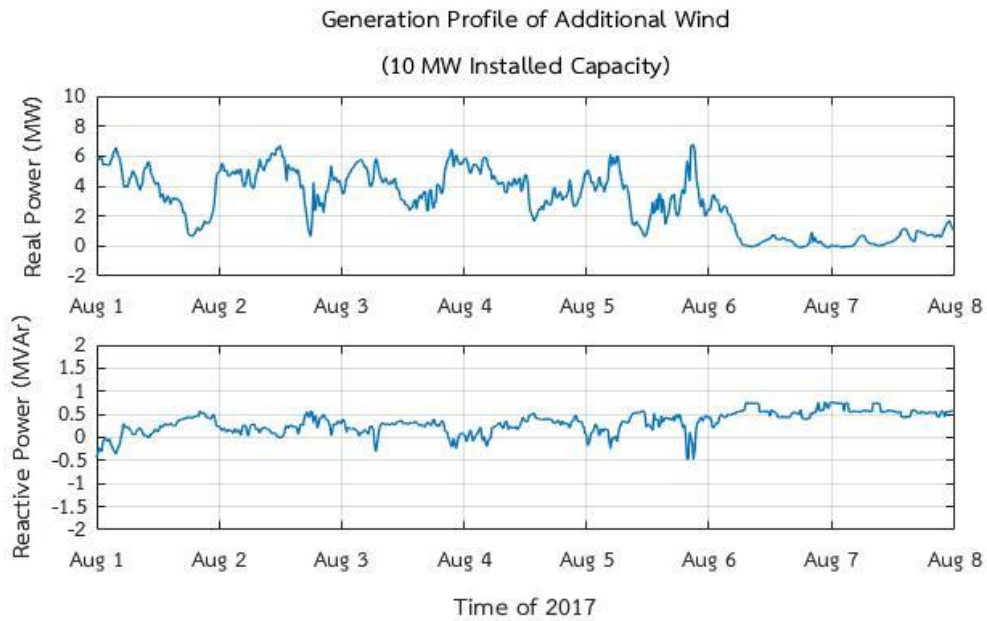
รูปที่ ก.12 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 มิ.ย. 2560



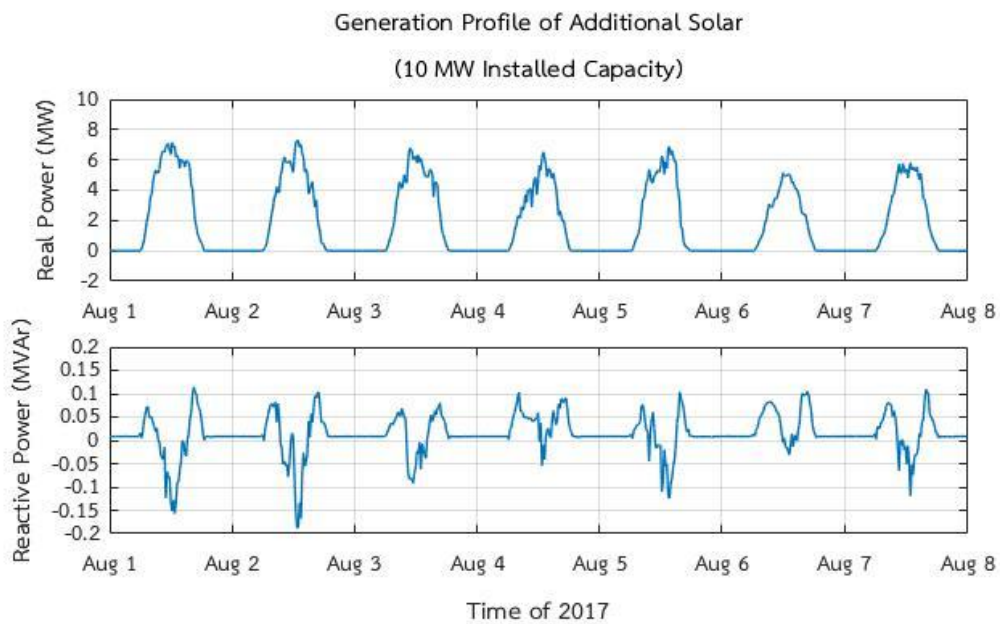
รูปที่ ก.13 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ก.ค. 2560



