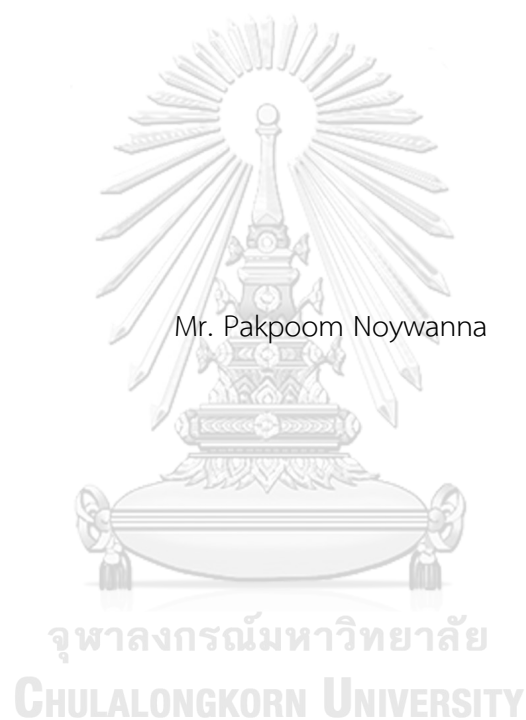


การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันและการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัด
ยอดโหลดไฟฟ้า



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Load Forecasting of Phangan Island and Application of Battery Energy Storage System
to Peak Load Shaving



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

Department of Electrical Engineering

FACULTY OF ENGINEERING

Chulalongkorn University

Academic Year 2021

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันและการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า
โดย	นายภาคภูมิ น้อยวรรณะ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ศาสตราจารย์ ดร.เดวิด บรรณเจตพงศ์ชัย

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรพงษ์ สุวรรณภิน)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ศาสตราจารย์ ดร.เดวิด บรรณเจตพงศ์ชัย)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.จักรเพชร มัทธราช)

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคภูมิ น้อยวรรณ : การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันและการประยุกต์ใช้ระบบ
 กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า. (Load Forecasting of Phangan
 Island and Application of Battery Energy Storage System to Peak Load
 Shaving) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ศ. ดร.เดวิด บรรเจิดพงศ์ชัย

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอด
 โหลดไฟฟ้าเพื่อให้โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินพิกัดการรับโหลดกำลังไฟฟ้า
 ของสายเคเบิลใต้น้ำ การประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้าต้อง
 อาศัยการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดและเวลาที่เกิดโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุด เราพัฒนาแบบจำลอง
 วิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม
 (Integrated Holt-Winters Exponential Smoothing and Artificial Neural Networks;
 IHWANN) เพื่อพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน ผลการทดลองเชิงตัวเลขแสดงให้เห็น
 ว่าแบบจำลอง IHWANN มีความแม่นยำมากกว่าแบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียล
 ของโฮลท์-วินเทอร์ (Holt-Winters Exponential Smoothing) และแบบจำลองโครงข่ายประสาท
 เทียม (Artificial Neural Networks) หลังจากนั้น เราประยุกต์ใช้งานแบบจำลอง IHWANN
 ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าโดยกำหนดให้โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุด
 รายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ อีกทั้ง เรานำเสนอการ
 ออกแบบขนาดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ และเวลาเหมาะสมที่สุดสำหรับการติดตั้งระบบกัก
 เก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น โดยขั้นตอนวิธีอย่างง่ายของการหาค่าเหมาะที่สุดเชิงการจัด
 (Combinatorial Optimization) เมื่อเปรียบเทียบระหว่างการออกแบบระบบกักเก็บพลังงาน
 แบตเตอรี่ 1 ชั้น กับการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น พบว่าการออกแบบระบบ
 กักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น มีอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR)
 -30.079% และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่แบบ 2 ชั้นมีอัตราผลตอบแทนภายใน
 -11.296% ดังนั้น การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้นมีความเหมาะสมในการลงทุน
 มากกว่าการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

ปีการศึกษา 2564

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

6370459421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: LOAD FORECASTING, BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM, PEAK LOAD SHAVING

Pakpoom Noywanna : Load Forecasting of Phangan Island and Application of Battery Energy Storage System to Peak Load Shaving. Advisor: Prof. David Banjerdpongchai, Ph.D.

This thesis presents an application of battery energy storage systems (BESS) to peak load shaving for reducing the annual peak total load of Pangan island not exceeding the electrical power load rating of submarine cable. The application of BESS to peak shaving requires the peak total load forecast and the time when peak total load occurs. We develop the integrated Holt-Winters exponential smoothing and artificial neural networks model (IHWANN) to forecast the day ahead hourly load. The numerical results show that the IHWANN model is more accurate than Holt-Winters Exponential Smoothing model and Artificial Neural Network model. Subsequently, we apply the IHWANN model with BESS to peak load shaving by determining the annual peak total load of Pangan island not exceeding the electrical power load rating of submarine cable. In addition, we present the design of BESS sizing and the optimal time for a 2-stage BESS installation using a simple algorithm of the combinatorial optimization. Comparing between 1-stage BESS design and 2-stage BESS design, the internal rate of return (IRR) of a 1-stage BESS design is -30.079%, and the IRR of a 2-stage BESS design is -11.296%. Therefore, the 2-stage BESS design is more suitable for investment than the 1-stage BESS design.

Field of Study: Electrical Engineering

Student's Signature

Academic Year: 2021

Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วง เนื่องด้วยความกรุณาช่วยเหลือ และความเอาใจใส่เป็นอย่างดีจาก ศ. ดร.เดวิด บรรณเจิตพงศ์ชัย อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้ความรู้ คำแนะนำ คำปรึกษา และแนวทางต่างๆ ขอขอบคุณ รศ. ดร.สุรพงศ์ สุวรรณกวิน และ ดร.จักรเพชร มัทราช คณะกรรมการวิทยานิพนธ์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ ผู้ทำวิจัยขอกราบขอบพระคุณ

ขอขอบพระคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้ส่งเสริมและสนับสนุนโอกาสในการศึกษาต่อในระดับปริญญาโทบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พร้อมเงินทุนสนับสนุนการศึกษาและการทำวิทยานิพนธ์รวมถึงเอื้อเพื่อข้อมูลในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงเป็นอย่างดี

สุดท้ายนี้ขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัว พี่ เพื่อน น้อง ที่ให้การสนับสนุน และเป็นกำลังใจสำคัญทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

ภาคภูมิ น้อยวรรณะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฌ
สารบัญรูปภาพ.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ	14
1.1 ที่มาและความสำคัญ.....	14
1.2 วัตถุประสงค์	15
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์	16
1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน	16
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	16
บทที่ 2 ความรู้ที่เกี่ยวข้อง	17
2.1 วงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงัน.....	17
2.2 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน	17
2.3 ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	20
บทที่ 3 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง.....	22
3.1 แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์	22
3.2 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม	23
3.3 แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ ร่วมกับแบบจำลอง โครงข่ายประสาทเทียม.....	30

3.4 การประเมินความคาดเคลื่อนของแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้า	33
3.5 การเตรียมข้อมูลสำหรับพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง	34
3.6 การออกแบบแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน	35
3.7 ผลการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน	36
3.8 สรุปผล	39
บทที่ 4 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า	40
4.1 หลักการออกแบบพิกัดกำลังและพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	40
4.2 กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ	41
4.3 กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ	43
4.4 การตัดยอดโหลดไฟฟ้า	45
4.5 การกำหนดพิกัดกำลังและพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	47
4.6 ผลการตัดยอดโหลดไฟฟ้า	47
4.7 สรุปผล	52
บทที่ 5 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	54
5.1 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น	54
5.2 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น	59
5.3 ผลการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่	72
5.4 สรุปผล	75
บทที่ 6 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	77
6.1 สรุปผลงานวิจัย	77
6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต	77
ภาคผนวก	79
ภาคผนวก ก การประมาณค่าโหลดไฟฟ้า	80
บรรณานุกรม	87

ประวัติผู้เขียน..... 90



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปี	19
ตารางที่ 2.2 หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2561 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	19
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลฝึกอบรมและทดสอบการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน	34
ตารางที่ 3.2 พารามิเตอร์ของแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วย HW, ANN และ IHWANN.....	35
ตารางที่ 3.3 พารามิเตอร์ของ ANN.....	36
ตารางที่ 3.4 ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองที่ใช้ ANN แต่ละแบบจำลอง.....	36
ตารางที่ 3.5 ค่า MAE, MAPE และ RMSE ของแต่ละแบบจำลอง	38
ตารางที่ 4.1 การกำหนดค่าพิกัดกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580	47
ตารางที่ 4.2 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา.....	48
ตารางที่ 5.1 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น	55
ตารางที่ 5.2 รายได้ใน ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น.....	59
ตารางที่ 5.3 รายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น.....	59
ตารางที่ 5.4 พิกัดกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1	60
ตารางที่ 5.5 รายได้ใน ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1.....	64
ตารางที่ 5.6 รายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1.....	65
ตารางที่ 5.7 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ตั้งแต่ พ.ศ. 2570 – 2580 โดยที่พิกัดสายเคเบิลใต้น้ำมีเกณฑ์การรับโหลดไฟฟ้าไม่เกิน 53.6 MW.....	66
ตารางที่ 5.8 ปีที่สามารถติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ครั้งที่ 1.....	67

ตารางที่ 5.9 พิกัดกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2	67
ตารางที่ 5.10 รายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2.....	68
ตารางที่ 5.11 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ตั้งแต่ พ.ศ. 2571 – 2580 โดยที่พิกัดสายเคเบิลใต้น้ำมีเกณฑ์การรับโหลดไฟฟ้าไม่เกิน 53.6 MW.....	69
ตารางที่ 5.12 ปีที่สามารถติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ครั้งที่ 2	69
ตารางที่ 5.13 รายได้ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2 ในปีที่ i.....	73
ตารางที่ 5.14 มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปีที่ i.....	73
ตารางที่ 5.15 มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในปีที่ i.....	74
ตารางที่ 5.16 อัตราผลตอบแทนภายในของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และครั้งที่ 2	74
ตารางที่ 5.17 อัตราผลตอบแทนภายในกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และ 2 ชั้น	76

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 จำนวนนักท่องเที่ยวและการใช้พลังงานไฟฟ้าบนเกาะพะงันตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2556-2561....	14
รูปที่ 2.1 วงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงัน.....	17
รูปที่ 2.2 ขั้นตอนพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน.....	18
รูปที่ 2.3 ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน และเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ.....	20
รูปที่ 2.4 การประยุกต์ใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า.....	21
รูปที่ 3.1 โครงสร้างระบบประสาท.....	24
รูปที่ 3.2 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม.....	25
รูปที่ 3.3 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมชั้นเดียว.....	26
รูปที่ 3.4 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมสองชั้น.....	27
รูปที่ 3.5 ฟังก์ชันกระตุ้นของโครงข่ายประสาทเทียม.....	29
รูปที่ 3.6 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วยโครงข่ายประสาทเทียมล่วงหน้า n ช่วงเวลา.....	30
รูปที่ 3.7 แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม.....	31
รูปที่ 3.8 ข้อมูลฝึกอบรมและทดสอบการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580.....	35
รูปที่ 3.9 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง HW (4 วัน), ANN (4 วัน) และ IHWANN (4 วัน).....	37
รูปที่ 3.10 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง HW (7 วัน), ANN (7 วัน) และ IHWANN (7 วัน).....	37
รูปที่ 3.11 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง HW (14 วัน), ANN (14 วัน) และ IHWANN (14 วัน).....	38

รูปที่ 4.1 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้าจำนวน n ช่วง ของช่วงเวลาที่เกิดโหลดไฟฟ้าสูงสุดของปีเพื่อกำหนดพิกัดพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	41
รูปที่ 4.2 การตัดยอดโหลดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	42
รูปที่ 4.3 การอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	43
รูปที่ 4.4 ฝั่งงานการทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	46
รูปที่ 4.5 กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุ.....	48
รูปที่ 4.6 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	49
รูปที่ 4.7 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	50
รูปที่ 4.8 สถานะการอัดประจุ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุในปี พ.ศ. 2580.....	51
รูปที่ 4.9 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ระยะเวลา 7 วัน.....	52
รูปที่ 4.10 สถานะการอัดประจุ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุในปี พ.ศ. 2580 ระยะเวลา 7 วัน.....	52
รูปที่ 5.1 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2580.....	55
รูปที่ 5.2 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	56
รูปที่ 5.3 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580.....	57
รูปที่ 5.4 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่.....	57
รูปที่ 5.5 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580.....	58

รูปที่ 5.6 ค่าประมาณโหนดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 61

รูปที่ 5.7 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577..... 61

รูปที่ 5.8 ค่าประมาณโหนดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 62

รูปที่ 5.9 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577..... 63

รูปที่ 5.10 ค่าประมาณโหนดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 63

รูปที่ 5.11 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577..... 64

รูปที่ 5.12 ผังงานของการหาปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2..... 72

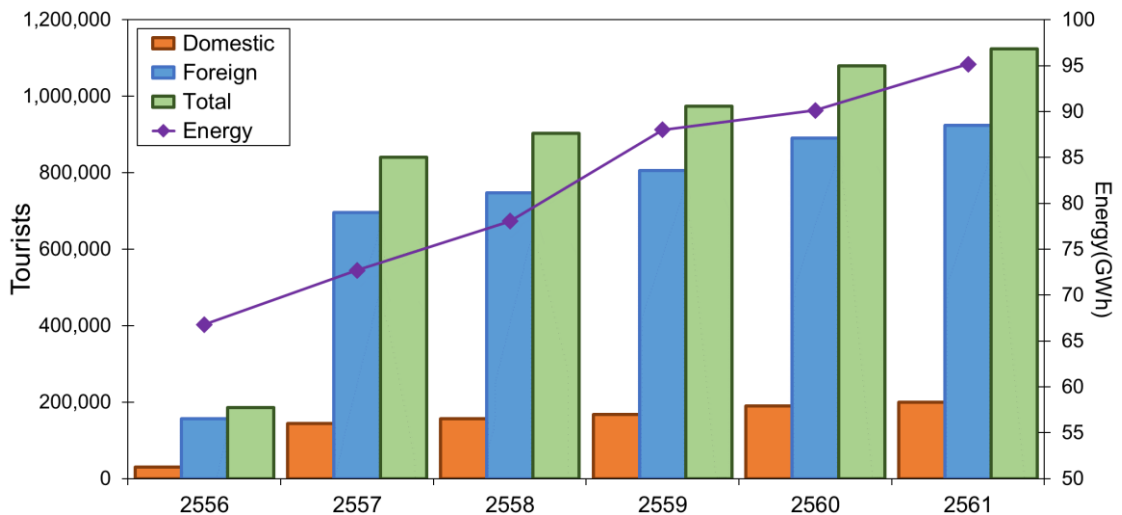
รูปที่ 5.13 ค่าพยากรณ์โหนดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และ 2 ชั้น 75

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

เกาะพะงันตั้งอยู่ทางตะวันตกเฉียงใต้ของประเทศไทย ในจังหวัดสุราษฎร์ธานี เป็นแหล่งท่องเที่ยวที่ดึงดูดนักท่องเที่ยวทั้งชาวไทย และชาวต่างชาติเดินทางเข้ามาท่องเที่ยว ทำให้เกาะพะงันมีจำนวนนักท่องเที่ยวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง [1] สามารถสร้างรายได้ให้กับชุมชนในพื้นที่ ก่อเกิดธุรกิจประเภทต่างๆ และเป็นแหล่งเศรษฐกิจด้านการท่องเที่ยวแห่งหนึ่งของประเทศไทย เศรษฐกิจที่เติบโตอย่างต่อเนื่องส่งผลต่อความต้องการด้านพลังงานไฟฟ้าบนเกาะพะงันที่มีเพิ่มมากขึ้นเช่นเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 จำนวนนักท่องเที่ยวและการใช้พลังงานไฟฟ้าบนเกาะพะงันตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2556-2561

สำหรับพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ภายในเกาะพะงันถูกส่งมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยเกาะสมุย 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผ่านสายเคเบิลใต้น้ำที่ระดับแรงดัน 115 kV พิกัด 67 MW แบบเรเดียลเพียงเส้นทางเดียวเท่านั้น จากข้อมูลพยากรณ์โหลดไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [2] พบว่าค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2565 มีค่าเท่ากับ 34.1 MW อันมีผลเนื่องมาจากโครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำที่ระดับแรงดัน 33 kV จากเกาะพะงันไปเกาะเต่า ที่คาดว่าจะแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2565 และในปี พ.ศ. 2574 ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันจะมีค่าเท่ากับ 54.1 MW ซึ่งเกินกว่าเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ที่กำหนดไว้ 80% ของพิกัดสาย กรณีรองรับการจ่ายกระแสไฟฟ้าในสภาวะปกติ [3]

ปัจจุบันระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System; BESS) เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับความนิยม และสามารถนำมาประยุกต์ใช้งานเพื่อแก้ไขปัญหาต่างๆด้านระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี จึงมีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่อย่างแพร่หลายในประเทศไทย ตัวอย่างเช่น โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ และสถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี เพื่อรองรับผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนอันเนื่องมาจากมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่เป็นจำนวนมาก [4] โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายนำร่อง พื้นที่อำเภอพร้าวจังหวัดเชียงใหม่ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อแก้ปัญหาไฟฟ้าดับภายในพื้นที่ และศึกษาการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการลดโหลดไฟฟ้าสูงสุด (Peak Shaving) [5] เป็นต้น

การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ามีความจำเป็นสำหรับการทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการตัดยอดโหลดไฟฟ้า โดยการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าถูกใช้สำหรับกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ [6, 7] หากแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าที่นำมาใช้ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีความแม่นยำในการพยากรณ์สูง จะทำให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ในวิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันโดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโซลท์-วินเทอร์ แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม และแบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโซลท์-วินเทอร์ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม พร้อมทั้งเปรียบเทียบแบบจำลองที่มีความแม่นยำสูงสุด จากนั้นนำแบบจำลองการพยากรณ์ที่มีความแม่นยำสูงสุด ไปประยุกต์ใช้งานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า เพื่อให้ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าวรวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ รวมทั้งเสนอแนวทางการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่มีความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้งเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

1. พยากรณ์โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันเพื่อให้มีความแม่นยำเพิ่มขึ้น และเปรียบเทียบกับแบบจำลองต่างๆ
2. ประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ร่วมกับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า
3. เสนอการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าเป็นแบบรายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน
2. ประยุกต์ใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน ร่วมกับการวางแผนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า
3. ไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นระหว่างสายและอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่
4. กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานได้ตามขนาดพิกัดตลอดอายุการใช้งาน
5. พิจารณาการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และ 2 ชั้น เท่านั้น

1.4 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงโดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์
2. ศึกษาการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงโดยใช้แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม
3. ศึกษาการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงโดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม
4. พัฒนาโปรแกรมประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ร่วมกับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า
5. ทดสอบการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ร่วมกับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า
6. ศึกษา และทดสอบการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และ 2 ชั้น เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า
7. เก็บข้อมูล ประเมินผล และสรุปผล

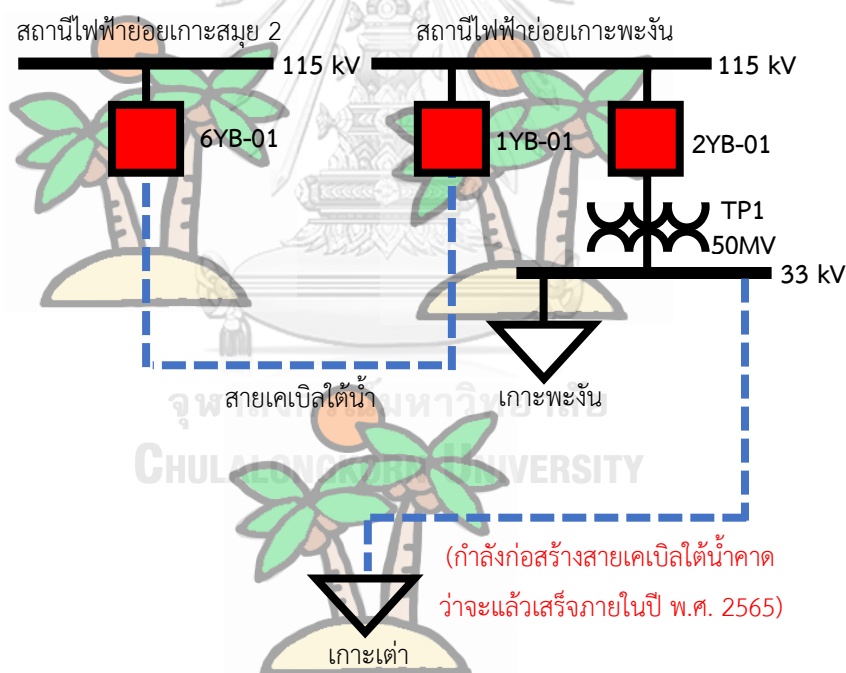
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. องค์กรความรู้จากการศึกษาแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงชนิดต่างๆ
2. องค์กรความรู้จากการศึกษาประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ร่วมกับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า
3. องค์กรความรู้จากการศึกษาการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ

บทที่ 2 ความรู้ที่เกี่ยวข้อง

2.1 วงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงัน

ปัจจุบันเกาะพะงันรับไฟฟ้าขนาดแรงดัน 115 kV จากสถานีไฟฟ้าย่อยเกาะสมุย 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยส่งผ่านสายเคเบิลใต้น้ำขนาด 240 ตร.มม. พิกัดกำลัง 67 MW ไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยเกาะพะงันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจาก 115 kV เป็น 33 kV ด้วยหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 50 MVA สำหรับใช้บนเกาะพะงัน และไฟฟ้าส่วนหนึ่งจะถูกส่งผ่านสายเคเบิลใต้น้ำที่ระดับแรงดัน 33 kV เกาะเต่า ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำดังกล่าว คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2565 สามารถแสดงวงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงัน ดังรูปที่ 2.1

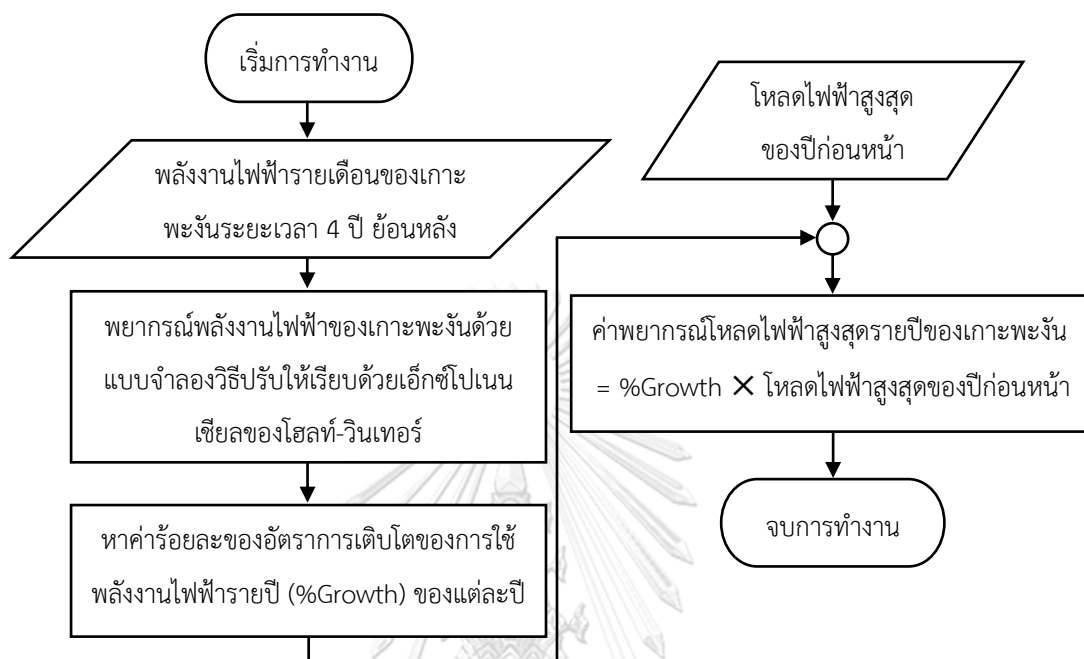


รูปที่ 2.1 วงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงัน

2.2 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้พยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน จากการใช้ค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนของเกาะพะงันระยะเวลา 4 ปีย้อนหลังจากปีปัจจุบัน สร้างแบบจำลองการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าโดยใช้วิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ และนำค่า

พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่ได้ หาค่าร้อยละของอัตราการเติบโตของการใช้พลังงานไฟฟ้ารายปี (%Growth) เพื่อใช้ร่วมกับโหลดไฟฟ้าสูงสุดของปีก่อนหน้า สำหรับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน ดังแสดงในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ขั้นตอนพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน

จากข้อมูลพยากรณ์โหลดไฟฟ้าระดับจุลภาคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [2] ด้วยขั้นตอนดังที่ได้กล่าวข้างต้น สามารถพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันได้เท่านั้น แต่ปัจจุบันมีการดำเนินการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำเพื่อจ่ายไฟฟ้าไปยังเกาะเต่า คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จและจ่ายไฟฟ้าไปยังเกาะเต่าได้ภายใน ปี พ.ศ. 2565 โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้พยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะเต่าด้วยวิธีการหาตัวแทนของลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Shape Representation) โดยใช้โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันตัวแทนของลักษณะการใช้ไฟฟ้าของเกาะเต่า และกำลังติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายในเกาะเต่ามาประกอบการพิจารณา ดังนั้นหากรวมค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันและเกาะเต่า จะได้ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปี

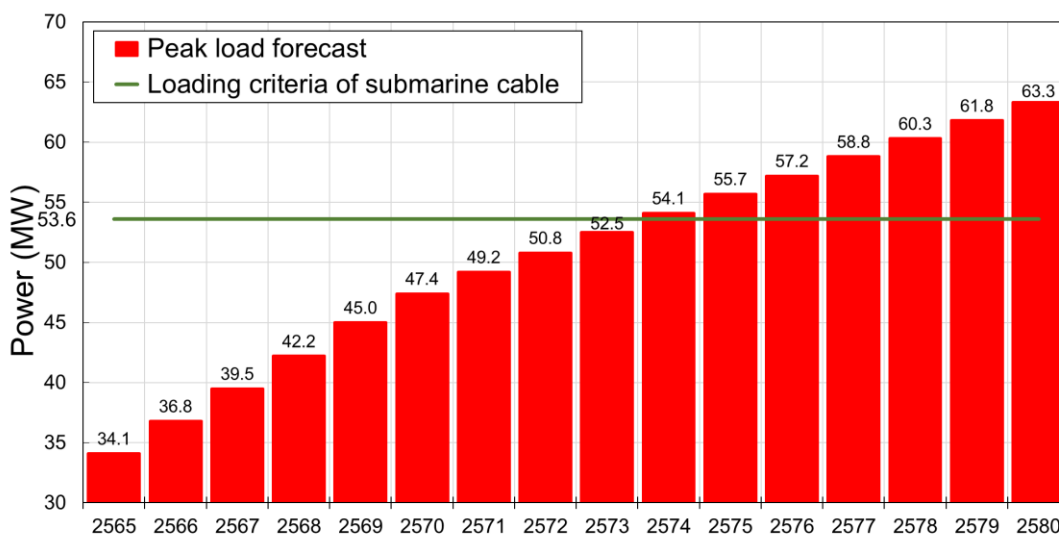
โหลดไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ค่าจริง	ค่าพยากรณ์							
	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
เกาะพะงัน	20.5	20.6	21.3	22.2	23.2	24.1	25.3	26.3	27.3
เกาะเต่า			12.8	14.6	16.3	18.1	19.7	21.1	21.9
รวม	20.5	20.6	34.1	36.8	39.5	42.2	45	47.4	49.2
โหลดไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ค่าพยากรณ์								
	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เกาะพะงัน	28.2	29.2	30.2	31.2	32.2	33.2	34.2	35.2	36.3
เกาะเต่า	22.6	23.3	23.9	24.5	25.0	25.6	26.1	26.6	27.0
รวม	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	60.3	61.8	63.3

จากหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าปี พ.ศ. 2561 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [3] กำหนดให้เกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลด (Loading criteria) ของสายส่งไฟฟ้ากรณีจ่ายไปปกติมีค่า 80% ของพิกัด ตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2561 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สายส่ง	กรณีจ่ายไปปกติ
แบบเรเดียล	80% ของพิกัด
แบบวงรอบ	50% ของพิกัดรวม

เมื่อพิจารณาข้อมูลพยากรณ์โหลดไฟฟ้าระดับจุลภาค [2] พบว่าค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 มีค่าเท่ากับ 20.5 MW ซึ่งจะมีโหลดไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นเป็น 34.1 MW อันมีผลเนื่องมาจากโครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำที่ระดับแรงดัน 33 kV จากเกาะพะงันไปเกาะเต่า ที่คาดว่าจะแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2565 และในปี พ.ศ. 2574 ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน จะมีค่าเท่ากับ 54.1 MW ซึ่งเกินกว่าเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ที่มีค่าเท่ากับ 53.6 MW ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน และเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ

2.3 ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับความนิยม และสามารถนำมาประยุกต์ใช้งานเพื่อแก้ไขปัญหาต่างๆด้านระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี จึงมีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่อย่างแพร่หลายในประเทศไทย ตัวอย่างเช่น โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ และสถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี เพื่อรองรับผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียน อันเนื่องมาจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่เป็นจำนวนมาก [4] โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เชื่อมต่อไประบบจำหน่ายร่อง พื้นที่อำเภอพริ้ว จังหวัดเชียงใหม่ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับภายในพื้นที่ และศึกษาการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการลดโหลดไฟฟ้าสูงสุด (Peak Shaving) [5] เป็นต้น

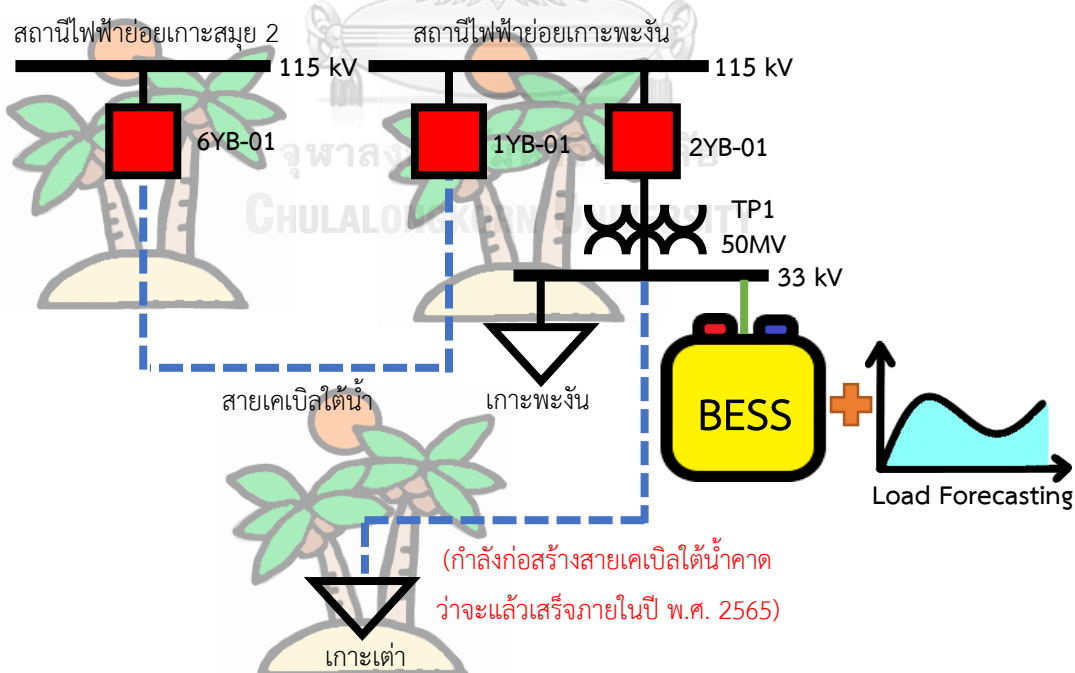
งานวิจัย [6] นำเสนอการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ และการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าด้วยแบบจำลองระเบียบวิธีบ็อกซ์-เจนกินส์ ประสานการทำงานร่วมกันผ่านมาตรฐาน IEEE1888 เพื่อตัดยอดโหลดการใช้ไฟฟ้าภายในอาคาร สามารถตัดยอดโหลดไฟฟ้าได้จริงสูงสุด 6.99%

งานวิจัย [7] นำเสนอแนวทางควบคุมแหล่งพลังงานไฟฟ้าบนเกาะ ที่ประกอบด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ร่วมกับการประยุกต์ใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าด้วยแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม พบว่าสามารถตัดยอดโหลดไฟฟ้า และการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลนุ่มนวล (Smoothing) เพิ่มขึ้น

งานวิจัย [8] นำเสนอแนวทางควบคุมการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ กับ ข้อมูลโหลดการใช้ไฟฟ้า (Load profile) และพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า และลดต้นทุนการใช้พลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff) สำหรับออกแบบควบคุมการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

งานวิจัย [9] นำเสนอแนวทางการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่แบบปรับขนาดหลายขั้นตอน เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ โดยนำเสนอขนาดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ และปีที่ติดตั้งจากการลงทุนและผลตอบแทนที่ได้รับจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากความรู้พื้นฐานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังที่กล่าวข้างต้น วิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันและการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.4 เพื่อให้สายเคเบิลใต้น้ำที่จ่ายไฟมายังเกาะพะงันสามารถรองรับค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันไม่เกินเกณฑ์ด้านพิักัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ โดยพิจารณาโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในระยะเวลา 10 ปี ซึ่งสอดคล้องกับหลักเกณฑ์ของ กฟภ. ที่ประเมินทรัพย์สินประเภท ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ - แบตเตอรี่ที่มีอายุการใช้งาน 10 ปี [10]



รูปที่ 2.4 การประยุกต์ใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า

บทที่ 3

การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง

จากข้อมูลค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน [2] ที่ใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ในการพยากรณ์การดังที่กล่าวไว้ข้างต้นนั้น แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ (Holt-Winters Exponential Smoothing; HW) ถือได้ว่ามีศักยภาพในการการพยากรณ์กับชุดข้อมูลอนุกรมเวลาที่มีองค์ประกอบแนวโน้ม (Trend) และฤดูกาล (Season) [11]

นอกจากการพยากรณ์โดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ การพยากรณ์ข้อมูลอนุกรมเวลาที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายคือ การพยากรณ์โดยใช้แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม (Artificial Neuron Network; ANN) ซึ่งสามารถใช้กับการพยากรณ์ข้อมูลอนุกรมเวลาที่มีความซับซ้อน และไม่เชิงเส้น (Non-Linear) รวมถึงแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมมีความยืดหยุ่น สามารถใช้ได้กับข้อมูลหลากหลายประเภท อีกทั้งยังให้ความแม่นยำในการพยากรณ์ที่สูงอีกด้วย [12]

ปัจจุบันมีการนำเสนอ [13] การพยากรณ์ข้อมูลอนุกรมเวลาที่มีการประยุกต์ใช้การแยกองค์ประกอบ (Decomposition) ออกมาจากข้อมูลอนุกรมเวลาหลัก เพื่อช่วยในการวิเคราะห์อนุกรมเวลาได้อย่างมีประสิทธิภาพ และสร้างแบบจำลองการพยากรณ์ที่ให้ความแม่นยำในการพยากรณ์ที่เพิ่มขึ้น

ในวิทยานิพนธ์นี้จึงเลือกการพยากรณ์โดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ การพยากรณ์โดยใช้แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม และการพยากรณ์โดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม (Integrated HW and ANN; IHWANN) พยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง เพื่อเปรียบเทียบแบบจำลองที่มีความแม่นยำสูงที่สุด จากนั้นนำแบบจำลองการพยากรณ์ที่มีความแม่นยำสูงที่สุด ไปประยุกต์ใช้งานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการตัดยอดโหลดไฟฟ้าต่อไป

3.1 แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์

แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ (Holt-Winters Exponential Smoothing; HW) เป็นแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลฝึกอบรม (Training data) ซึ่งเป็นชุดข้อมูลในอดีตสำหรับฝึกอบรมแบบจำลอง (Trained model) ด้วยการประมาณค่าระดับ การประมาณค่าแนวโน้ม และการประมาณค่าฤดูกาล ดังสมการที่ (3.1) ถึง (3.3) ตามลำดับ

การประมาณค่าระดับ:

$$L(t) = \alpha(P(t) - S(t-q)) + (1-\alpha)(L(t-1) + T(t-1)) \quad (3.1)$$

การประมาณค่าแนวโน้ม:

$$T(t) = \beta(L(t) - L(t-1)) + (1-\beta)T(t-1) \quad (3.2)$$

การประมาณค่าฤดูกาล:

$$S(t-q+i) = \gamma(P(t-q+i) - L(t-q+i)) + (1-\gamma)S(t-2q+i) \quad (3.3)$$

สมการพยากรณ์:

$$\hat{P}(t+i) = L(t) + iT(t) + S(t-q+i) \quad (3.4)$$

เมื่อ	$P(t)$	= ค่าโหลดไฟฟ้าจริง ณ เวลา t
	$L(t)$	= ค่าประมาณระดับ ณ เวลา t
	$S(t)$	= ค่าประมาณฤดูกาล ณ เวลา t
	$T(t)$	= ค่าประมาณแนวโน้ม ณ เวลา t
	$\hat{P}(t+i)$	= ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+i$; $i = 1, 2, \dots, n$
	n	= จำนวนชั่วโมงของการพยากรณ์ล่วงหน้า
	α	= ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับค่าประมาณระดับ
	β	= ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับค่าประมาณแนวโน้ม
	γ	= ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับค่าประมาณฤดูกาล
	q	= จำนวนช่วงเวลาใน 1 ฤดูกาล (ตัวอย่างเช่น ค่าโหลดไฟฟ้า 1 วัน มี

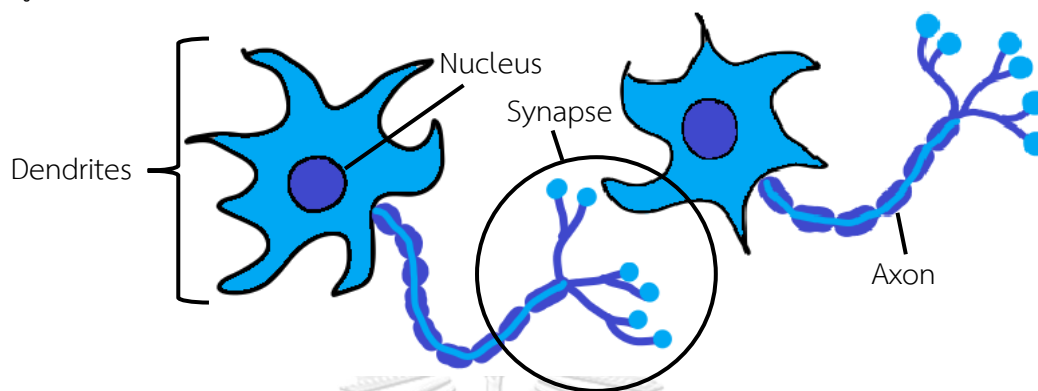
จำนวน 24 ค่า ซึ่งเป็นค่าโหลดไฟฟ้าของแต่ละชั่วโมง ดังนั้นจำนวนช่วงเวลาใน 1 ฤดูกาล $q=24$ เป็นต้น)

เมื่อได้ค่าประมาณระดับ ค่าประมาณแนวโน้ม และค่าประมาณฤดูกาล จะนำไปใช้หาค่าการพยากรณ์สำหรับ $i = 1, 2, \dots, n$ ดังสมการที่ (3.4)

3.2 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม

แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม (Artificial Neural Networks; ANN) คือแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่มีความนิยมใช้งานอย่างแพร่หลาย [14] เป็นการประยุกต์การทำงานของสมองมนุษย์ที่ประกอบไปด้วยเซลล์ประสาท (Neuron) จำนวนมาก ซึ่งถูกเชื่อมต่อและประสานการทำงานร่วมกัน โดยบริเวณที่มีการรับหรือส่งสัญญาณระหว่างเซลล์จะเรียกว่า ซินแนปส์ (Synapse) เมื่อเซลล์

ประสาทรับสัญญาณจากอีกเซลล์ประสาทหนึ่งผ่านไซแนปส์แล้ว สัญญาณประสาทจะถูกส่งไปยังภายในเซลล์ประสาทผ่านเดนไดรต์ (Dendrite) ที่เป็นเสมือนหน่วยรับข้อมูลป้อนเข้า และสัญญาณประสาทจะถูกส่งออกจากเซลล์ประสาทผ่านทางแอกซอน (Axon) ที่เป็นเสมือนหน่วยส่งข้อมูลออก ดังรูปที่ 3.1

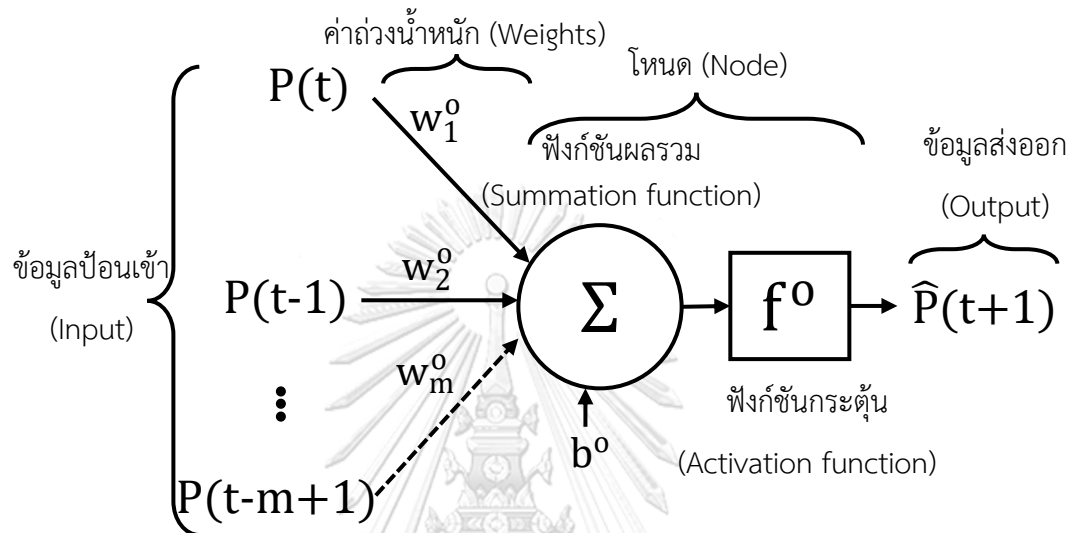


รูปที่ 3.1 โครงสร้างระบบประสาท

โครงข่ายประสาทเทียมจำลองการทำงานของ การส่งสัญญาณประสาทในสมองมนุษย์ โดยใช้ค่าถ่วงน้ำหนัก (Weights) เป็นตัวแทนของการจัดเก็บและการรวบรวมองค์ความรู้ (Knowledge) ที่เกิดจากกระบวนการเรียนรู้ (Learning process) ภายในหน่วยย่อยของโครงข่ายประสาทเทียม ประกอบด้วย โหนด (Nodes) ที่ใช้ฟังก์ชันกระตุ้น (Activation function) ทำหน้าที่เกี่ยวกับกระบวนการเรียนรู้ ซึ่งสามารถปรับเปลี่ยนค่าให้เหมาะสมได้ ตามองค์ความรู้ใหม่ๆ ที่เกิดขึ้น หลักการดังกล่าวจึงทำให้โครงข่ายประสาทเทียมสามารถเรียนรู้และปรับปรุงการทำงานเพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาต่างๆ ได้ จากกระบวนการทำงานดังกล่าวสามารถจำลองเป็นการทำงานของโครงข่ายประสาทเทียมได้ดังรูปที่ 3.2 โดยโครงข่ายประสาทเทียมประกอบด้วย 6 องค์ประกอบ ดังนี้

1. ข้อมูลป้อนเข้า (Input) คือข้อมูลเชิงตัวเลขสำหรับกระบวนการเรียนรู้ของโครงข่ายประสาทเทียม
2. ค่าถ่วงน้ำหนัก (Weights) คือค่าที่ถูกจัดเก็บจากการเรียนรู้สิ่งต่างๆ ของโครงข่ายประสาทเทียม
3. โหนด (Nodes) ทำหน้าที่เกี่ยวกับกระบวนการเรียนรู้สิ่งต่างๆ ของโครงข่ายประสาทเทียม ประกอบด้วย ฟังก์ชันผลรวม (Summation function) และฟังก์ชันกระตุ้น (Activation function)
4. ฟังก์ชันผลรวม (Summation function) เป็นผลรวมระหว่างข้อมูลป้อนเข้า ค่าถ่วงน้ำหนัก และค่าเอนเอียง

5. ฟังก์ชันกระตุ้น (Activation function) เป็นการคำนวณการจำลองการทำงานของโครงข่ายประสาทเทียม ตัวอย่างฟังก์ชันกระตุ้น เช่น ฟังก์ชันไฮเพอร์โบลิกแทนเจนต์ (Hyperbolic tangent function) ซิกมอยด์ฟังก์ชัน (Sigmoid function) เป็นต้น
6. ข้อมูลส่งออก (Output) คือ ข้อมูลที่ได้จากกระบวนการเรียนรู้ของโครงข่ายประสาทเทียม



รูปที่ 3.2 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม

แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมดังรูปที่ 3.2 สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (3.5)

$$\hat{P}(t+1) = f^0 \left(\sum_{i=1}^m w_i^0 P(t-i+1) + b^0 \right) \quad (3.5)$$

เมื่อ $\hat{P}(t+1)$ = ตัวแปรข้อมูลป้อนออก (Output) หรือค่าพยากรณ์โหนดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+1$