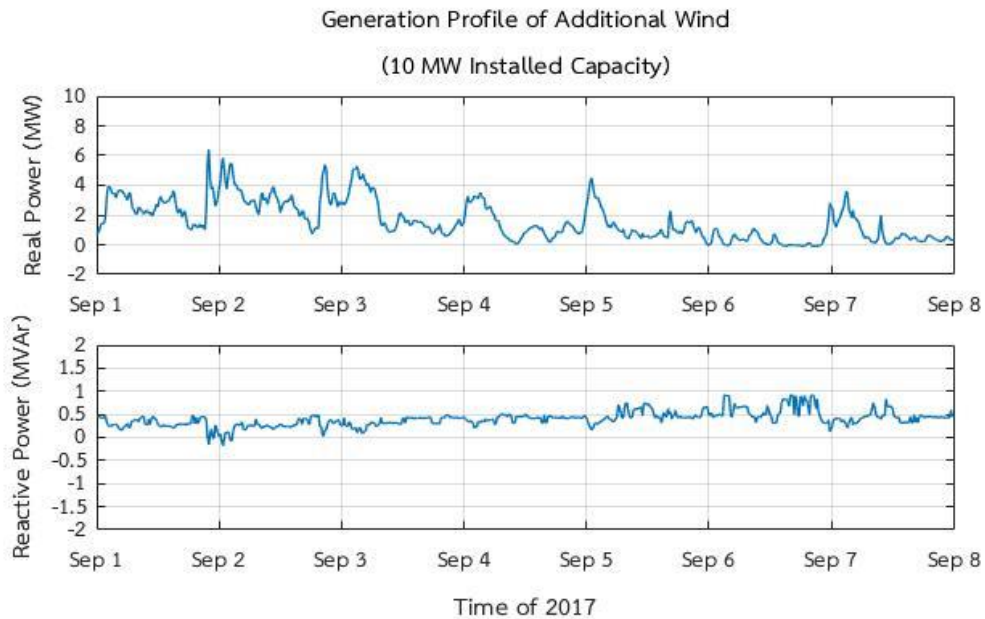
รูปที่ ก.14 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ก.ค. 2560



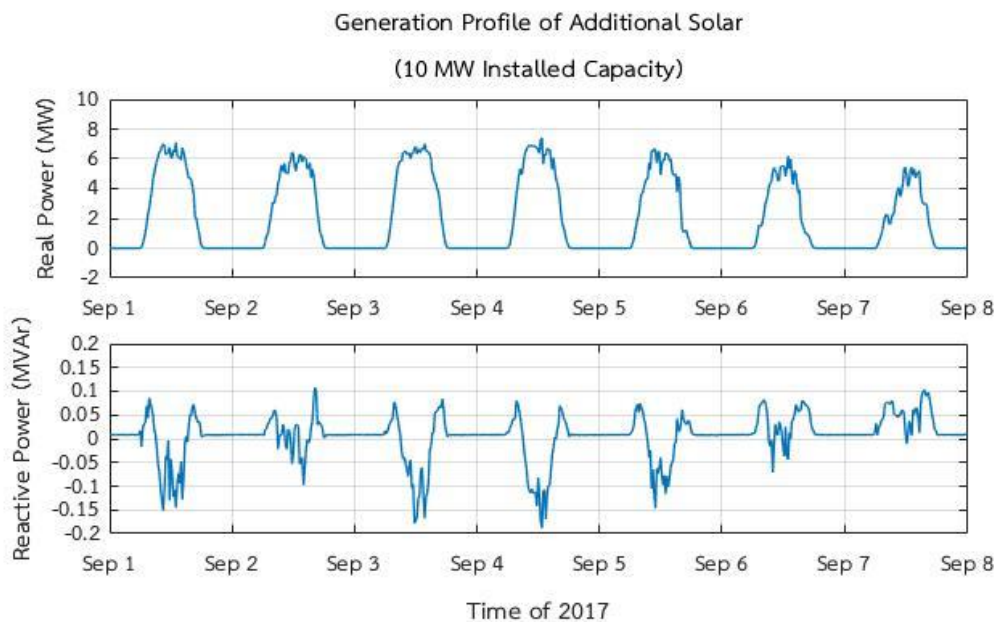
รูปที่ ก.15 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ส.ค. 2560



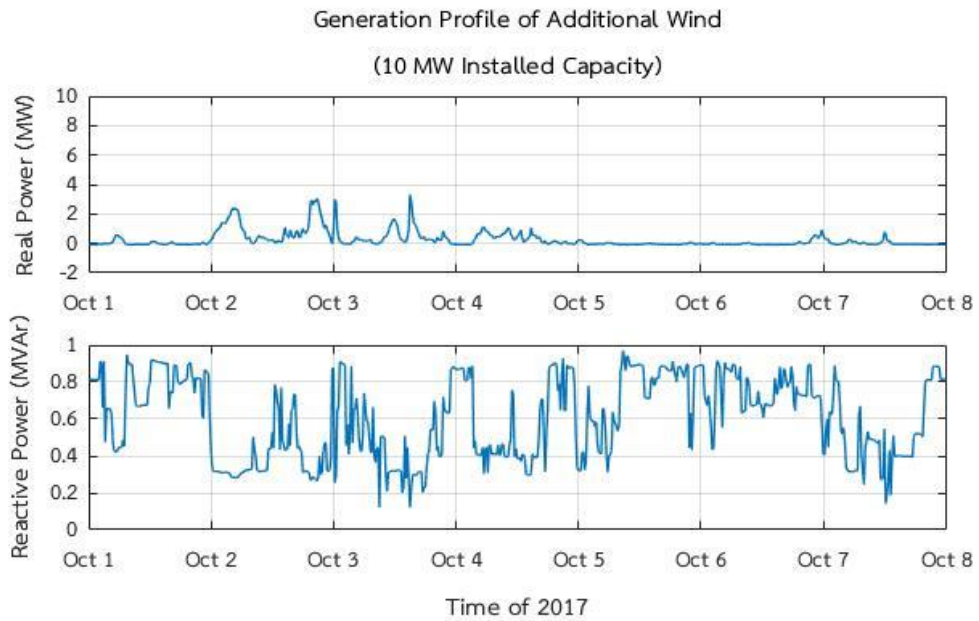
รูปที่ ก.16 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ส.ค. 2560