$P(t-i+1)$ = ตัวแปรข้อมูลป้อนเข้า (Input) หรือค่าโหนดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-i+1$

f^0 = ฟังก์ชันกระตุ้น (Activation function) ตัวแปรข้อมูลป้อนออก

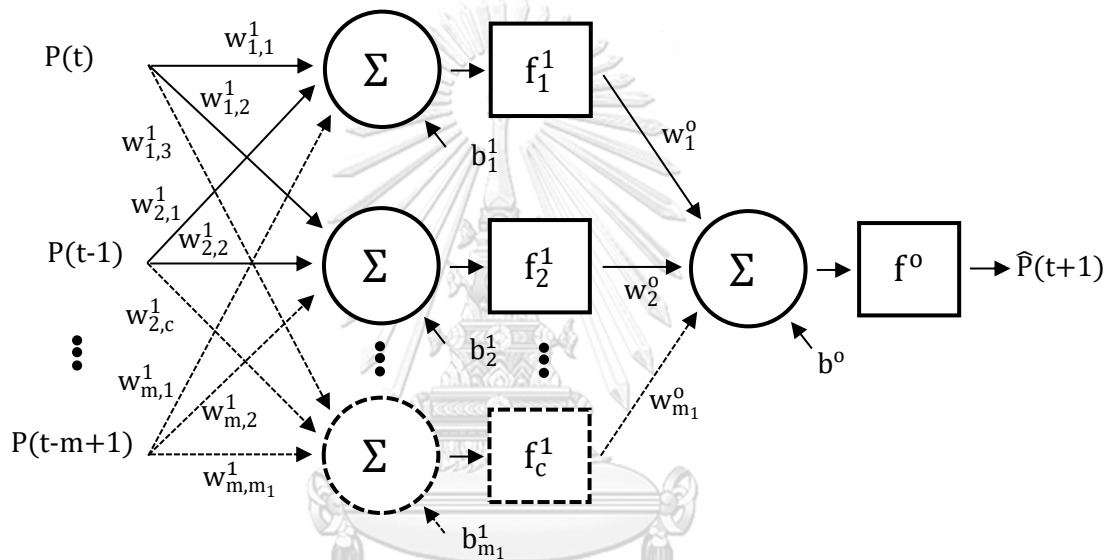
m = จำนวนช่วงเวลาในอดีต

w_i^0 = ค่าถ่วงน้ำหนัก (Weight) ระหว่างตัวแปรข้อมูลป้อนเข้า $P(t-i+1)$ กับตัวแปรข้อมูลป้อนออก

b^0 = ค่าเอนเอียง (Bias) ตัวแปรข้อมูลป้อนออก

สำหรับการแก้ไขปัญหาที่มีความซับซ้อนสามารถประยุกต์ใช้โครงข่ายประสาทเทียมที่มีจำนวนโหนดมากกว่าหนึ่งโหนด หรือนำโหนดมาเรียงต่อกันเป็นชั้นซ้อน เพื่อแก้ไขปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ โดยสามารถแบ่งการประยุกต์ใช้โครงข่ายประสาทเทียมตามจำนวนชั้นซ้อนได้เป็น 2 แบบ คือ

1. โครงข่ายประสาทเทียมชั้นเดียว (Single Layer Perceptron Neural Network) เป็นโครงข่ายที่มีชั้นซ้อนเพียงชั้นเดียวประกอบด้วยตัวแปรข้อมูลป้อนเข้า ตัวแปรข้อมูลส่งออก ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับจำลองทางคณิตศาสตร์ของโครงข่ายประสาทเทียมแบบชั้นเดียว สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมชั้นเดียว

แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมชั้นเดียวดังรูปที่ 3.3 สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (3.6)

$$\hat{P}(t+1) = f^0 \left(\sum_{j=1}^{m_1} w_j^0 f_j^1 \left(\sum_{i=1}^m w_{i,j}^1 P(t-i+1) + b_j^1 \right) + b^0 \right) \quad (3.6)$$

เมื่อ $\hat{P}(t+1)$ = ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+1$

$P(t-i+1)$ = ค่าโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-i+1$

f^0 = ฟังก์ชันกระตุ้นตัวแปรข้อมูลป้อนออก

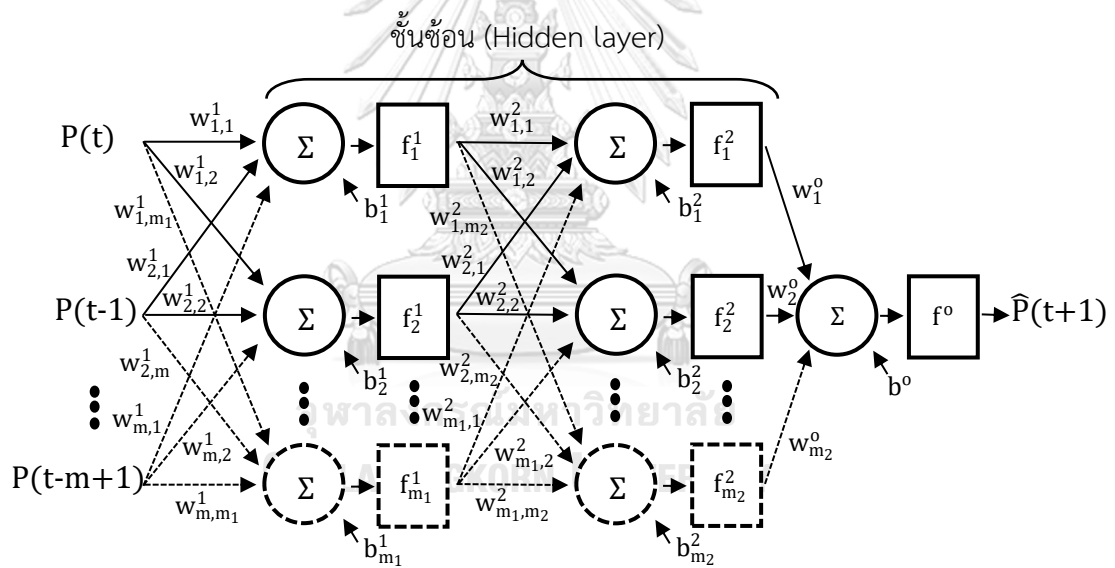
m = จำนวนช่วงเวลาในอดีต

m_1 = จำนวนโหนดของชั้นซ้อนที่ 1

w_j^0 = ค่าถ่วงน้ำหนักระหว่างชั้นซ้อนที่ 1 โหนด j กับตัวแปรข้อมูลป้อนออก

- f_j^1 = ฟังก์ชันกระตุ้นชั้นซ่อนที่ 1 โหนด j
- $w_{i,j}^1$ = ค่าถ่วงน้ำหนักระหว่างค่าโหนดไฟฟ้าจริง ณ เวลา $t-i+1$ กับชั้นซ่อนที่ 1 โหนด j
- b_j^1 = ค่าเอนเอียงชั้นซ่อนที่ 1 โหนด j
- b^0 = ค่าเอนเอียงตัวแปรข้อมูลป้อนออก

2. โครงข่ายประสาทเทียมหลายชั้น (Multilayer Perceptron Neural Network) เป็นโครงข่ายที่นำเอาหน่วยประสาทเทียมมาต่อกันเป็นโครงข่ายหลายชั้น โดยในแต่ละชั้นสามารถมีโหนดมากกว่าหนึ่งโหนด โหนดของประสาทเทียมที่รับข้อมูลป้อนเข้ามาเรียกว่า ตัวแปรข้อมูลป้อนเข้า โหนดประสาทเทียมชั้นสุดท้ายที่ส่งข้อมูลออกไปเป็นผลลัพธ์เรียกว่า ตัวแปรข้อมูลป้อนออก ส่วนโหนดประสาทเทียมที่อยู่ระหว่างชั้นตัวแปรข้อมูลป้อนเข้าและชั้นตัวแปรข้อมูลป้อนออก เรียกว่าชั้นซ่อน (Hidden layer) สำหรับวิทยานิพนธ์นี้กำหนดชั้นซ่อนสูงสุดจำนวนสองชั้น แสดงดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมสองชั้น

แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมสองชั้นดังรูปที่ 3.4 สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 3.7

$$\hat{P}(t+1) = f^0 \left(\sum_{k=1}^{m_2} w_k^0 f_k^2 \left(\sum_{j=1}^{m_1} w_{j,k}^2 f_j^1 \left(\sum_{i=1}^m w_{i,j}^1 P(t-i+1) + b_j^1 \right) + b_k^2 \right) + b^0 \right) \quad (3.7)$$

- เมื่อ $\hat{P}(t+1)$ = ค่าพยากรณ์โหนดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+1$
- $P(t-i+1)$ = ค่าโหนดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-i+1$
- f^0 = ฟังก์ชันกระตุ้นตัวแปรข้อมูลป้อนออก

m	= จำนวนช่วงเวลาในอดีต
m_1	= จำนวนโหนดของชั้นชั้นที่ 1
m_2	= จำนวนโหนดของชั้นชั้นที่ 2
f_j^1	= ฟังก์ชันกระตุ้นชั้นชั้นที่ 1 ของโหนด j
f_k^2	= ฟังก์ชันกระตุ้นชั้นชั้นที่ 2 ของโหนด k
$w_{i,j}^1$	= ค่าถ่วงน้ำหนักระหว่างตัวแปรข้อมูลป้อนเข้าที่ $t-i+1$ กับชั้นชั้นที่ 1 โหนด j
$w_{j,k}^2$	= ค่าถ่วงน้ำหนักระหว่างชั้นชั้นที่ 1 โหนด j กับชั้นชั้นที่ 2 โหนด k
w_k^0	= ค่าถ่วงน้ำหนักระหว่างชั้นชั้นที่ 2 โหนด k กับตัวแปรข้อมูลป้อนออก
b_k^2	= ค่าเอนเอียงชั้นชั้นที่ 2 โหนด k
b_j^1	= ค่าเอนเอียงชั้นชั้นที่ 1 โหนด j
b^0	= ค่าเอนเอียงตัวแปรข้อมูลป้อนออก

สำหรับฟังก์ชันกระตุ้น (Activation function) ของโครงข่ายประสาทเทียม สามารถแบ่งได้ 2 ประเภท คือ

1. ฟังก์ชันเชิงเส้น (Linear function) เป็นการเรียนรู้ความสัมพันธ์แบบเชิงเส้นระหว่างข้อมูลป้อนเข้าและข้อมูลป้อนออก ทำให้สามารถหาคำตอบของปัญหาที่เป็นเชิงเส้นได้ โดยฟังก์ชันกระตุ้นแบบเชิงเส้น สามารถเขียนเป็นสมการคณิตศาสตร์ดังสมการที่ (3.8) และแสดงดังรูปที่ 3.5

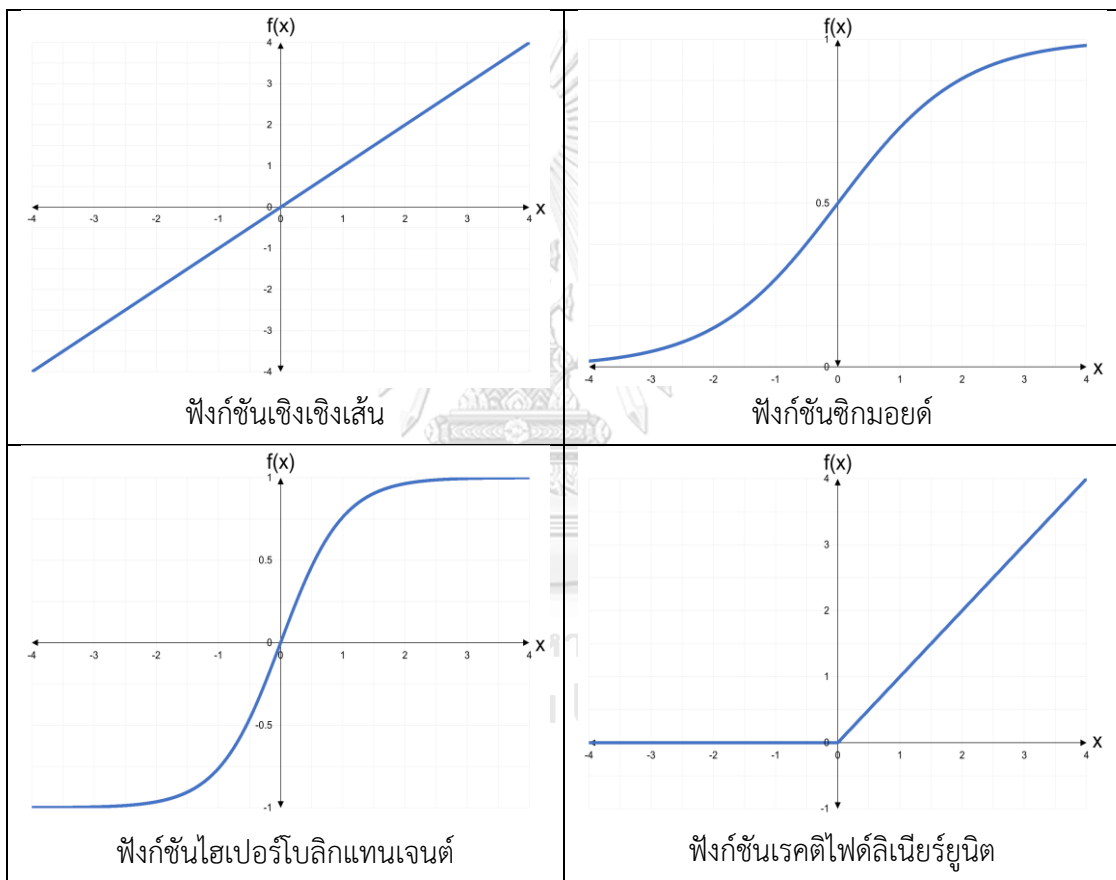
$$f(x) = x \quad (3.8)$$

2. ฟังก์ชันไม่เชิงเส้น (Nonlinear function) มีความสามารถหาคำตอบของปัญหาที่ไม่เป็นเชิงเส้น หรือมีความซับซ้อนได้ ฟังก์ชันไม่เชิงเส้นมีจำนวนหลายแบบ โดยวิทยานิพนธ์นี้ได้เลือกฟังก์ชันไม่เชิงเส้นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน จำนวน 3 ฟังก์ชัน เพื่อใช้สำหรับทดลองการพยากรณ์ คือ ซิกมอยด์ฟังก์ชัน (Sigmoid function; Sigmoid) ฟังก์ชันไฮเปอร์โบลิคแทนเจนต์ (Hyperbolic Tangent function; Tanh) และฟังก์ชันเรคตีไฟด์ลิเนียร์ยูนิต (Rectified Linear Units function; ReLu) สามารถเขียนเป็นสมการคณิตศาสตร์ดังสมการที่ (3.9) ถึง (3.11) ตามลำดับ และแสดงดังรูปที่ 3.5

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}} \quad (3.9)$$

$$f(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (3.10)$$

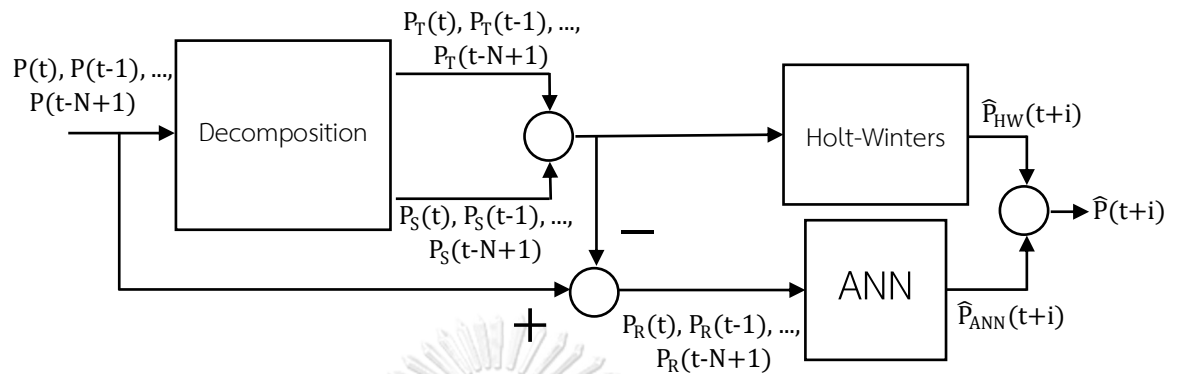
$$f(x) = \begin{cases} 0; & x < 0 \\ x; & x \geq 0 \end{cases} \quad (3.11)$$



รูปที่ 3.5 ฟังก์ชันกระตุ้นของโครงข่ายประสาทเทียม

สำหรับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ด้วยโครงข่ายประสาทเทียมล่วงหน้า n ช่วงเวลา $\hat{P}(t+1), \hat{P}(t+2), \dots, \hat{P}(t+n)$ ใช้การพยากรณ์แบบเวียนเกิด (Recursive forecasting) ของแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม โดยการพยากรณ์ครั้งที่ 1 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม ใช้ข้อมูลป้อนเข้าคือค่าโหลดไฟฟ้าจริง $P(t), P(t-1), \dots, P(t-m+1)$ จะได้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้า $\hat{P}(t+1)$ จากนั้นการพยากรณ์ครั้งที่ 2 แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมจะใช้ข้อมูล

แบบจำลองจะเป็นการพยากรณ์โดยใช้แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม $\hat{P}(t+m)$ ซึ่งมีรูปแบบการทำงาน ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 แบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโฮลท์-วินเทอร์ ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม

การแยกองค์ประกอบของค่าโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง จะแยกค่าแนวโน้มของโหลดไฟฟ้าจากข้อมูลค่าโหลดไฟฟ้าจริงก่อน จากนั้นใช้ค่าแนวโน้มของโหลดไฟฟ้าที่หาได้นำมาแยกค่าฤดูกาลของโหลดไฟฟ้า มีขั้นตอนดังนี้

1. การแยกค่าแนวโน้มของค่าโหลดไฟฟ้ากำหนดให้ $r=1, 2, \dots, N$ และสามารถหาค่าแนวโน้มของโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-r+1$ ได้ด้วยสมการที่ (3.12) เมื่อ $r < N-q+1$ จะใช้ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average; MA) เพื่อหาค่าแนวโน้มของโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-r+1$ และสำหรับ $r \geq N-q+1$ ใช้การวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้น (Linear Regression) เพื่อหาค่าแนวโน้มของโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-r+1$

$$P_T(t-r+1) = \begin{cases} \frac{P(t-r+1)}{2q} + \frac{1}{q} \sum_{i=r}^{r+q-2} P(t-i) + \frac{P(t-r-q+1)}{2q}; & r < N-q+1 \\ m_0 + m_1(r-1); & r \geq N-q+1 \end{cases} \quad (3.12)$$

$r=1, 2, \dots, N$

โดยที่

$$\bar{x} = \frac{1}{N-q-1} \sum_{i=1}^{N-q-1} i \quad (3.13)$$

$$\bar{y} = \frac{1}{N-q-1} \sum_{j=1}^{N-q-1} P_T(t-j) \quad (3.14)$$

$$m_1 = \frac{\sum_{i=1}^{N-q-1} (i-\bar{x})(P_T(t-i)-\bar{y})}{\sum_{i=1}^{N-q-1} (i-\bar{x})^2} \quad (3.15)$$

$$m_0 = \bar{y} - m_1 \bar{x} \quad (3.16)$$

เมื่อ $P_T(t-r+1)$ = ค่าแนวโน้มของโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t-r+1$

N = จำนวนข้อมูลค่าโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมง

2. การแยกค่าฤดูกาลของค่าโหลดไฟฟ้าใช้สมการที่ (3.17) เพื่อหาจำนวนฤดูกาล N_q และค่าฤดูกาลของแต่ละเวลาใน 1 ฤดูกาล S_1, S_2, \dots, S_n สามารถหาดังสมการที่ (3.18)

$$N_q = \frac{N}{q} \quad (3.17)$$

$$\left. \begin{aligned} S_1 &= \frac{1}{N_q} \sum_{i=1}^{N_q} P(t-(i-1)q) - P_T(t-(i-1)q) \\ S_2 &= \frac{1}{N_q} \sum_{i=1}^{N_q} P(t-(i-1)q-1) - P_T(t-(i-1)q-1) \\ &\vdots \\ S_q &= \frac{1}{N_q} \sum_{i=1}^{N_q} P(t-iq+1) - P_T(t-2iq+1) \end{aligned} \right\} \quad (3.18)$$

จากนั้นหาค่าเฉลี่ยของฤดูกาล \bar{S} ดังสมการที่ (3.19) และนำ \bar{S} ลบกับค่าฤดูกาลของแต่ละเวลาใน 1 ฤดูกาล S_1, S_2, \dots, S_q เพื่อหาค่าฤดูกาลของค่าโหลดไฟฟ้า $P_S(t), P_S(t-1), \dots, P_S(t-qN_q+1)$ ดังสมการที่ (3.20)

$$\bar{S} = \frac{1}{q} \sum_{i=1}^q S_i \quad (3.19)$$

$$\left. \begin{aligned} P_S(t) &= P_S(t-q) = \dots = P_S(t-(N_q-1)q) = S_1 - \bar{S} \\ P_S(t-1) &= P_S(t-q-1) = \dots = P_S(t-(N_q-1)q-1) = S_2 - \bar{S} \\ &\vdots \\ P_S(t-q+1) &= P_S(t-2q+1) = \dots = P_S(t-qN_q+1) = S_q - \bar{S} \end{aligned} \right\} \quad (3.20)$$

3.4 การประเมินความคาดเคลื่อนของแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้า

แบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ทั้ง 3 แบบ จะถูกประเมินความคาดเคลื่อน ด้วยค่าเฉลี่ยความคาดเคลื่อนสมบูรณ์ (Mean Absolute Error; MAE) ค่าเฉลี่ยร้อยละความคาดเคลื่อนสมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error; MAPE) และค่ารากของค่าเฉลี่ยกำลังสองของความคลาดเคลื่อน (Root Mean Square Error; RMSE) ดังสมการที่ (3.21) ถึง (3.23) ตามลำดับ ซึ่งหากค่าเฉลี่ยความคาดเคลื่อนสมบูรณ์ ค่าเฉลี่ยร้อยละความคาดเคลื่อนสมบูรณ์ และค่ารากของค่าเฉลี่ยกำลังสองของความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองการพยากรณ์มีค่าต่ำ หมายถึงแบบจำลองการพยากรณ์นั้นมีความแม่นยำในการพยากรณ์สูง แต่หากหากค่าเฉลี่ยความคาดเคลื่อนสมบูรณ์ ค่าเฉลี่ยร้อยละความคาดเคลื่อนสมบูรณ์ และค่ารากของค่าเฉลี่ยกำลังสองของความคลาดเคลื่อนของแบบจำลองการพยากรณ์มีค่าสูง จะหมายความว่าแบบจำลองการพยากรณ์นั้นมีความแม่นยำในการพยากรณ์ต่ำนั่นเอง

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |P(t+i) - \hat{P}(t+i)| \quad (3.21)$$

$$MAPE = \frac{100\%}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P(t+i) - \hat{P}(t+i)}{P(t+i)} \right| \quad (3.22)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P(t+i) - \hat{P}(t+i))^2} \quad (3.23)$$

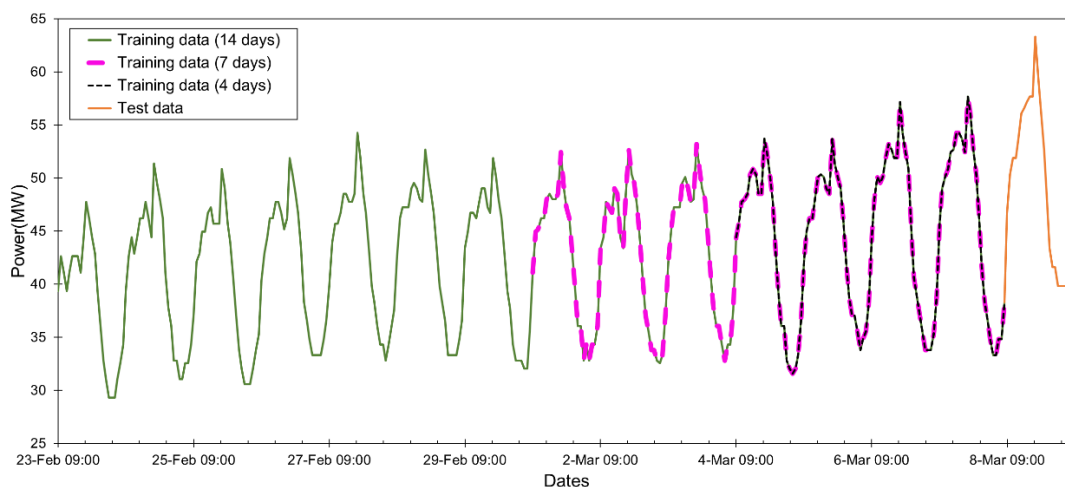
เมื่อ	MAE	= ค่าเฉลี่ยความคาดเคลื่อนสมบูรณ์
	MAPE	= ค่าเฉลี่ยร้อยละความคาดเคลื่อนสมบูรณ์
	RMSE	= ค่ารากของค่าเฉลี่ยกำลังสองของความคลาดเคลื่อน

3.5 การเตรียมข้อมูลสำหรับพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง

จากการประมาณโหลด (Load estimation) ในภาคผนวก ก วิทยานิพนธ์นี้เลือกค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันช่วงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น. ซึ่งเป็นข้อมูลสุดท้ายของการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน และเป็นช่วงเวลาที่เกิดค่าประมาณโหลดไฟฟ้าสูงสุดของปีนำมาใช้เป็นข้อมูลทดสอบ (Test data) ของแบบจำลองการพยากรณ์ ส่วนข้อมูลฝึกอบรม (Training data) ของแบบจำลองการพยากรณ์ เลือกค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันจำนวน 3 ช่วงเวลา คือ ช่วงเวลาที่ 1 จำนวนข้อมูล 4 วัน ระหว่างวันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึง วันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น. ช่วงเวลาที่ 2 จำนวนข้อมูล 7 วัน ระหว่างวันที่ 1 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น. และช่วงเวลาที่ 3 จำนวนข้อมูล 14 วัน ระหว่างวันที่ 23 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น. ดังแสดงในตารางที่ 3.1 และรูปที่ 3.8

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลฝึกอบรมและทดสอบการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน

ข้อมูลฝึกอบรม		ข้อมูลทดสอบ	
ช่วงเวลาของข้อมูล	จำนวนวัน	ช่วงเวลาของข้อมูล	จำนวนวัน
4 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น.	4 วัน	8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น.	1 วัน
1 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น.	7 วัน		
23 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น.	14 วัน		



รูปที่ 3.8 ข้อมูลฝึกอบรมและทดสอบการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580

3.6 การออกแบบแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน

แบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วย HW, ANN และ IHWANN ใช้ข้อมูลฝึกอบรมการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นสำหรับฝึกอบรมแบบจำลอง (Trained model) รวมทั้งกำหนดให้ทุกแบบจำลองการมีค่าพารามิเตอร์ (Parameter) ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 พารามิเตอร์ของแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วย HW, ANN และ IHWANN

พารามิเตอร์	ค่าพารามิเตอร์
จำนวนช่วงเวลาของการพยากรณ์ล่วงหน้า (n)	24
จำนวนช่วงเวลาใน 1 ฤดูกาล (q)	24

สำหรับแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ใช้ ANN กำหนดให้ใช้ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของ ANN ดังตารางที่ 3.3 เพื่อฝึกอบรมแบบจำลอง จนได้แบบจำลองที่มีความแม่นยำสูงสุด สำหรับเปรียบเทียบกับแบบจำลองอื่นต่อไป

ตารางที่ 3.3 พารามิเตอร์ของ ANN

พารามิเตอร์	ค่าพารามิเตอร์
จำนวนช่วงเวลาในอดีต (m)	24
จำนวนชั้นซ่อน (Number of hidden layers)	{1, 2}
จำนวนโหนด (Number of Nodes)	{16, 32, 64}
ฟังก์ชันกระตุ้น (Activation function)	{Sigmoid, Tanh, Relu}
จำนวนรอบฝึกอบรม (Epochs)	{30, 40, 50}

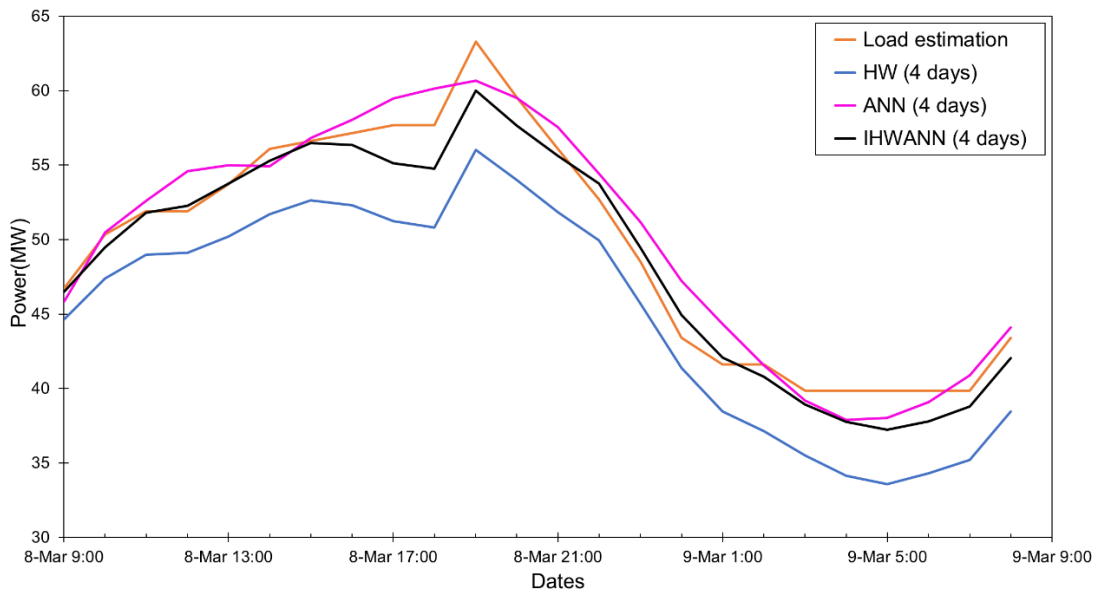
3.7 ผลการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงัน

ผลการฝึกอบรมแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ใช้ ANN ด้วยพารามิเตอร์ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น สามารถสร้างแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงแต่ละแบบจำลองที่มีความแม่นยำสูงที่สุด โดยใช้พารามิเตอร์ต่างๆ ดังตารางที่ 3.4

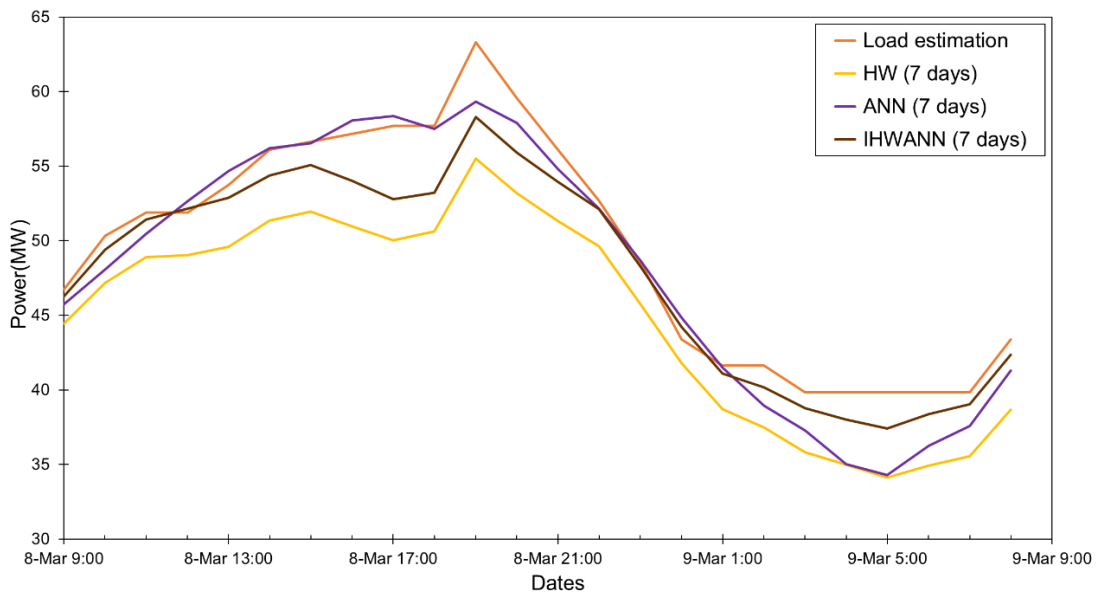
ตารางที่ 3.4 ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองที่ใช้ ANN แต่ละแบบจำลอง

พารามิเตอร์ แบบจำลอง	จำนวนโหนด ของชั้นซ่อนที่ 1	จำนวนโหนด ของชั้นซ่อนที่ 2	ฟังก์ชัน กระตุ้น	จำนวนรอบ ฝึกอบรม
ANN (4 วัน)	64	16	Relu	50
ANN (7 วัน)	32	16	Relu	40
ANN (14 วัน)	64	32	Relu	30
IHWANN (4 วัน)	64	-	Tanh	30
IHWANN (7 วัน)	64	32	Relu	50
IHWANN (14 วัน)	64	-	Relu	30

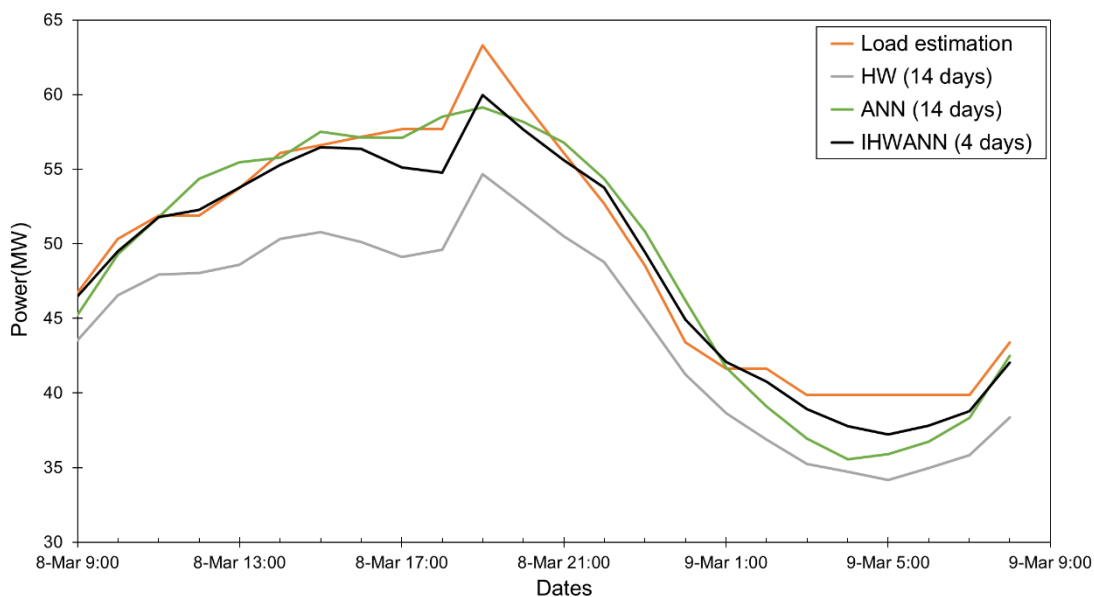
การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ช่วงวันที่ 8 มีนาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ด้วยแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงแต่ละแบบจำลองสามารถแสดงดังรูปที่ 3.9 ถึง 3.11



รูปที่ 3.9 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง HW (4 วัน), ANN (4 วัน) และ IHWANN (4 วัน)



รูปที่ 3.10 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง HW (7 วัน), ANN (7 วัน) และ IHWANN (7 วัน)



รูปที่ 3.11 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง HW (14 วัน), ANN (14 วัน) และ IHWANN (14 วัน)

เมื่อนำค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันทุกแบบจำลองมาประเมินความคลาดเคลื่อนด้วยค่าเฉลี่ยความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ (Mean Absolute Error; MAE) ค่าเฉลี่ยร้อยละความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error; MAPE) และค่ารากของค่าเฉลี่ยกำลังสองของความคลาดเคลื่อน (Root Mean Square Error; RMSE) สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ค่า MAE, MAPE และ RMSE ของแต่ละแบบจำลอง

ค่าความคลาดเคลื่อน แบบจำลอง	MAE	MAPE	RMSE
HW (4 วัน)	4.356	8.942	4.600
HW (7 วัน)	4.492	9.071	4.778
HW (14 วัน)	5.126	10.282	5.398
ANN (4 วัน)	1.423	2.941	1.735
ANN (7 วัน)	1.708	3.772	2.268
ANN (14 วัน)	1.741	3.771	2.154
IHWANN (4 วัน)	1.223	2.522	1.533
IHWANN (7 วัน)	1.743	3.375	2.254
IHWANN (14 วัน)	1.789	3.400	2.197

3.8 สรุปผล

ผลการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันด้วยแบบจำลองการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าทั้ง 9 แบบจำลอง พบว่าแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) ที่มี 1 ชั้นซ่อน จำนวน 64 โหนด ใช้ฟังก์ชันกระตุ้น Tanh จำนวนรอบฝึกอบรม 30 รอบ และใช้ข้อมูลฝึกอบรมจำนวน 4 วัน มีค่า MAE, MAPE และ RMSE เท่ากับ 1.223, 2.522 และ 1.533 ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับแบบจำลองอื่น ดังนั้นแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) จึงเป็นแบบจำลองที่มีความแม่นยำสูงที่สุด

วิทยานิพนธ์นี้จึงเลือกใช้แบบจำลอง IHWANN (4 วัน) สำหรับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงเพื่อนำไปประยุกต์ใช้ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการตัดยอดโหลดไฟฟ้าต่อไป



บทที่ 4

การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า โดยอาศัยการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วยแบบจำลองที่มีความแม่นยำสูงสุดตามที่ได้นำเสนอในบทที่ 3 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

4.1 หลักการออกแบบพิกัดกำลังและพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

การออกแบบพิกัดกำลังของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อให้สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำได้นั้น จำเป็นต้องกำหนดพิกัดกำลังของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ให้ค่าเท่ากับผลต่างระหว่างค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปีที่ต้องการตัดยอดโหลดไฟฟ้า ดังตารางที่ 2.1 กับเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (4.1)

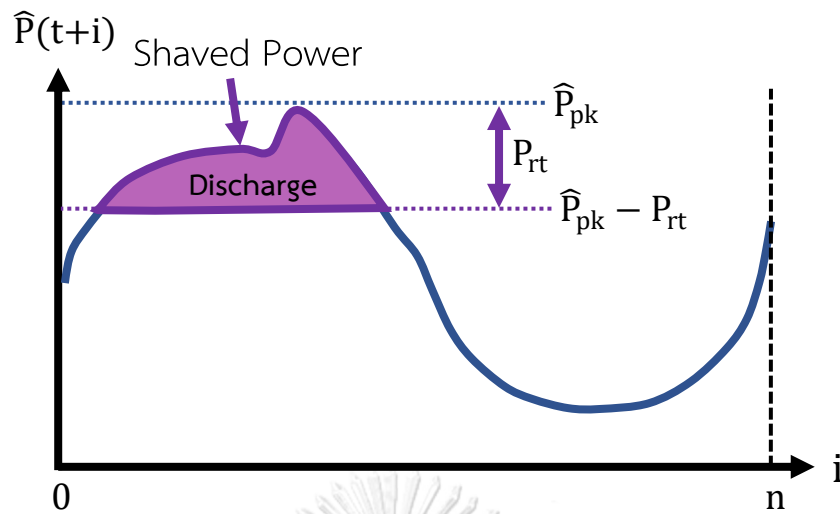
$$P_{rt} = P_{pk} - P_{lc} \quad (4.1)$$

เมื่อ P_{rt} = ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

P_{pk} = ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีหรือค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน ดังภาคผนวก ก ในปีที่ต้องการตัดยอดโหลดไฟฟ้า

P_{lc} = ค่าเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ

การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้าจำนวน n ช่วง ของช่วงเวลาที่เกิดโหลดไฟฟ้าสูงสุดของปี ดังรูปที่ 4.1 จะถูกใช้กำหนดพิกัดพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ดังสมการที่ (4.2) และ (4.3)



รูปที่ 4.1 การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้าจำนวน n ช่วง ของช่วงเวลาที่เกิดโหลดไฟฟ้าสูงสุดของปีเพื่อกำหนดพิกัดพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

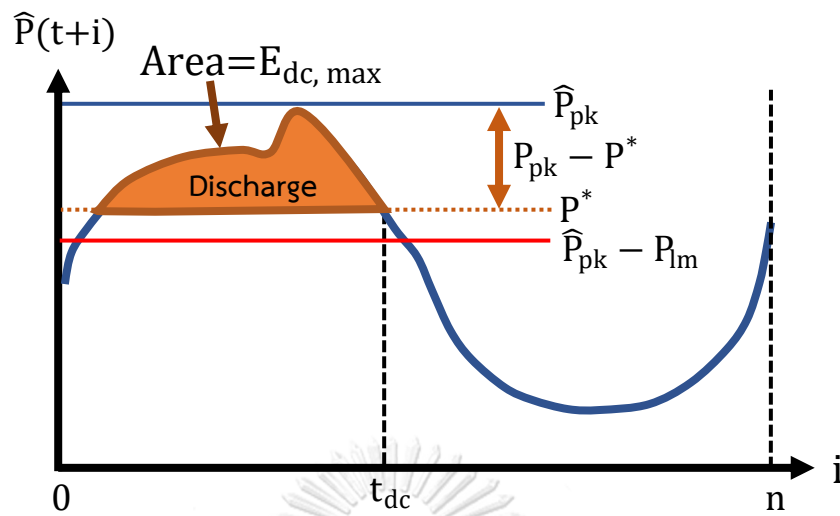
$$P_{sh}(t+i) = \begin{cases} \hat{P}(t+i) - \hat{P}_{pk} + P_{rt}; & \hat{P}(t+i) - \hat{P}_{pk} + P_{rt} \geq 0 \\ 0 & ; \hat{P}(t+i) - \hat{P}_{pk} + P_{rt} < 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

$$E_{rt} = \frac{1}{SoC_{max} - SoC_{min}} \sum_{i=1}^n P_{sh}(t+i) \quad (4.3)$$

- เมื่อ E_{rt} = พิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่
- $P_{sh}(t+i)$ = กำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ถูกตัดยอดโหลด ณ ชั่วโมงที่ $t+i$;
 $i = 1, 2, \dots, n$
- $\hat{P}(t+i)$ = ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+i$; $i = 1, 2, \dots, n$
- \hat{P}_{pk} = ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง
- SoC_{max} = สถานะการอัดประจุ (State of Charge) สูงสุด
- SoC_{min} = สถานะการอัดประจุ (State of Charge) ต่ำสุด

4.2 กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ

การคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงัน รายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน $\hat{P}(t+i)$; $i = 1, 2, \dots, n$ และ $n = 24$ เพื่อกำหนดจุดทำงานโหลดไฟฟ้าคงเหลือหลังถูกตัดด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P^* ที่เหมาะสมที่สุด โดยอาศัยการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ซึ่งขึ้นอยู่กับขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P_{lm} และพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ E_{rt} ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 การตัดยอดโหลดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากรูปที่ 4.2 กำหนดให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) คือพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ E_{dc} มีค่าดังสมการที่ (4.4) และมีเงื่อนไขบังคับอสมการ (Inequality constraint) ด้านพลังงานไฟฟ้าดังสมการที่ (4.5)

$$E_{dc} = \sum_{i=1}^n P_{dc}(t+i) \quad (4.4)$$

$$E_{dc} \leq E_{rt}(\text{SoC}_{\max} - \text{SoC}_{\min}) \quad (4.5)$$

เมื่อ $P_{dc}(t+i)$ = กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ ณ

ชั่วโมงที่ $t+i$

E_{dc} = พลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ

n = จำนวนชั่วโมงของการพยากรณ์ล่วงหน้า

สำหรับกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+i$ ดังสมการที่ (4.6) และมีเงื่อนไขบังคับอสมการ (Inequality constraint) ด้านกำลังไฟฟ้าดังสมการที่ (4.7)

$$P_{dc}(t+i) = \begin{cases} \hat{P}(t+i) - P^* & ; \hat{P}(t+i) - P^* \geq 0 \\ 0 & ; \hat{P}(t+i) - P^* < 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

$$\hat{P}_{pk} - P_{lm} \leq P^* \leq \hat{P}_{pk} \quad (4.7)$$

เมื่อ $\hat{P}(t+i)$ = ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ $t+i$; $i = 1, 2, \dots, n$
 P^* = โหลดไฟฟ้าคงเหลือหลังถูกตัดค่ายอดด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่
 P_{lm} = ชีตจำกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

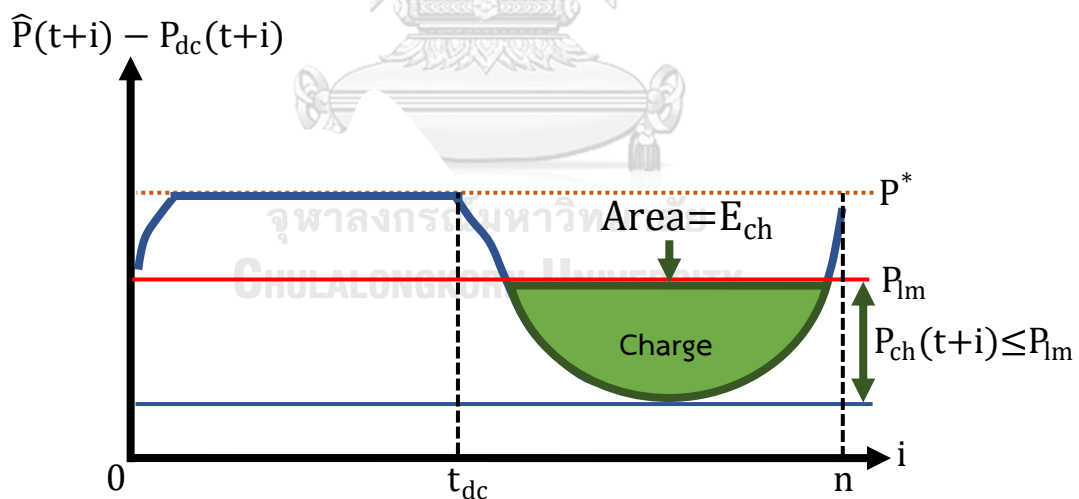
สามารถกำหนดปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุด ได้ดังสมการที่ (4.8)

$$\max E_{dc} \quad (4.8)$$

การหาคำตอบของปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุด ดังสมการที่ (4.8) ใช้วิธีการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยโปรแกรมไม่เชิงเส้น (Nonlinear programming optimization method; NLP) โดยคำตอบที่ได้จากสมการที่ (4.8) คือ พลังงานไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ $E_{dc,max}$ ที่เวลาสิ้นสุดการคายประจุ t_{dc} และโหลดไฟฟ้าคงเหลือหลังถูกตัดค่ายอดด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P^*

4.3 กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ

การอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะอัดประจุเท่ากับพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ $E_{dc,max}$ เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีพลังงานเต็มค่าพิกัดสำหรับใช้ตัดยอดโหลดในการทำงานของวันถัดไป



รูปที่ 4.3 การอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากรูปที่ 4.3 แสดงเป็นการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยใช้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงหลังจากการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ $\hat{P}(t+t_{dc})$ จนถึงสิ้นสุดช่วงเวลาพยากรณ์ล่วงหน้า n เพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัด