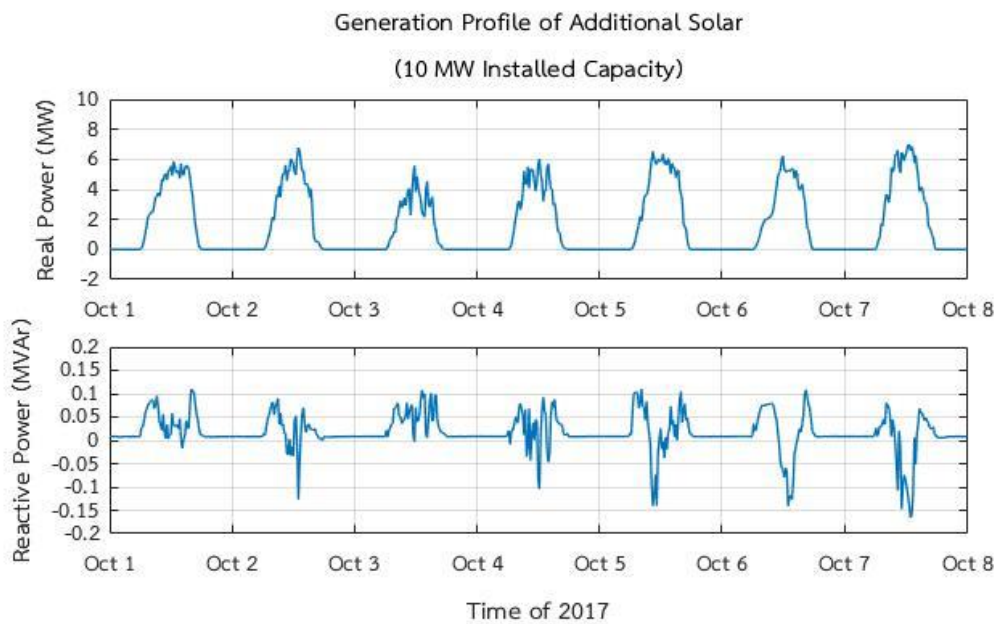
รูปที่ ก.17 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ก.ย. 2560



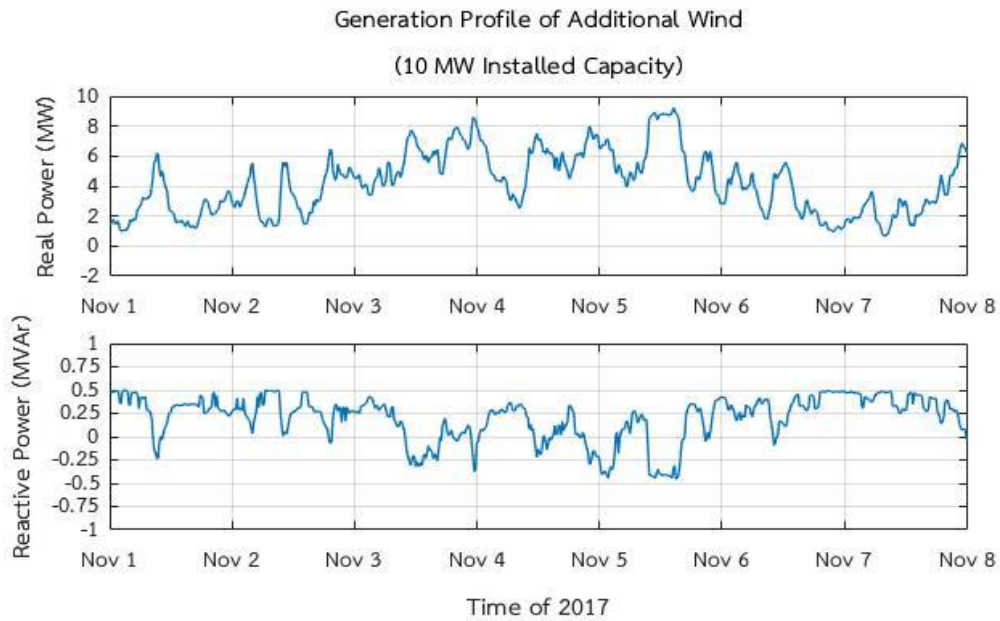
รูปที่ ก.18 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ก.ย. 2560