ประจุ $P_{ch}(t+i)$ ที่สามารถนำไปคำนวณหาพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ E_{ch} ได้ดังสมการที่ (4.9)

$$E_{ch} = \sum_{i=t_{dc}+1}^n P_{ch}(t+i) \quad (4.9)$$

เมื่อ E_{ch} = พลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ
 $P_{ch}(t+i)$ = กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ ณ ชั่วโมงที่ $t+i$; $i = t_{dc}+1, t_{dc}+2, \dots, n$

สำหรับกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ $P_{ch}(t+i)$ มีสมการเงื่อนไขบังคับด้านกำลังไฟฟ้าเพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่อัดประจุไม่เกินขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P_{lm} และโหลดไฟฟ้าคงเหลือหลังถูกตัดค่ายอดด้วยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P^* ดังสมการที่ (4.10) และ (4.11) ตามลำดับ

$$0 \leq P_{ch}(t+i) \leq P_{lm} \quad (4.10)$$

$$P_{ch}(t+i) \leq P_b(t+i) \quad (4.11)$$

โดยที่

$$P_b(t+i) = \begin{cases} 0 & ; P^* - \hat{P}(t+i) \leq 0 \\ P^* - \hat{P}(t+i) & ; P^* - \hat{P}(t+i) > 0 \end{cases}$$

เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีพลังงานไฟฟ้าเต็มค่าพิกัดสำหรับใช้ตัดยอดโหลดไฟฟ้าในรอบการทำงานประจำวันถัดไป จำเป็นต้องมีสมการเงื่อนไขบังคับด้านพลังงานไฟฟ้า ดังสมการที่ (4.12)

$$E_{ch} = E_{dc,max} \quad (4.12)$$

สำหรับการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กำหนดให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือต้นทุนการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ TOC ดังสมการที่ (4.13)

$$TOC = \sum_{i=t_{dc}+1}^n C(t+i)P_{ch}(t+i) \quad (4.13)$$

เมื่อ TOC = ต้นทุนการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่
 $C(t+i)$ = อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff) ที่เวลา $t+i$ โดยที่ $i = t_{dc}+1, t_{dc}+2, \dots, n$

สามารถกำหนดปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุด ดังสมการที่ (4.14)

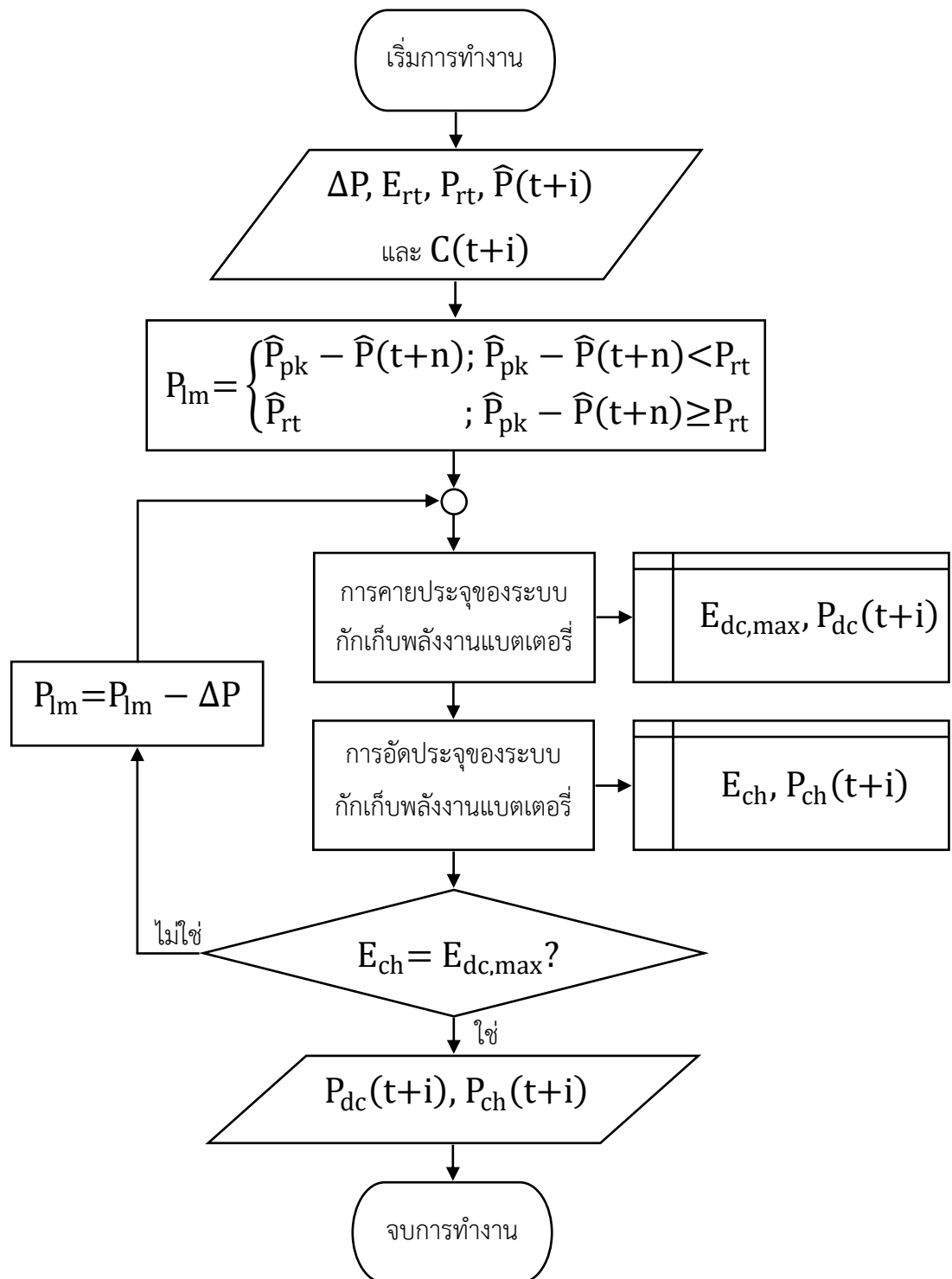
$$\min \text{TOC} \quad (4.14)$$

โดยปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ดังสมการที่ (4.14) ใช้วิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming optimization method; LP) ในการหาคำตอบ

4.4 การตัดยอดโหลดไฟฟ้า

การตัดยอดโหลดไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เป็นการทำงานร่วมกันในการขายและอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยใช้ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ E_{rt} ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P_{rt} ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน $\hat{P}(t+i)$ และระยะกระโดดของกำลังไฟฟ้า ΔP สำหรับกำหนดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการขายประจุ $P_{dc}(t+i)$ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ $P_{ch}(t+i)$ ไปใช้ตัดยอดโหลดไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4.4 โดยการเริ่มทำงานของการขายและอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กำหนดให้ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ P_{lm} มีค่าดังสมการที่ (4.15) เพื่อไม่ให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ตัดโหลดไฟฟ้าที่เวลาสุดท้ายของการพยากรณ์โหลดไฟฟ้า $\hat{P}(t+n)$ เนื่องจากหากเกิดการตัดยอดโหลดไฟฟ้าที่เวลาสุดท้ายของการพยากรณ์จะเป็นผลให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ไม่มีช่วงเวลาอัดประจุ และทำให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีพลังงานไม่เต็มค่าพิกัดสำหรับใช้ในการตัดโหลดไฟฟ้าในรอบการทำงานของวันถัดไป

$$P_{lm} = \begin{cases} \hat{P}_{pk} - \hat{P}(t+n); \hat{P}_{pk} - \hat{P}(t+n) < P_{rt} \\ P_{rt} - \hat{P}(t+n); \hat{P}_{pk} - \hat{P}(t+n) \geq P_{rt} \end{cases} \quad (4.15)$$



รูปที่ 4.4 ผังงานการทำงานตัดยอดโหลตไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

4.5 การกำหนดพิกัดกำลังและพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าในหัวข้อนี้ จะนำเสนอการใช้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) ซึ่งมีความแม่นยำในการพยากรณ์สูงสุดที่สุดเมื่อเทียบกับแบบจำลองอื่นดังกล่าวไว้ในบทที่ 3 ไปประยุกต์การทำงานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580 โดยการพิจารณาค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 (P_{pk}) ที่มีค่า 63.3 MW ดังตารางที่ 2.1 และเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ (P_{lc}) มีค่า 53.6 MW จากสมการที่ (4.1) ดังนั้นค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (P_{rt}) มีค่าเท่ากับ 9.7 MW เมื่อใช้ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) ช่วงวันที่ 8 มีนาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ($\hat{P}(t+i)$) และกำหนดให้สถานะการอัดประจุสูงสุด (SoC_{max}) และสถานะการอัดประจุน้อยสุด (SoC_{min}) มีค่าเท่ากับ 100% และ 10% ตามลำดับ [5] จากสมการที่ (4.2) และ (4.3) สามารถกำหนดค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (E_{rt}) ได้เท่ากับ 66 MWh ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 การกำหนดค่าพิกัดกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580

ข้อมูล	ค่าของข้อมูล
ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 (P_{pk})	63.3 MW
เกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ (P_{lc})	53.6 MW
ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (P_{rt})	9.7 MW
สถานะการอัดประจุสูงสุด (SoC_{max})	100%
สถานะการอัดประจุน้อยสุด (SoC_{min})	10%
ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (E_{rt})	66 MWh

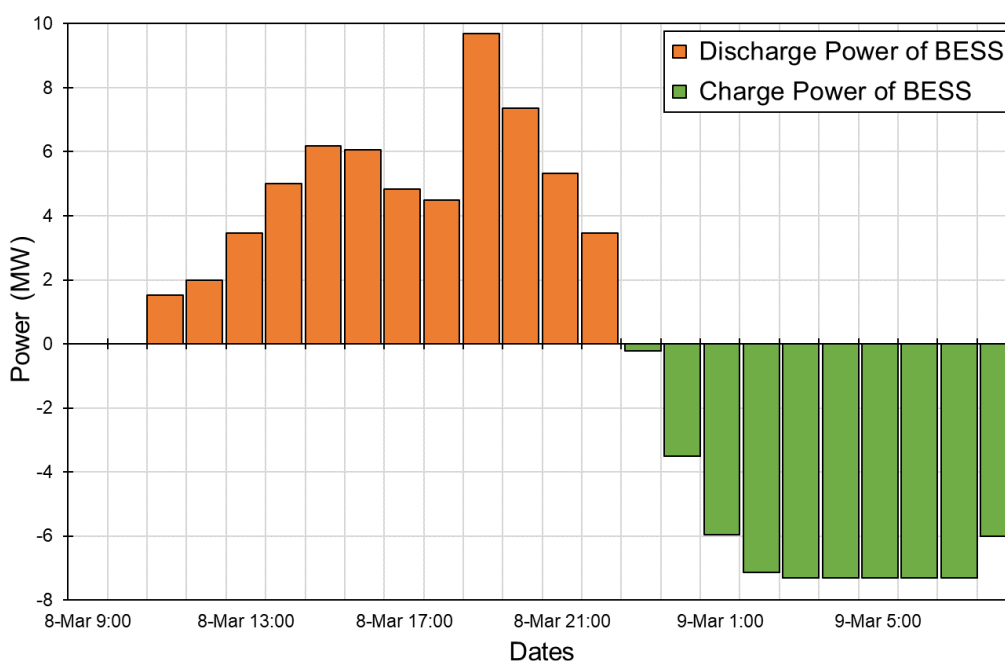
4.6 ผลการตัดยอดโหลดไฟฟ้า

จากการทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ดังรูปที่ 4.4 เมื่อกำหนดให้ P_{rt} , E_{rt} , SoC_{max} , SoC_{min} มีค่าดังตารางที่ 4.1 จากค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ด้วยแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) ช่วงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น. ($\hat{P}(t+i)$) รวมถึงอัตรา

ค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [16] ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ซื้อไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV แบบอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา ($C(t+i)$) โดยแสดงดังตารางที่ 4.2 และกำหนดให้ระยะกระโดดของกำลังไฟฟ้า (ΔP) มีค่า 0.1 MW สามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคาย ($P_{dc}(t+i)$) และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุ ($P_{ch}(t+i)$) ดังรูปที่ 4.5

ตารางที่ 4.2 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา

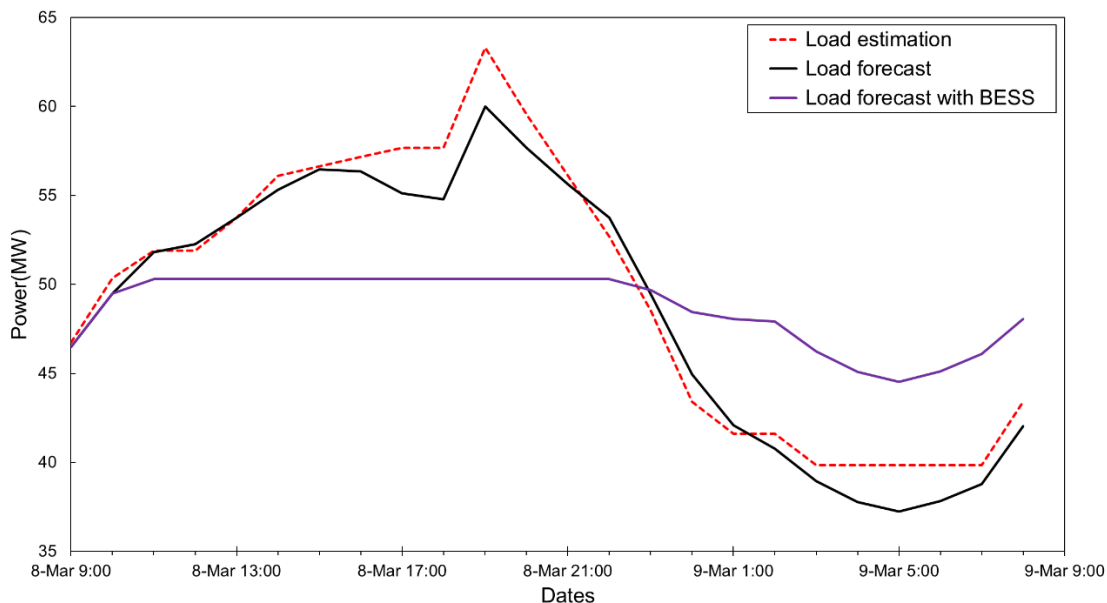
ลักษณะอัตราค่าไฟฟ้า	วัน	เวลา	อัตราค่าไฟฟ้า (บาท)
ช่วง Peak	จันทร์ - ศุกร์	09:00-22:00 น.	3.6199
ช่วง Off-Peak	จันทร์ - ศุกร์	22:00-09:00 น.	2.3341
	เสาร์ - อาทิตย์ และวันหยุดราชการ	00:00-24:00 น.	2.3341



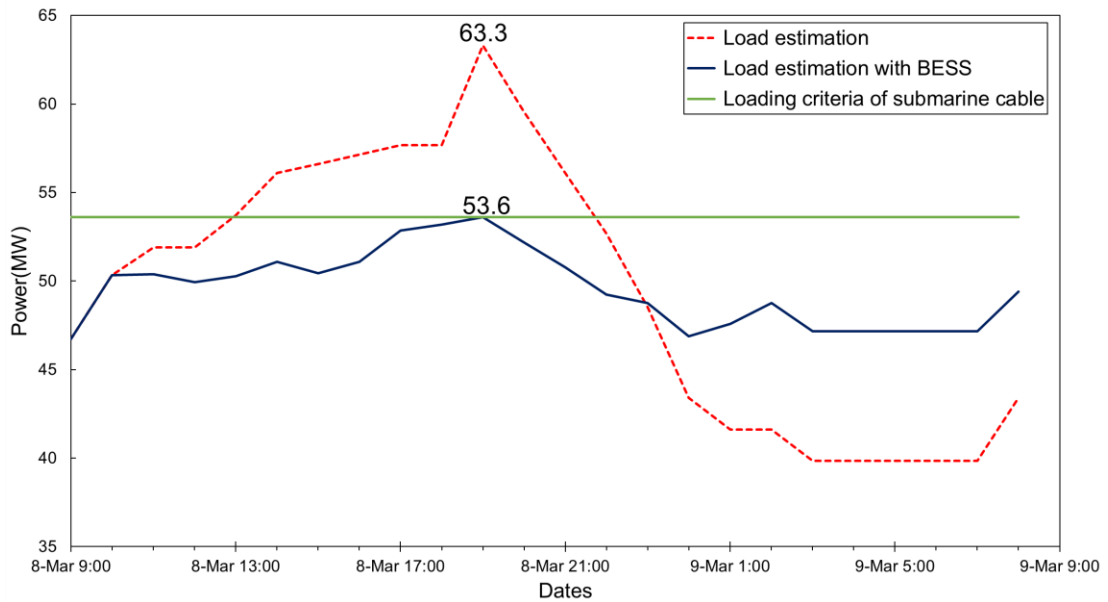
รูปที่ 4.5 กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุ

เมื่อพิจารณาค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ช่วงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8.00 น. ที่นำมาคำนวณกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุ พบว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานตัดยอดโหลดจนทำให้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ช่วงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา

8.00 น. จนมีค่าราบเรียบ และไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ (Loading criteria of submarine cable) ดังรูปที่ 4.6

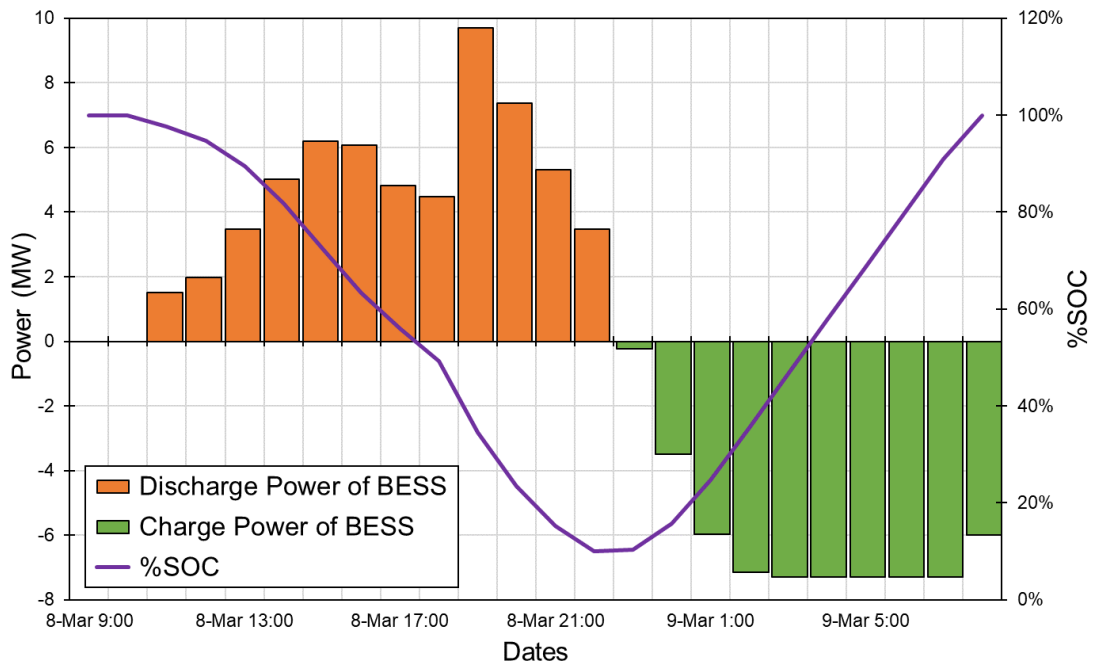


รูปที่ 4.6 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ผลการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าของค่าประมาณโหลดไฟฟ้รวมของเกาะพะงัน ในปี พ.ศ. 2580 แสดงดังรูปที่ 4.7 โดยกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุจะตัดยอดโหลดไฟฟ้า เป็นผลให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดในปี พ.ศ. 2580 ซึ่งเกิดขึ้นวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 19:00 น. โดยมีค่า 63.3 MW ถูกตัดยอดโหลดไฟฟ้าเหลือเพียง 53.6 MW ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันในช่วงเวลาดังกล่าว มีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ



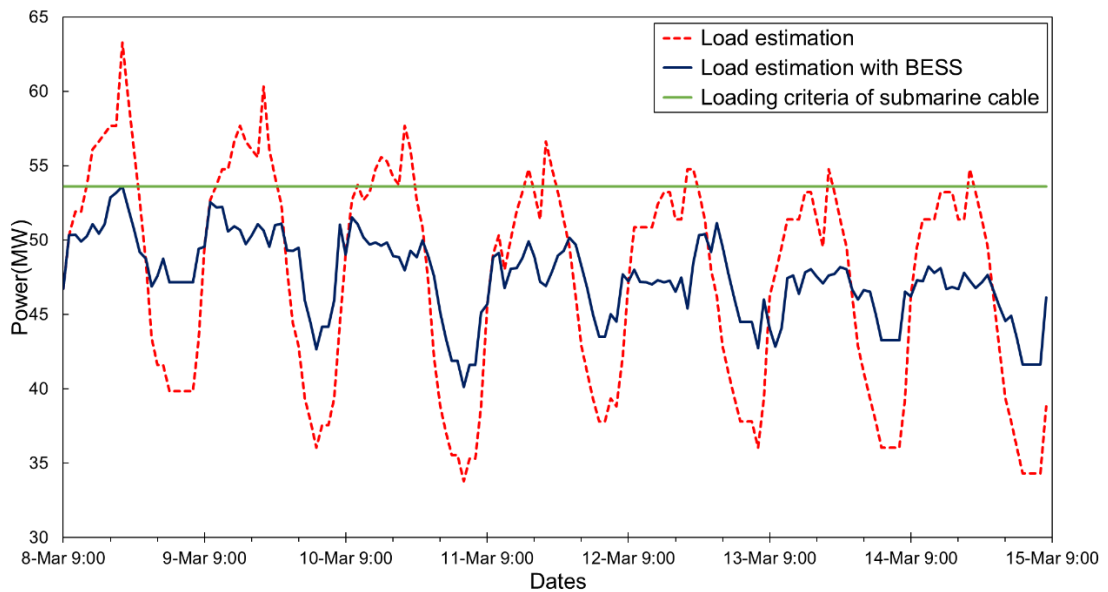
รูปที่ 4.7 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

สำหรับสถานะการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ พบว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ก่อนเริ่มการคายประจุเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้ามีค่าสถานะการอัดประจุ 100% ดังที่กำหนดค่า SoC_{max} ไว้ เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เริ่มการคายประจุเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า ค่าสถานะการอัดประจุมีค่าลดลงเรื่อยๆ จนถึงเวลา 22:00 น. ของวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 ค่าสถานะการอัดประจุมีค่าลดลงเหลือ 10% ดังที่กำหนดค่า SoC_{min} ไว้ และในเวลาต่อมา ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จึงเริ่มมีการอัดประจุเพื่อกักเก็บพลังงานไว้ใช้สำหรับการตัดยอดโหลดในวันถัดไป โดยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กลับมามีค่าสถานะการอัดประจุ 100% อีกครั้งที่เวลา 8:00 น. ของวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เพื่อใช้ตัดยอดโหลดไฟฟ้าในรอบของการทำงานในวันถัดไป ดังแสดงในรูปที่ 4.8