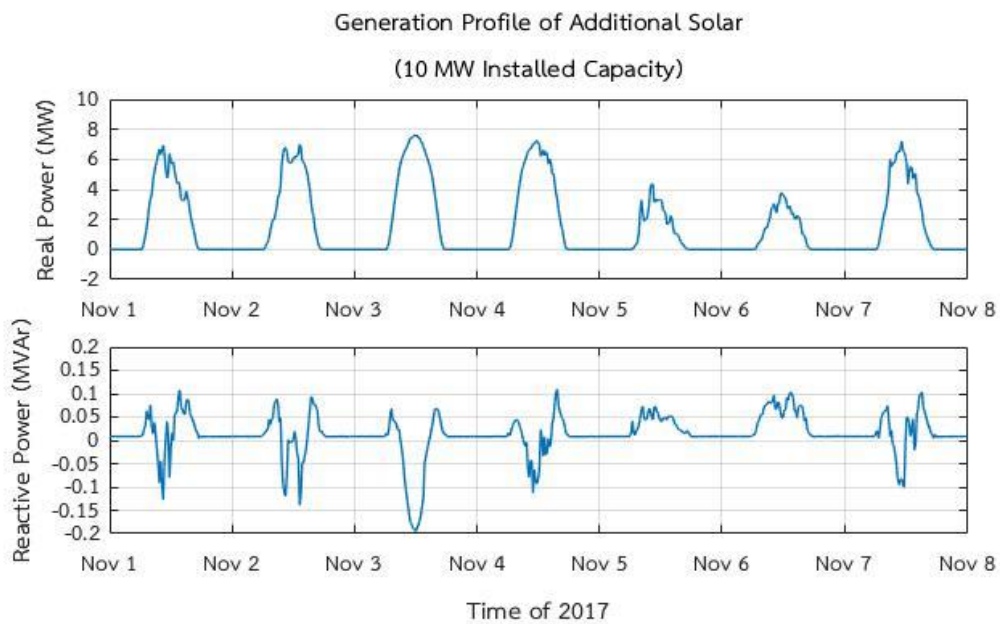
รูปที่ ก.19 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ต.ค. 2560



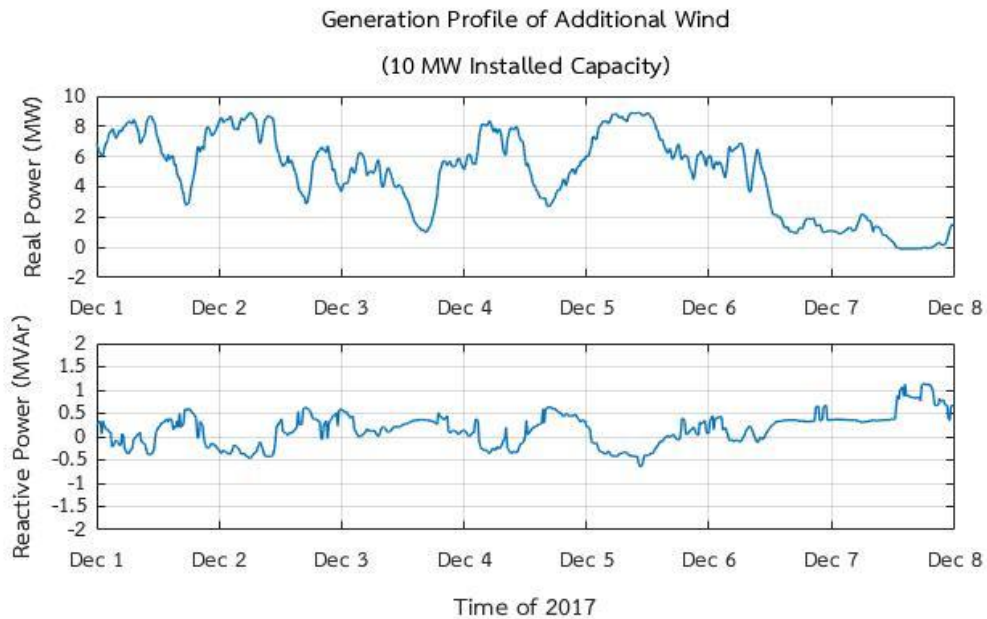
รูปที่ ก.20 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ต.ค. 2560