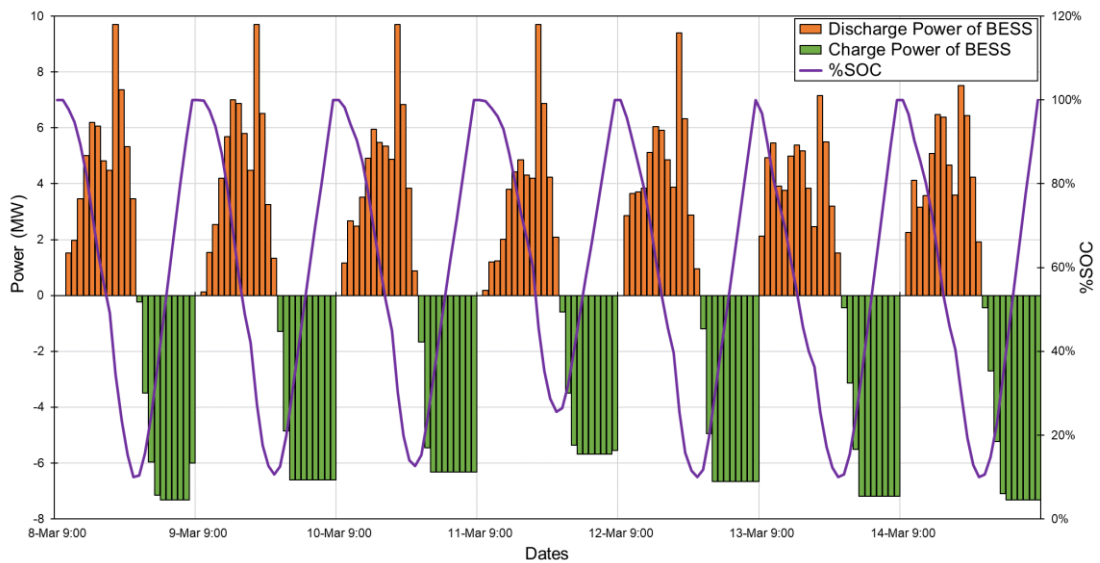


รูปที่ 4.8 สถานะการอัดประจุ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุในปี พ.ศ. 2580

จากรูปที่ 4.9 แสดงการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการตัดยอดโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 7 วัน ตั้งแต่วันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9:00 น. ถึงวันที่ 15 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8:00 น. ซึ่งพบว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลได้นำโดยสามารถแสดงสถานะการอัดประจุ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุในปี พ.ศ. 2580 ระยะเวลา 7 วัน ดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.9 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ระยะเวลา 7 วัน



รูปที่ 4.10 สถานะการอัดประจุ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุในปี พ.ศ. 2580 ระยะเวลา 7 วัน

4.7 สรุปผล

จากผลการตัดยอดโหลดไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ พบว่าเมื่อใช้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันด้วยแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) สำหรับกำหนดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการทำงานคายและอัดประจุเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า

ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่สามารถคายและอัดประจุเพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าของช่วงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9:00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8:00 น. ซึ่งเป็นช่วงที่เกิดโหลดไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2580 จากการประมาณโหลดไฟฟ้า ทำให้ช่วงเวลาดังกล่าวค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ อีกทั้งเมื่อพิจารณาการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับการตัดยอดโหลดไฟฟ้าช่วงวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 9:00 น. ถึงวันที่ 15 มีนาคม พ.ศ. 2580 เวลา 8:00 น. ระยะเวลา 7 วัน ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถตัดยอดโหลดไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำได้เช่นเดียวกัน



บทที่ 5

การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ประเมินทรัพย์สินประเภทระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ - แบตเตอรี่มีอายุการใช้งาน 10 ปี และค่าเสื่อมราคา (Depreciation) ร้อยละ 10 ต่อปี [10] วิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่กับตัดยอดโหลดไฟฟ้าเพื่อทำให้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันรายปีมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำจนถึงปี พ.ศ. 2580 โดยวิทยานิพนธ์นี้เสนอการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า 2 แบบคือ การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (1-Stage Battery Energy Storage System design) และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น (2-Stage Battery Energy Storage System design) จากนั้นใช้ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR) [17] เพื่อประเมินความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

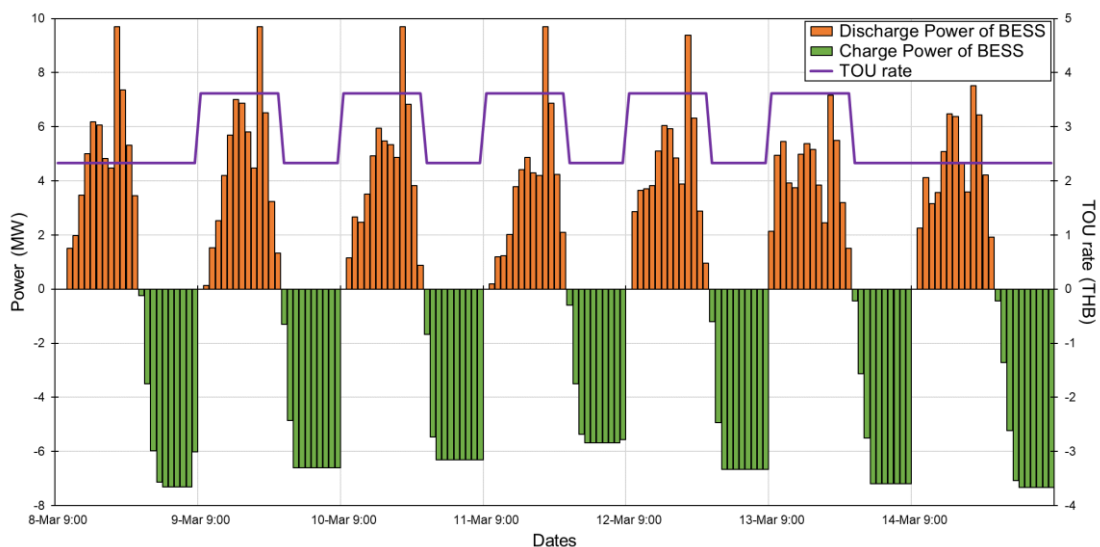
5.1 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น

จากผลการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 มีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (1-Stage Battery Energy Storage System design) จึงกำหนดค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (P_{rt}) เท่ากับ 9.7 MW ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (E_{rt}) เท่ากับ 66 MWh และกำหนดปีที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (t_0) คือปี พ.ศ. 2570 โดยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เริ่มทำงานคายและอัดประจุตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571 – 2580 รวมระยะเวลาของโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (t_p) 10 ปี สำหรับค่าใช้จ่ายของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต่อ 1 MW (C_p) และค่าใช้จ่ายของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต่อ 1 MWh (C_E) กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 3.5 ล้านบาท/MW และ 20 ล้านบาท/MWh ตามลำดับ [5] ดังแสดงในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น

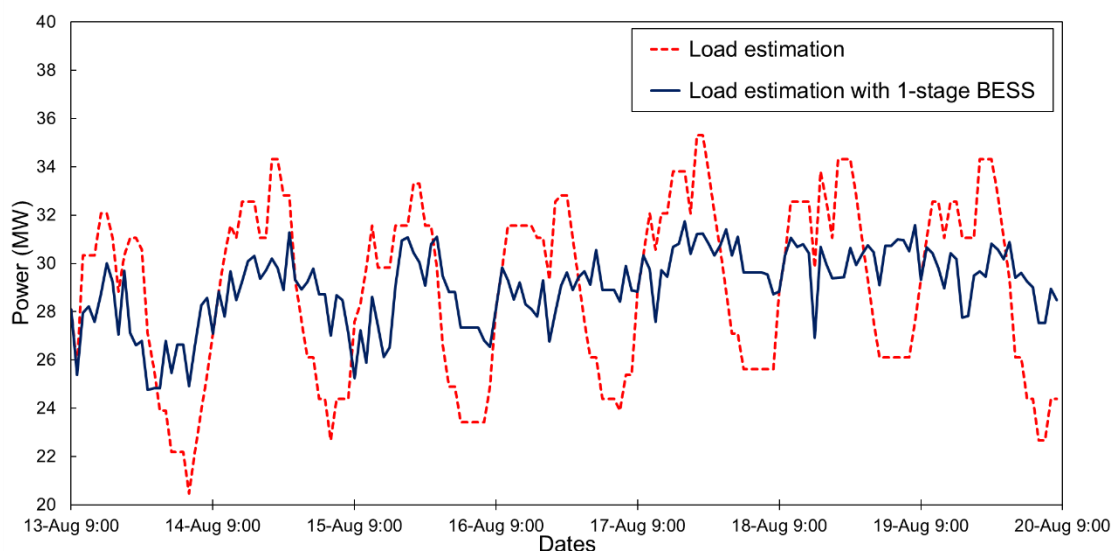
ข้อมูล	ค่าของข้อมูล
ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (P_{rt})	9.7 MW
ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (E_{rt})	66 MWh
ค่าใช้จ่ายของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต่อ 1 MW (C_p)	3.5 ล้านบาท/MW
ค่าใช้จ่ายของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ต่อ 1 MWh (C_E)	20 ล้านบาท/MWh
ระยะเวลาของโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (t_p)	10 ปี
ค่าเสื่อมราคาของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (D)	ร้อยละ 10 ต่อปี
ปีที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น (t_0)	2570

นอกจากความสามารถของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ถูกนำมาประยุกต์ใช้ตัดยอดโหลดไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.9 แล้ว ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถสร้างรายได้จากการทำงานคายประจุไฟฟ้า เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าช่วงเวลา Peak และอัดประจุไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้สำหรับตัดยอด โหลดไฟฟ้าของวันถัดไปในอัตราค่าไฟฟ้าช่วงเวลา Off-Peak อีกด้วย ดังแสดงในรูปที่ 5.1 โดยรายได้ ต่อสัปดาห์ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ช่วงวันที่ 8 มีนาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 15 มีนาคม เวลา 8.00 น. มีมูลค่า 0.366 ล้านบาท



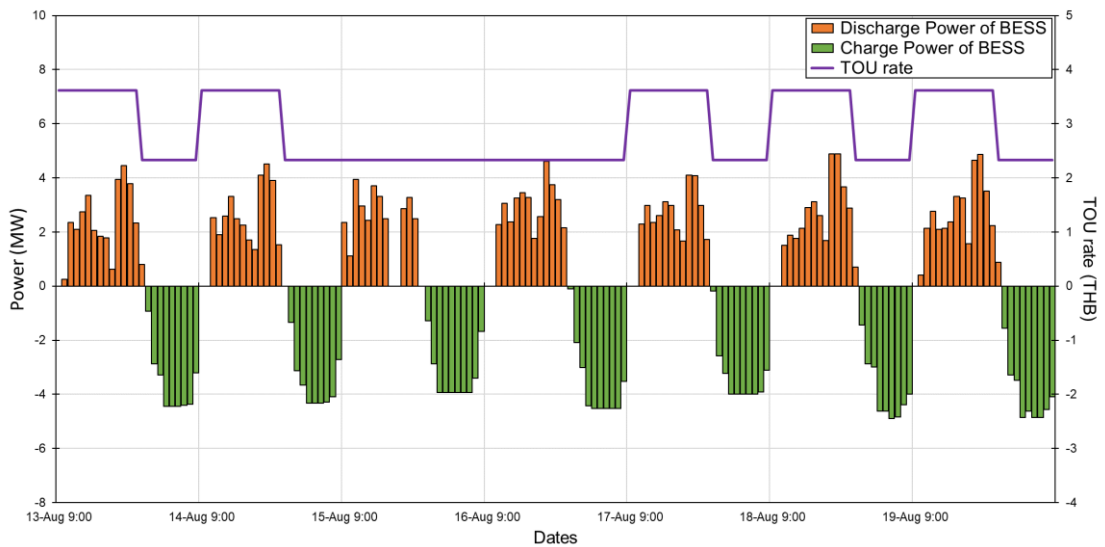
รูปที่ 5.1 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการ คายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2580

ทั้งนี้การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580 ช่วงวันที่ 13 สิงหาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 20 สิงหาคม เวลา 8.00 น. ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันมีค่าไม่เกิน 53.6 MW ซึ่งเป็นเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ดังแสดงในรูปที่ 5.2



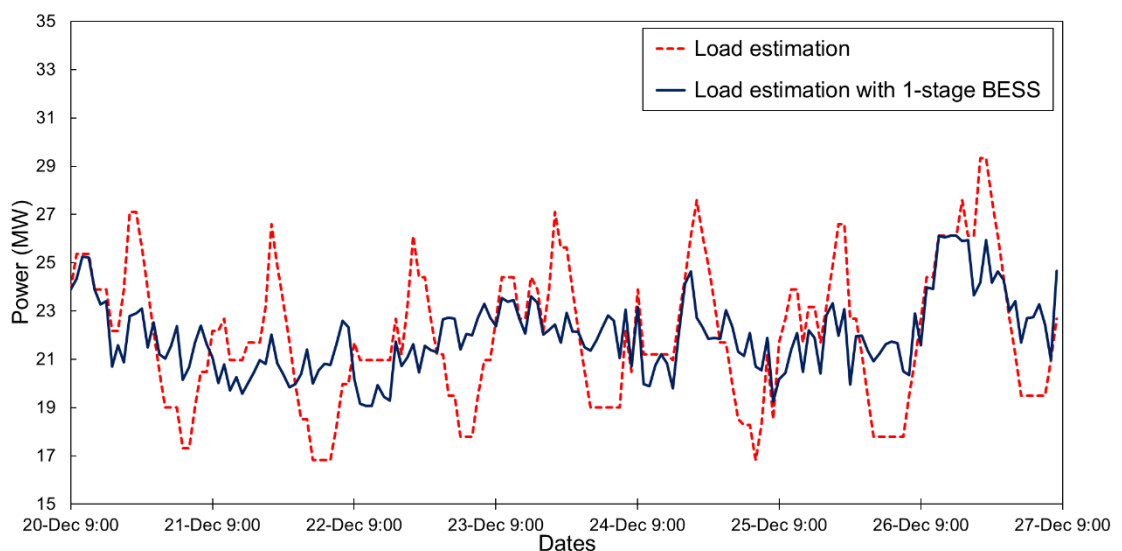
รูปที่ 5.2 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

เมื่อพิจารณาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580 ดังแสดงในรูปที่ 5.3 รายได้ต่อสัปดาห์ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ช่วงวันที่ 13 สิงหาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 20 สิงหาคม เวลา 8.00 น. มีมูลค่า 0.213 ล้านบาท



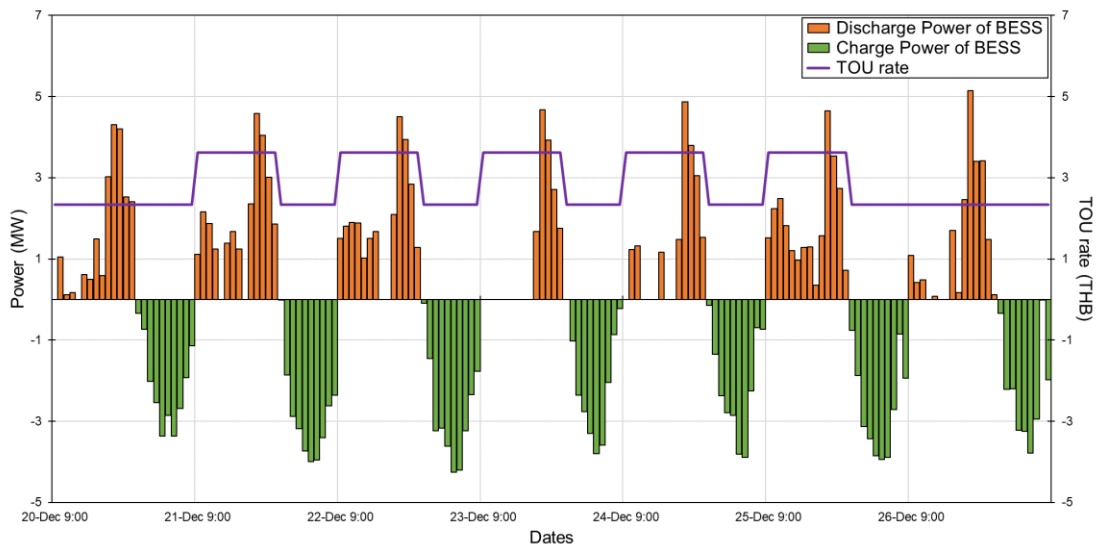
รูปที่ 5.3 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2580

อีกทั้งการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580 ช่วงวันที่ 20 ธันวาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 27 ธันวาคม เวลา 8.00 น. ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันมีค่าไม่เกิน 53.6 MW ซึ่งเป็นเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำได้เช่นเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580 ดังแสดงในรูปที่ 5.5 รายได้ต่อสัปดาห์ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ช่วงวันที่ 20 ธันวาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 27 ธันวาคม เวลา 8.00 น. มีมูลค่า 0.158 ล้านบาท



รูปที่ 5.5 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2580

จากข้อมูลช่วงเวลาฤดูกาลในประเทศไทย ของกรมอุตุนิยมวิทยา [18] พบว่าฤดูร้อนเริ่มกลางเดือนกุมภาพันธ์ถึงกลางเดือนพฤษภาคม ฤดูฝนเริ่มกลางเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนตุลาคม และฤดูหนาวเริ่มกลางเดือนตุลาคมถึงกลางเดือนกุมภาพันธ์ จากข้อมูลดังกล่าววิทยานิพนธ์นี้จึงกำหนดให้จำนวนสัปดาห์ต่อปีของฤดูร้อน ฤดูหนาว และฤดูฝน มีจำนวนสัปดาห์ต่อปีเท่ากับ 13, 21 และ 18 สัปดาห์ตามลำดับ จากข้อมูลจำนวนสัปดาห์ต่อปีแต่ละฤดูกาล และรายได้ต่อสัปดาห์แต่ละฤดูกาลของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น สามารถนำไปคำนวณรายได้ต่อฤดูกาล รายได้ต่อปีใน ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ดังแสดงในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 รายได้ใน ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น

ข้อมูล	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
ช่วงเวลา	กลางเดือนกุมภาพันธ์ถึง กลางเดือนพฤษภาคม	กลางเดือนพฤษภาคม ถึงกลางเดือนตุลาคม	กลางเดือนตุลาคมถึง กลางเดือนกุมภาพันธ์
จำนวนสัปดาห์ต่อปี	13	21	18
รายได้ต่อสัปดาห์ (ล้านบาท)	0.366	0.213	0.158
รายได้ต่อฤดูกาล (ล้านบาท)	4.758	4.473	2.844
รายได้ต่อปี (ล้านบาท)	12.075		

เมื่อใช้วิธีการคำนวณรายได้ใน ปี พ.ศ. 2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ดังที่กล่าวไว้ข้างต้น คำนวณรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 รายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น

ปี พ.ศ.	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
รายได้ (ล้านบาท)											
ฤดูร้อน	0	4.667	4.901	4.901	4.966	4.719	4.914	4.654	4.68	4.797	4.758
ฤดูฝน	0	3.423	3.528	3.591	3.801	3.864	3.969	4.032	4.242	4.326	4.473
ฤดูหนาว	0	2.178	2.322	2.358	2.484	2.502	2.592	2.664	2.736	2.808	2.844
รายได้ต่อปี	0	10.268	10.751	10.85	11.251	11.085	11.475	11.35	11.658	11.931	12.075

5.2 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น

การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น (2-Stage Battery Energy Storage System Design) จะพิจารณาปีติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่ปี พ.ศ. 2570 โดยระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จะสามารถทำงานขายและอัดประจุช่วงปี พ.ศ. 2571 – 2580 รวมระยะเวลาของโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (t_p) 10 ปี เช่นเดียวกับการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น โดยการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้นจะมีการกำหนดค่าของการออกแบบเป็น 2 ส่วนคือ การกำหนดค่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น

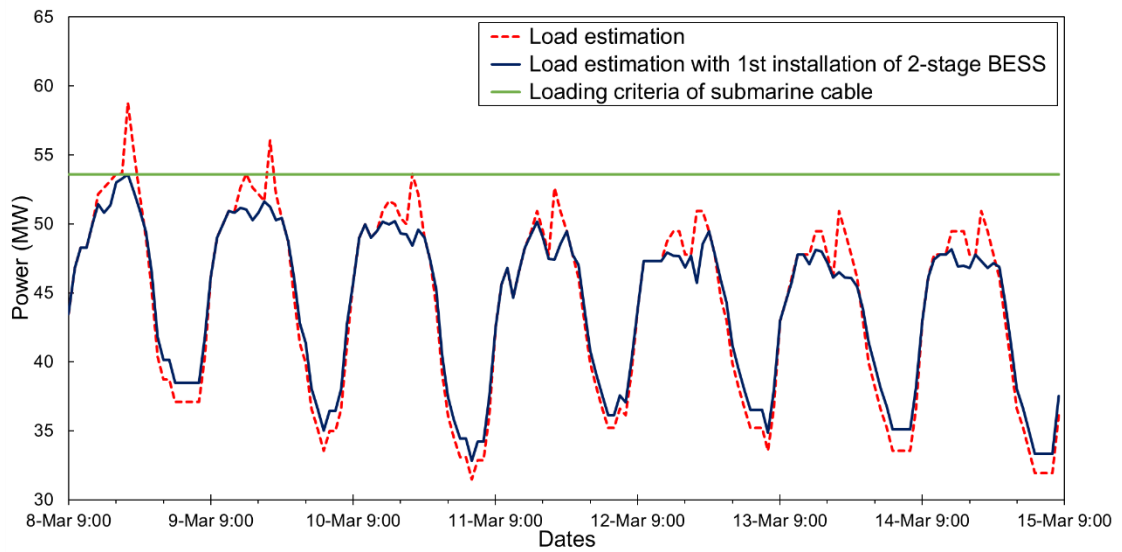
ติดตั้งครั้งที่ 1 และการกำหนดค่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ซึ่งมีรายละเอียดการกำหนดค่าของการออกแบบ ดังนี้

1. วิทยานิพนธ์นี้กำหนดค่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ให้สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้าของค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2577 ที่มีค่า 58.8 MW ให้ไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกติกการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำที่มีค่า 53.6 MW ดังนั้นกำหนดให้ค่าพิกติกกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ($P_{rt,1}$) มีค่าเท่ากับ 5.2 MW ดังสมการที่ (4.1) เมื่อใช้ค่าการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2577 ด้วยแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) ช่วงวันที่ 8 มีนาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 เวลา 8.00 น. $\hat{P}(t+i)$ และกำหนดให้สถานะการอัดประจุสูงสุด (SoC_{max}) และสถานะการอัดประจุต่ำสุด (SoC_{min}) มีค่าเท่ากับ 100% และ 10% ตามลำดับ [5] จากสมการที่ (4.2) และ (4.3) สามารถกำหนดค่าพิกติกพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ($E_{rt,1}$) ได้เท่ากับ 16.2 MWh ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 พิกติกกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1

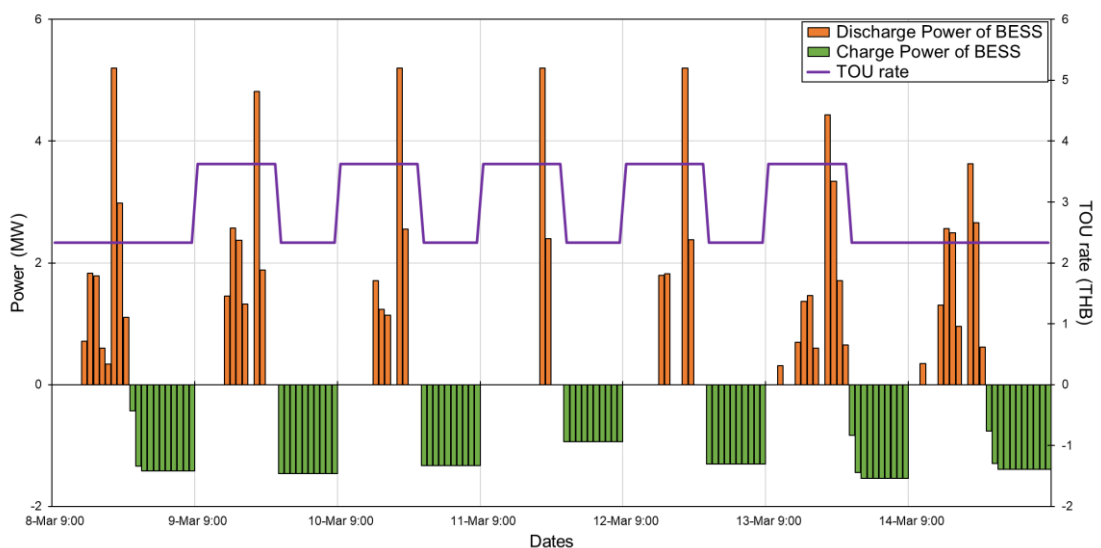
ข้อมูล	ค่าของข้อมูล
ค่าพิกติกกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ($P_{rt,1}$)	5.2 MW
ค่าพิกติกพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ($E_{rt,1}$)	16.2 MWh

จากการทำงานคายและอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ ดังรูปที่ 4.4 เมื่อกำหนดให้ $P_{rt,1}$, $E_{rt,1}$, SoC_{max} , SoC_{min} , $C(t+i)$, ΔP มีค่าดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น เมื่อประยุกต์ใช้งานร่วมกับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2577 ด้วยแบบจำลอง IHWANN (4 วัน) สามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายประจุ และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577 ช่วงวันที่ 8 มีนาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 15 มีนาคม เวลา 8.00 น. โดยจะพบว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันมีค่าไม่เกิน 53.6 MW ซึ่งเป็นเกณฑ์ด้านพิกติกการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ดังแสดงในรูปที่ 5.6



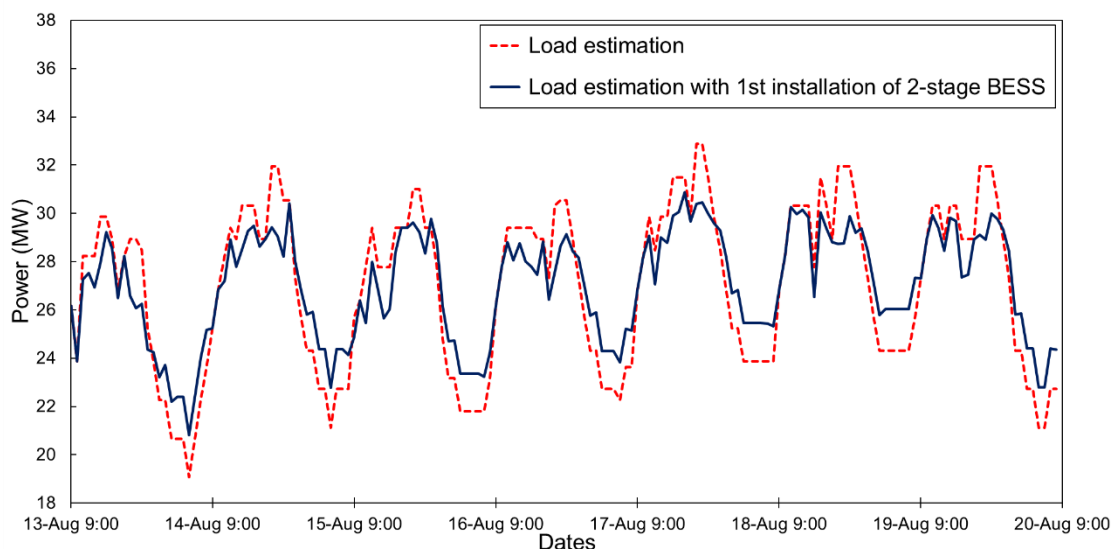
รูปที่ 5.6 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1

เมื่อพิจารณาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577 ดังแสดงในรูปที่ 5.7 รายได้ต่อสัปดาห์ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ช่วงวันที่ 8 มีนาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 15 มีนาคม เวลา 8.00 น. มีมูลค่า 0.083 ล้านบาท



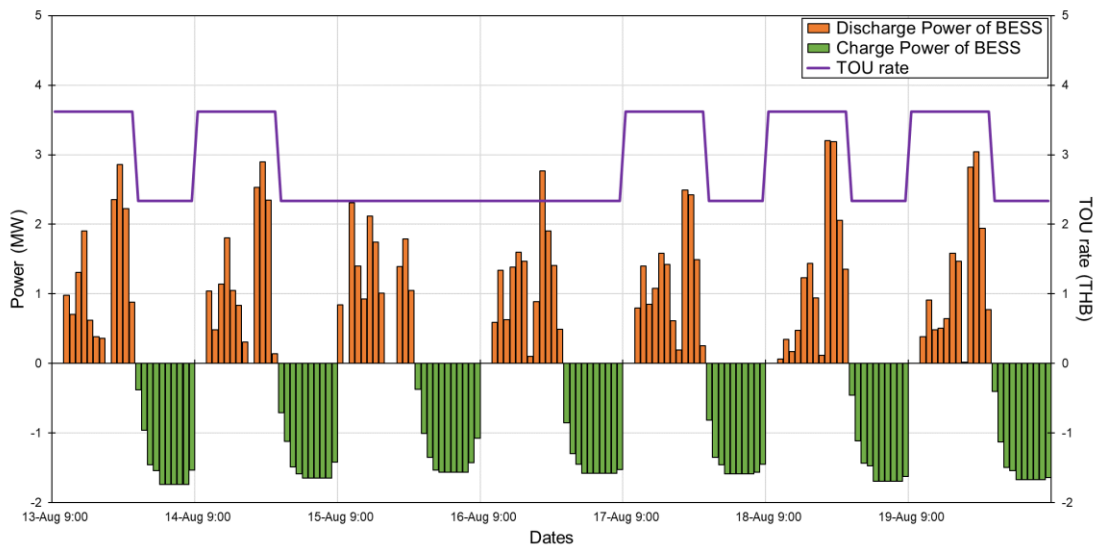
รูปที่ 5.7 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูร้อน ปี พ.ศ. 2577

ทั้งนี้การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า ระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577 ช่วงวันที่ 13 สิงหาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 20 สิงหาคม เวลา 8.00 น. ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สามารถทำงานตัดยอด โหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันมีค่าไม่เกิน 53.6 MW ซึ่งเป็นเกณฑ์ด้านพิกัด การรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ดังแสดงในรูปที่ 5.8



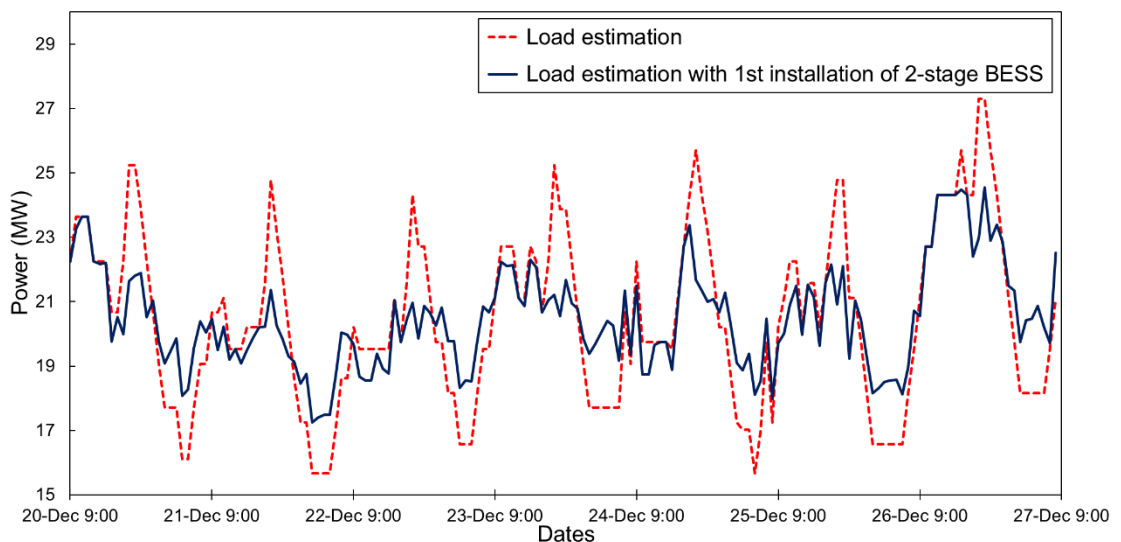
รูปที่ 5.8 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1

เมื่อพิจารณาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการขายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577 ดังแสดงในรูปที่ 5.9 รายได้ต่อสัปดาห์ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ช่วงวันที่ 13 สิงหาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 20 สิงหาคม เวลา 8.00 น. มีมูลค่า 0.094 ล้านบาท



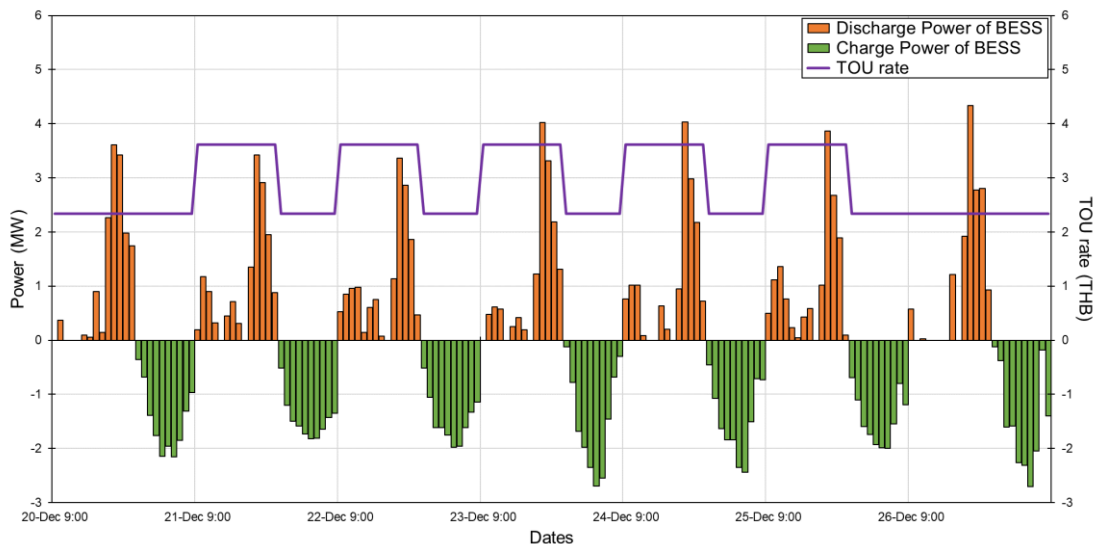
รูปที่ 5.9 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูฝน ปี พ.ศ. 2577

อีกทั้งการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577 ช่วงวันที่ 20 ธันวาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 27 ธันวาคม เวลา 8.00 น. ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันมีค่าไม่เกิน 53.6 MW ซึ่งเป็นเกณฑ์ด้านพิภดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำได้เช่นเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 5.10



รูปที่ 5.10 ค่าประมาณโหลดไฟฟ้าระยะเวลา 1 สัปดาห์ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577 กับการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1

จากอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577 ดังแสดงในรูปที่ 5.11 รายได้ต่อสัปดาห์ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ช่วงวันที่ 20 ธันวาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 27 ธันวาคม เวลา 8.00 น. มีมูลค่า 0.094 ล้านบาท



รูปที่ 5.11 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลา และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สำหรับการคายและอัดประจุระยะเวลา 1 สัปดาห์ ในฤดูหนาว ปี พ.ศ. 2577

จากข้อมูลจำนวนสัปดาห์ต่อปีแต่ละฤดูกาล และรายได้ต่อสัปดาห์แต่ละฤดูกาลของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สามารถนำไปคำนวณรายได้ต่อฤดูกาล รายได้ต่อปีใน ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 รายได้ใน ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1

ข้อมูล	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
ช่วงเวลา	กลางเดือนกุมภาพันธ์ถึง กลางเดือนพฤษภาคม	กลางเดือนพฤษภาคม ถึงกลางเดือนตุลาคม	กลางเดือนตุลาคมถึง กลางเดือนกุมภาพันธ์
จำนวนสัปดาห์ต่อปี	13	21	18
รายได้ต่อสัปดาห์ (ล้านบาท)	0.083	0.094	0.094
รายได้ต่อฤดูกาล (ล้านบาท)	1.079	1.974	1.692
รายได้ต่อปี (ล้านบาท)	4.745		

เมื่อใช้วิธีการคำนวณรายได้ใน ปี พ.ศ. 2577 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ดังที่กล่าวไว้ข้างต้น คำนวณรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 รายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1

ปี พ.ศ. รายได้ (ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ฤดูร้อน	0	1.209	1.183	1.196	1.209	1.144	1.131	1.079	1.040	1.001	1.027
ฤดูฝน	0	1.974	1.974	1.974	1.974	1.974	1.974	1.974	1.974	1.974	1.974
ฤดูหนาว	0	1.692	1.692	1.692	1.692	1.692	1.692	1.692	1.692	1.692	1.692
รายได้ต่อปี	0	4.875	4.849	4.862	4.875	4.81	4.797	4.745	4.706	4.667	4.693

จากค่าประมาณโหลดไฟฟ้าสูงสุดเมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในช่วงปี พ.ศ. 2570 – 2579 ดังตารางที่ 5.7 พบว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในช่วงปี พ.ศ. 2570 – 2573 สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์หรือประมาณ โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2571 – 2577 ตามที่ได้กำหนด $P_{rt,1}$ และ $E_{rt,1}$

ตารางที่ 5.7 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ตั้งแต่ พ.ศ. 2570 – 2580 โดยที่พิกัดสายเคเบิลใต้น้ำมีเกณฑ์การรับโหลดไฟฟ้าไม่เกิน 53.6 MW

ปี พ.ศ.	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
i	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน (MW)	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	60.3	61.8	63.3
ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับ BESS 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 (MW) ในปี											
พ.ศ. 2570	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2571	47.4	49.2	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2572	47.4	49.2	50.8	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2573	47.4	49.2	50.8	52.5	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2574	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2575	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2576	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	53.6	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2577	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	55.1	56.6	58.1
พ.ศ. 2578	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	60.3	56.6	58.1
พ.ศ. 2579	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	60.3	61.8	58.1
พ.ศ. 2580	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	60.3	61.8	63.3

ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 อยู่ในช่วงปี พ.ศ. 2570 – 2573 โดยสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ปีที่สามารถติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ครั้งที่ 1

ข้อมูล	ค่าที่เป็นไปได้
ปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 (t_1)	0, 1, 2, 3

2. การกำหนดค่าพารามิเตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 จะพิจารณาจากการกำหนด P_{rt} และ E_{rt} ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ที่สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้าของค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2580 ที่มีค่า 63.3 MW ให้ไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำที่มีค่า 53.6 MW ดังนั้นกำหนดให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ($P_{rt,2}$) คือค่าผลต่างระหว่าง P_{rt} กับ $P_{rt,1}$ มีค่าเท่ากับ 4.5 MW และค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ($E_{rt,2}$) คือค่าผลต่างระหว่าง E_{rt} กับ $E_{rt,1}$ มีค่าเท่ากับ 49.8 MWh ดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 พิกัดกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2

ข้อมูล	ค่าของข้อมูล
ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ($P_{rt,2}$)	4.5 MW
ค่าพิกัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ($E_{rt,2}$)	49.8 MWh

สำหรับรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 จะมีค่าเท่ากับผลต่างระหว่างรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น กับรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 รายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2

ปี พ.ศ. รายได้ (ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ฤดูร้อน	0	3.458	3.718	3.705	3.757	3.575	3.783	3.575	3.64	3.796	3.731
ฤดูฝน	0	1.449	1.554	1.617	1.827	1.89	1.995	2.058	2.268	2.352	2.499
ฤดูหนาว	0	0.486	0.63	0.666	0.792	0.81	0.9	0.972	1.044	1.116	1.152
รายได้ต่อปี	0	5.393	5.902	5.988	6.376	6.275	6.678	6.605	6.952	7.264	7.382

จากค่าประมาณโหลดไฟฟ้าสูงสุดกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในช่วงปี พ.ศ. 2571 – 2579 ดังตารางที่ 5.11 พบว่าหากระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปี พ.ศ. 2570 และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในช่วงปี พ.ศ. 2571 – 2577 จะสามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์หรือประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิภคการรับโหลดของสายเคเบิลได้นำ ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2571 – 2580 ตามที่ได้กำหนด $P_{rt,2}$ และ $E_{rt,2}$ ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 อยู่ในช่วงปี พ.ศ. 2571 – 2577 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.12 โดยปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 สามารถเป็นปีเดียวกันหรือมากกว่าปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ($t_2 \geq t_1$)

ตารางที่ 5.11 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ตั้งแต่ พ.ศ. 2571 – 2580 โดยที่พิกัดสายเคเบิลได้นำมีเกณฑ์การรับโหลดไฟฟ้าไม่เกิน 53.6 MW

ปี พ.ศ.	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
i	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน (MW)	47.4	49.2	50.8	52.5	54.1	55.7	57.2	58.8	60.3	61.8	63.3
ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับ BESS 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 (MW) ในปี พ.ศ. 2570	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	58.1
ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับ BESS 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 (MW) ในปี											
พ.ศ. 2571	47.4	44.0	41.1	42.8	44.4	46.0	47.5	49.1	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2572	47.4	44.0	45.6	42.8	44.4	46.0	47.5	49.1	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2573	47.4	44.0	45.6	47.3	44.4	46.0	47.5	49.1	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2574	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	46.0	47.5	49.1	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2575	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	47.5	49.1	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2576	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	49.1	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2577	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	50.6	52.1	53.6
พ.ศ. 2578	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	52.1	53.6
พ.ศ. 2579	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	53.6
พ.ศ. 2580	47.4	44.0	45.6	47.3	48.9	50.5	52.0	53.6	55.1	56.6	63.3

ตารางที่ 5.12 ปีที่สามารถติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ 2 ชั้น ครั้งที่ 2

ข้อมูล	ค่าที่เป็นไปได้
ปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 (t_2)	1, 2, ..., 7

สำหรับการหาปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2 จะประยุกต์ใช้อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR) เพื่อหาปีติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบบเตอรี่ที่ให้อัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุดจากปีติดตั้งที่เป็นไปได้ โดยอัตราผลตอบแทนภายในสามารถคำนวณหาได้ ดังนี้

1. คำนวณค่าใช้จ่ายของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i ดังสมการที่ (5.1) ถึง (5.3)

$$IC_1 = C_P P_{rt,1} + C_E E_{rt,1} \quad (5.1)$$

$$IC_2 = C_P P_{rt,2} + C_E E_{rt,2} \quad (5.2)$$

$$C_i = \begin{cases} IC_1; & (i=t_1) \text{ \& } (i \neq t_2) \\ IC_2; & (i \neq t_1) \text{ \& } (i=t_2) \\ IC_1 + IC_2; & (i=t_1) \text{ \& } (i=t_2) \\ 0; & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.3)$$

- เมื่อ C_i = ค่าใช้จ่ายของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i
 IC_1 = ค่าใช้จ่ายของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1
 IC_2 = ค่าใช้จ่ายของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2
 $P_{rt,1}$ = ค่าพิคัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1
 $P_{rt,2}$ = ค่าพิคัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2
 $E_{rt,1}$ = ค่าพิคัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1
 $E_{rt,2}$ = ค่าพิคัดพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2
 t_1 = ปีที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1
 t_2 = ปีที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2

2. คำนวณรายได้ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i ดังสมการที่ (5.4)

$$R_i = \begin{cases} 0; & i \leq t_1 \\ R_{1,i}; & t_1 < i \leq t_2 \\ R_{1,i} + R_{2,i}; & i > t_2 \end{cases} \quad (5.4)$$

- เมื่อ R_i = รายได้ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i
 $R_{1,i}$ = รายได้ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปีที่ i
 $R_{2,i}$ = รายได้ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในปีที่ i

3. คำนวณมูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i ดังสมการที่ (5.5) ถึง (5.7)

$$RV_{1,i} = \begin{cases} t_1 IC_1 D; & i = t_p \\ 0; & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.5)$$

$$RV_{2,i} = \begin{cases} t_2 IC_2 D; & i=t_p \\ 0; & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.6)$$

$$RV_i = RV_{1,i} + RV_{2,i} \quad (5.7)$$

เมื่อ RV_i = มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i

$RV_{1,i}$ = มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปีที่ i

$RV_{2,i}$ = มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในปีที่ i

4. คำนวณค่ากระแสเงินสดสุทธิของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i ดังสมการที่ (5.8)

$$CF_i = -C_i + R_i + RV_i \quad (5.8)$$

เมื่อ CF_i = ค่ากระแสเงินสดสุทธิของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ในปีที่ i

5. คำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ดังสมการที่ (5.9)

$$NPV = \sum_{i=0}^{t_p} \frac{CF_i}{(1+r)^i} \quad (5.9)$$

เมื่อ NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น

r = อัตราคิดลด (Discount rate) ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น

6. อัตราผลตอบแทนภายในของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น คำนวณจากค่าอัตราคิดลดที่ทำให้ $NPV=0$ ดังนั้นการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.10) และ (5.11)

$$NPV = \sum_{i=0}^{t_p} \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} \quad (5.10)$$

โดยที่

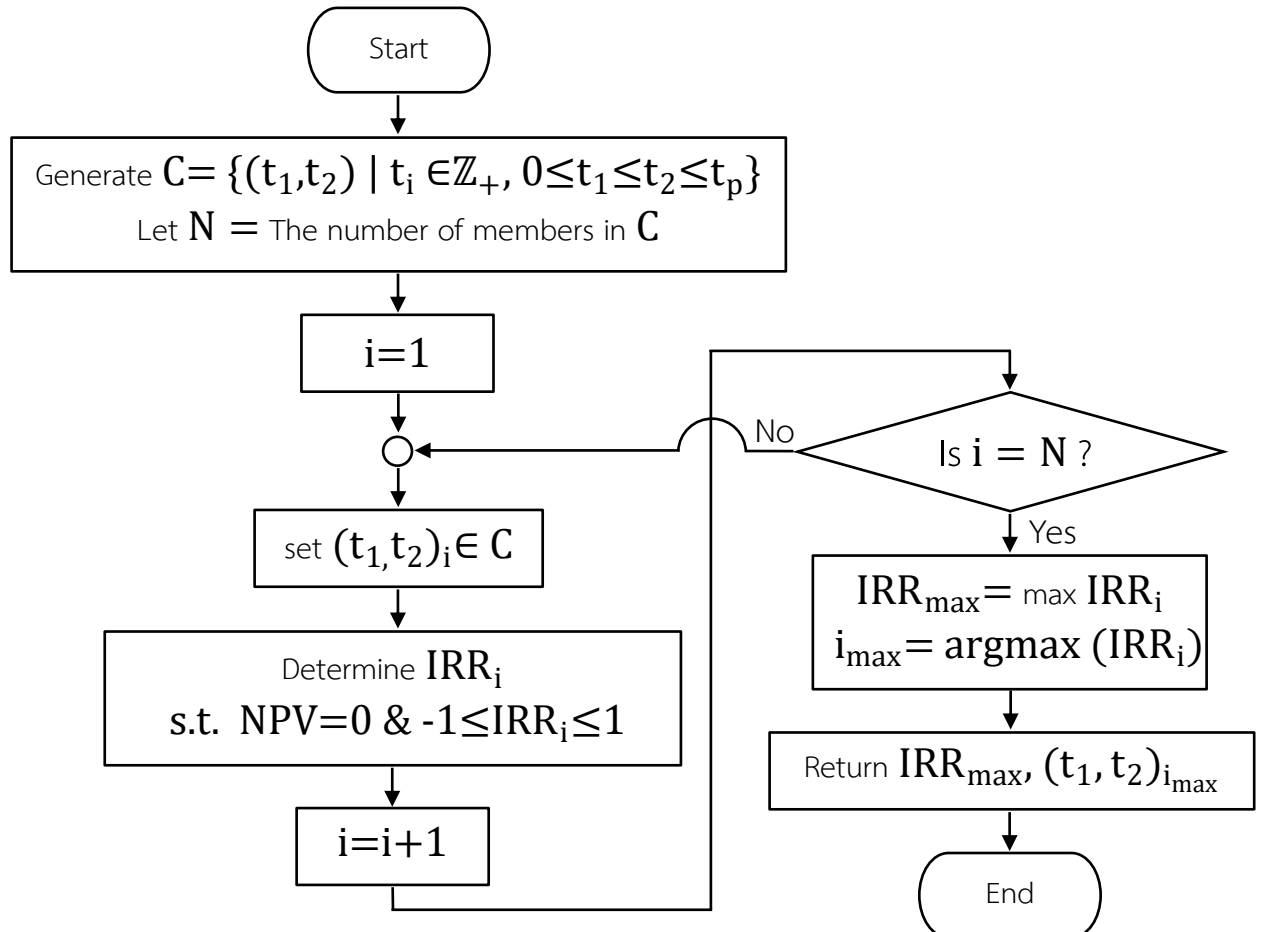
$$NPV=0 \quad (5.11)$$

เมื่อ IRR = อัตราผลตอบแทนภายในของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น

ดังนั้นการประยุกต์ใช้อัตราผลตอบแทนภายในเพื่อหาปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2 ที่ให้อัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุดจากปีติดตั้งที่เป็นไปได้ สามารถกำหนดปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุดได้ดังสมการที่ (5.12)

$$\max IRR \quad (5.12)$$

โดยปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุด ดังสมการที่ (5.12) ใช้ขั้นตอนวิธีอย่างง่ายของการหาค่าเหมาะที่สุดเชิงการจัด (Combinatorial Optimization) สามารถแสดงผังงานของการหาปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2 ดังรูปที่ 5.12



รูปที่ 5.12 ผังงานของการหาปีที่ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2

5.3 ผลการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

จากรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ดังตารางที่ 5.6 และรายได้ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2570-2580 ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ดังตารางที่ 5.10 การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น สามารถหาค่า $R_{1,i}$ และ $R_{2,i}$ ได้ดังตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 รายได้ของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และ 2 ในปีที i

ปี พ.ศ.	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
i	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$R_{1,i}$	0	4.875	4.849	4.862	4.875	4.81	4.797	4.745	4.706	4.667	4.693
$R_{2,i}$	0	5.393	5.902	5.988	6.376	6.275	6.678	6.605	6.952	7.264	7.382

จากสมการที่ (5.5) สามารถหามูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปีที i ($RV_{1,i}$) ดังแสดงในตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปีที i

$t_1 \backslash i$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.22
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68.44
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	102.66

เช่นเดียวกับสมการที่ (5.6) สามารถหามูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในปีที i ($RV_{2,i}$) ดังแสดงในตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 มูลค่าคงเหลือของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในปี i

$t_2 \backslash i$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	101.175
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	202.350
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	303.525
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	404.700
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	505.875
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	607.050
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	708.225

ดังนั้นอัตราผลตอบแทนภายในของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ที่เป็นคำตอบของปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุด ดังสมการที่ (5.12) มีค่าเท่ากับ -11.296% เมื่อระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 ในปี พ.ศ. 2573 ($t_1 = 3$) และระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 2 ในปี พ.ศ. 2577 ($t_2 = 7$) ดังแสดงในตารางที่ 5.16

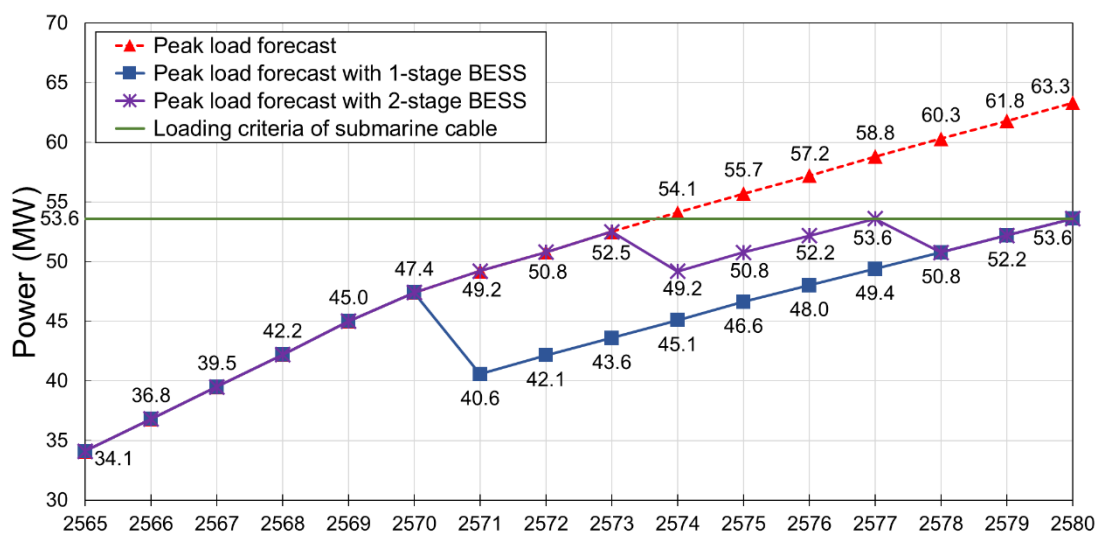
ตารางที่ 5.16 อัตราผลตอบแทนภายในของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ติดตั้งครั้งที่ 1 และครั้งที่ 2

$t_1 \backslash t_2$	1	2	3	4	5	6	7
0	-21.198%	-17.931%	-15.996%	-14.699%	-13.793%	-13.194%	-12.890%
1	-19.794%	-17.046%	-15.309%	-14.102%	-13.231%	-12.627%	-12.274%
2		-16.344%	-14.746%	-13.602%	-12.754%	-12.142%	-11.745%
3			-14.293%	-13.192%	-12.357%	-11.733%	-11.296%

สำหรับผลการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ที่กำหนดติดตั้งใน ปี พ.ศ 2570 ดังตารางที่ 5.1 สามารถหาอัตราผลตอบแทนภายในจากสมการที่ (5.1) ถึง (5.12) โดยกำหนดให้ $t_1 = t_2 = 0$ มีค่าเท่ากับ -30.079%

5.4 สรุปผล

วิทยานิพนธ์นี้ได้เสนอการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า 2 แบบคือ การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น จากผลการทดลองพบว่าทั้งการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น สามารถตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์หรือประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571-2580 ตลอดระยะเวลาของโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 10 ปี ดังแสดงในรูปที่ 5.13



รูปที่ 5.13 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันกับการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และ 2 ชั้น

แต่หากพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายในพบว่า การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น มีอัตราผลตอบแทนภายใน -30.079% และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น มีอัตราผลตอบแทนภายใน -11.296% ดังนั้นอัตราผลตอบแทนภายในของการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น มีค่ามากกว่าอัตราผลตอบแทนภายในของการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ดังตารางที่ 5.17

ตารางที่ 5.17 อัตราผลตอบแทนภายในกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น และ 2 ชั้น

การออกแบบ BESS	การติดตั้ง BESS ครั้งที่ 1		การติดตั้ง BESS ครั้งที่ 2		อัตรา ผลตอบแทน ภายใน
	ขนาด	ปี พ.ศ.	ขนาด	ปี พ.ศ.	
แบบ 1 ชั้น	9.7MW, 66MWh	2570	-	-	-30.079%
แบบ 2 ชั้น	5.2MW, 16.2MWh	2573	4.5MW, 49.8MWh	2577	-11.296%

วิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น เนื่องด้วยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น สามารถตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายเคเบิลใต้น้ำ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571-2580 ตลอดระยะเวลาของโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 10 ปี และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น มีอัตราผลตอบแทนภายในมากกว่าการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น จึงกล่าวได้ว่าการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น มีความเหมาะสมในการลงทุนมากกว่าการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น

บทที่ 6

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลงานวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า ร่วมกับการพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน โดยบทที่ 3 ได้ออกแบบ และเปรียบเทียบแบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโสมท์-วินเทอร์ แบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม และแบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโสมท์-วินเทอร์ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียม พบว่าแบบจำลองวิธีปรับให้เรียบด้วยเอ็กซ์โปเนนเชียลของโสมท์-วินเทอร์ร่วมกับแบบจำลองโครงข่ายประสาทเทียมพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมของเกาะพะงันรายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน ที่มีความแม่นยำสูงที่สุด โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนด้วยค่าเฉลี่ยความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ ค่าเฉลี่ยร้อยละความคลาดเคลื่อนสมบูรณ์ และค่ารากของค่าเฉลี่ยกำลังสองของความคลาดเคลื่อน ต่ำที่สุดเท่ากับ 1.223, 2.522 และ 1.533 ตามลำดับ

สำหรับบทที่ 4 กล่าวถึงการใช้ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน มาออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า และกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในการคายและอัดประจุไฟฟ้า หลังการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สามารถทำงานตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์หรือประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกติกการรับโหลดของสายเคเบิลได้นำได้

เมื่อพิจารณาการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่เพื่อตัดยอดโหลดไฟฟ้า ในบทที่ 5 นำเสนอการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 2 ชั้น ที่สามารถตัดยอดโหลดไฟฟ้า ทำให้ค่าพยากรณ์หรือประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันมีค่าไม่เกินเกณฑ์ด้านพิกติกการรับโหลดของสายเคเบิลได้นำ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571-2580 ตลอดระยะเวลาของโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 10 ปี และมีค่าอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ -11.296% ซึ่งมีความมากกว่าการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ 1 ชั้น ที่มีค่าอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ -30.079%

6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

วิทยานิพนธ์นี้ประยุกต์ใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้า 1 วัน ร่วมกับการวางแผนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า ผู้วิจัยเสนอพิจารณาการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าราย 15 นาที เพื่อให้สอดคล้องกับการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับการตัดยอดโหลดไฟฟ้า และเพิ่มความละเอียดในการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

แบตเตอรี่ให้สอดคล้องกับโหลดไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงไม่คงที่ อีกทั้งผู้วิจัยเสนอพิจารณาใช้การพยากรณ์โหลดไฟฟ้าของช่วงเวลาถัดไป โดยอาศัยข้อมูล ณ เวลาปัจจุบัน นำไปปรับปรุงค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าที่ได้พยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน เพื่อเพิ่มความแม่นยำในการพยากรณ์โหลดไฟฟ้า และเพิ่มประสิทธิภาพการตัดยอดโหลดไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

สำหรับการการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ของวิทยานิพนธ์นี้ กำหนดราคาการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่แบบคงที่ แต่เนื่องด้วยปัจจุบันราคาของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลงในทุกปี ดังนั้นผู้วิจัยเสนอพิจารณาใช้ราคาของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ที่มีการเปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลาประกอบการออกแบบ เพื่อให้การเปรียบเทียบการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่มีความถูกต้อง และสอดคล้องกับความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น





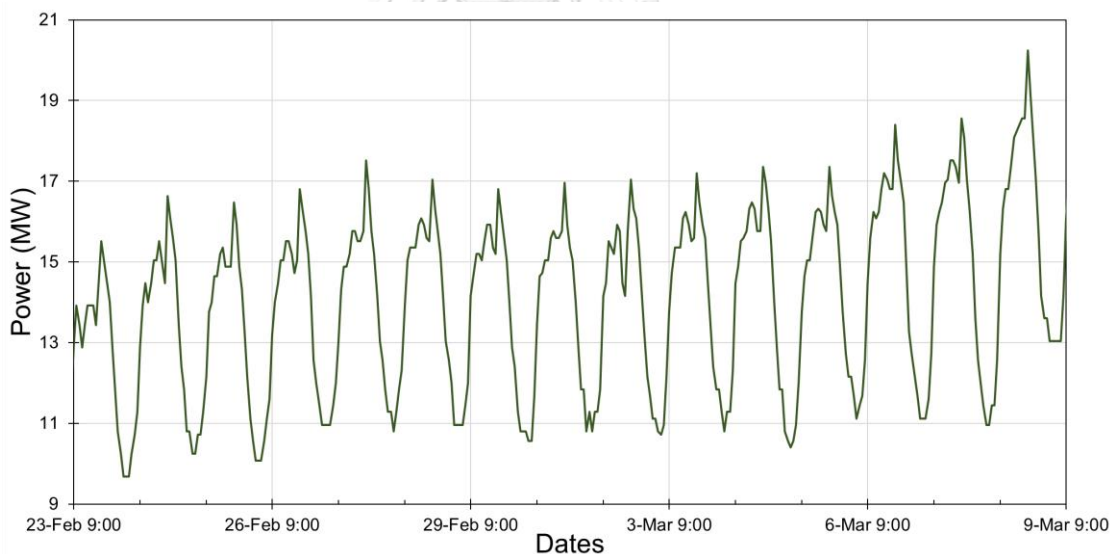
ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

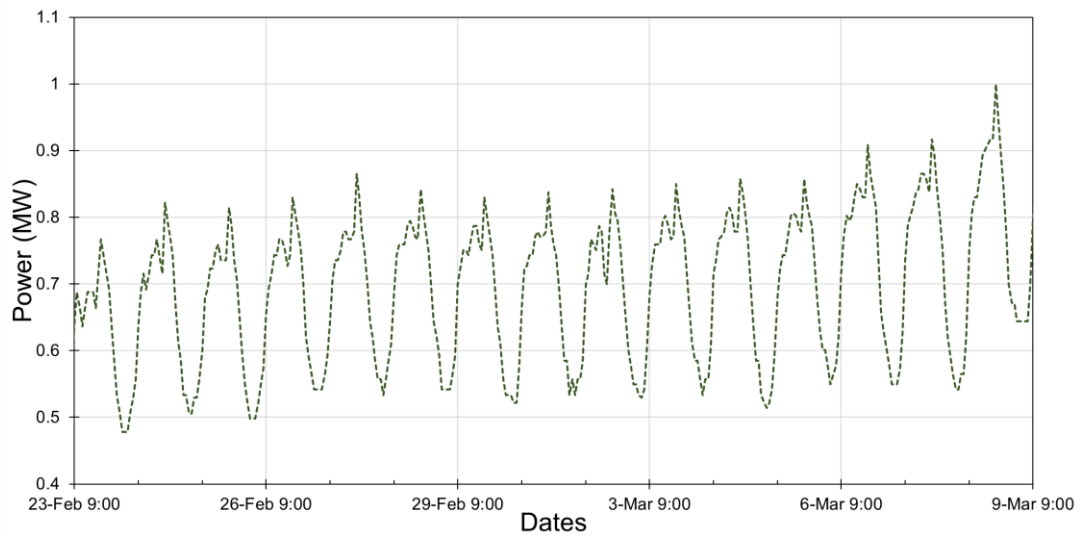
ภาคผนวก ก การประมาณค่าโหลดไฟฟ้า

การประมาณโหลดไฟฟ้า (Load estimation) [9] ของวิทยานิพนธ์นี้ จะประมาณโหลดไฟฟ้รวมของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ในช่วงเวลาต่างๆ เพื่อนำไปใช้ในการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าและประยุกต์ใช้งานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับตัดยอดโหลดไฟฟ้า โดยหากพิจารณาการประมาณโหลดไฟฟ้รวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. มีขั้นตอนดังนี้

1. นำข้อมูลโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ดังรูปที่ ก.1 ซึ่งเป็นช่วงเวลาเดียวกันกับช่วงเวลาที่ต้องการประมาณโหลดไฟฟ้รวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 จากนั้นดำเนินการทำข้อมูลให้อยู่ในรูปมาตรฐาน (Normalization) ด้วยการนำข้อมูลโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมงดังกล่าวหารกับค่าสูงสุดของโหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมงในปี 2563 โดยจะได้โหลดไฟฟ้าของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 จากการทำข้อมูลให้อยู่ในรูปมาตรฐานช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ดังรูปที่ ก.2

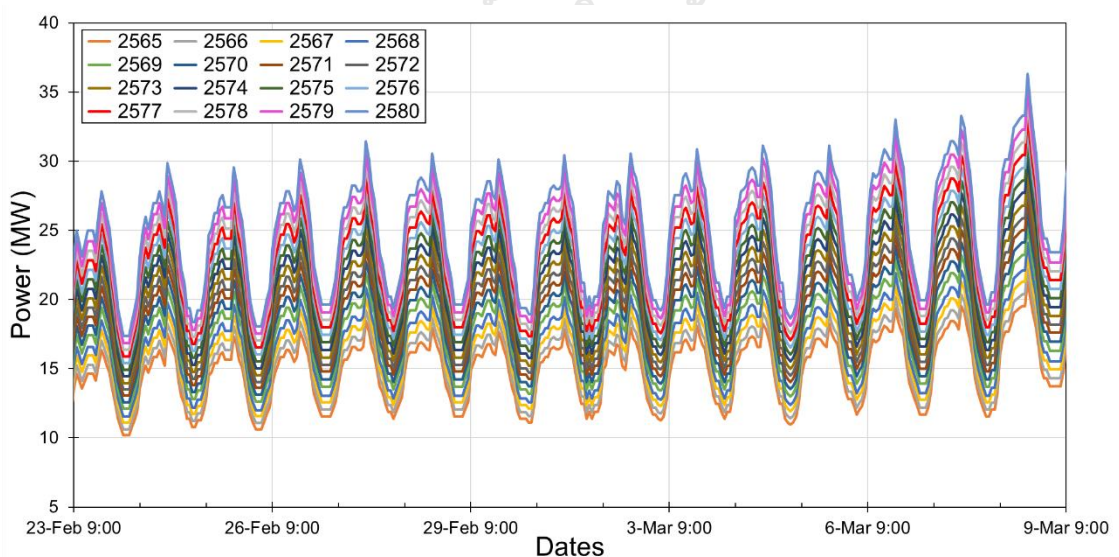


รูปที่ ก.1 โหลดไฟฟ้าจริงรายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น.



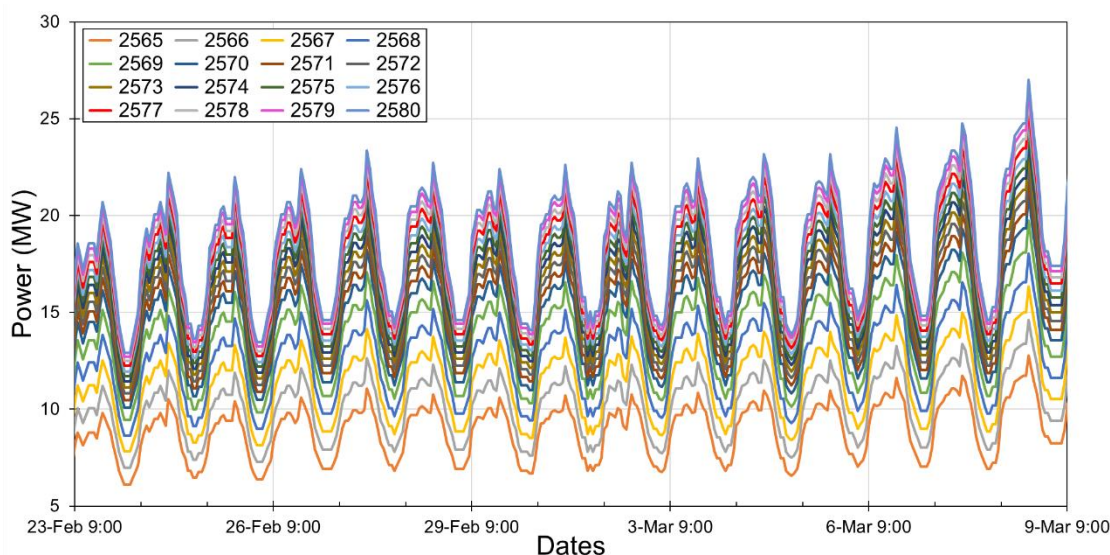
รูปที่ ก.2 โหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 จากการทำข้อมูลให้อยู่ในรูปมาตรฐาน ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น.

2. สร้างข้อมูลค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ด้วยการนำข้อมูลโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 จากการทำข้อมูลให้อยู่ในรูปมาตรฐาน ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. คูณกับค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีในแต่ละปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ดังในตารางที่ 2.1 โดยสามารถแสดงค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ดังรูปที่ ก.3



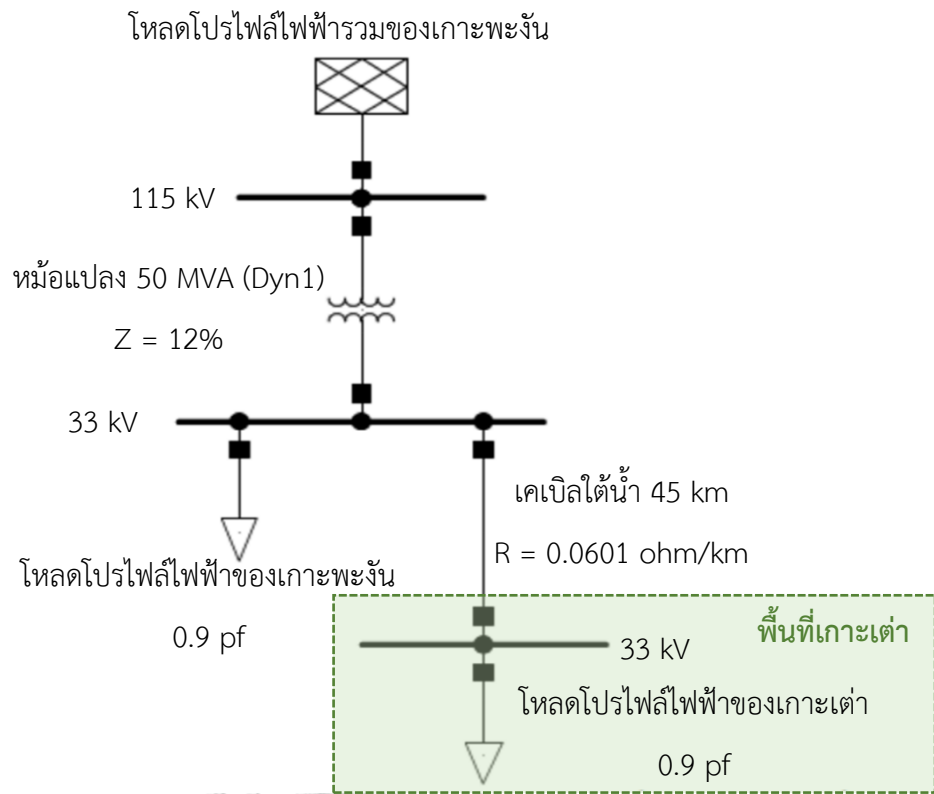
รูปที่ ก.3 ค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น.

3. สำหรับค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะเต่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ใช้วิธีการนำข้อมูลโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันในปี พ.ศ. 2563 จากการทำข้อมูลให้อยู่ในรูปมาตรฐาน ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. คูณกับค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้าสูงสุดรายปีในแต่ละปีของเกาะเต่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ดังในตารางที่ 2.1 โดยสามารถแสดงค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะเต่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ดังรูปที่ ก.4