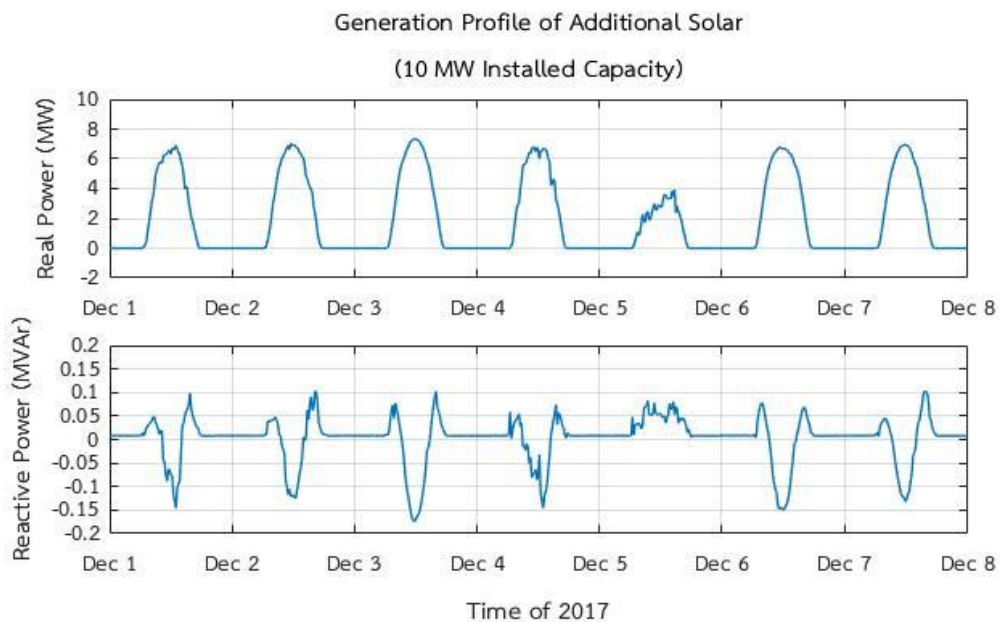
รูปที่ ก.21 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 พ.ย. 2560



รูปที่ ก.22 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 พ.ย. 2560



รูปที่ ก.23 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Wind) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ธ.ค. 2560



รูปที่ ก.24 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมให้กับระบบทดสอบ (Additional Solar) กำลังผลิตติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ระหว่างวันที่ 1 – 7 ธ.ค. 2560

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายศรีณัฐ อินทรสุข เกิดวันเสาร์ ที่ 4 เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2532 ภูมิลำเนาจังหวัดปัตตานี สำเร็จการศึกษาในหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (เกียรตินิยมอันดับสอง) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554 จากนั้นในเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2555 ได้เริ่มทำงานที่บริษัท ซีโน-ไทย เอ็นจิเนียริง แอนด์ คอนสตรัคชั่น จำกัด (มหาชน) ในตำแหน่งวิศวกรภาคสนาม ซึ่งมีหน้าที่รับผิดชอบในด้านงานระบบประกอบอาคาร ต่อมาในเดือนตุลาคม พ.ศ. 2556 ได้เปลี่ยนมาเข้าทำงานที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในตำแหน่งวิศวกรระดับ 4 สังกัดแผนกแผนงานระบบส่ง (ทส-พส.) กองแผนงานโครงการ (กพค-พส.) ฝ่ายแผนงานและโครงการระบบส่ง (อผค.) สายงานรองผู้ว่าการพัฒนาระบบส่ง (รวพส.) จากนั้นในเดือนสิงหาคม 2559 ได้ขอลาศึกษาเพื่อศึกษาต่อในหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า (กลุ่มวิจัยระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและพลังงานหมุนเวียน) ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2559 ด้วยทุนการศึกษาด้านสมาร์ทกริดในโครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่าง กฟผ. กับจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย รุ่นที่ 1 โดยมีบทความทางวิชาการที่ได้ตีพิมพ์และเผยแพร่ จำนวน 1 บทความ เรื่อง "การเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ" จากงานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟผ. ปี 2560

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY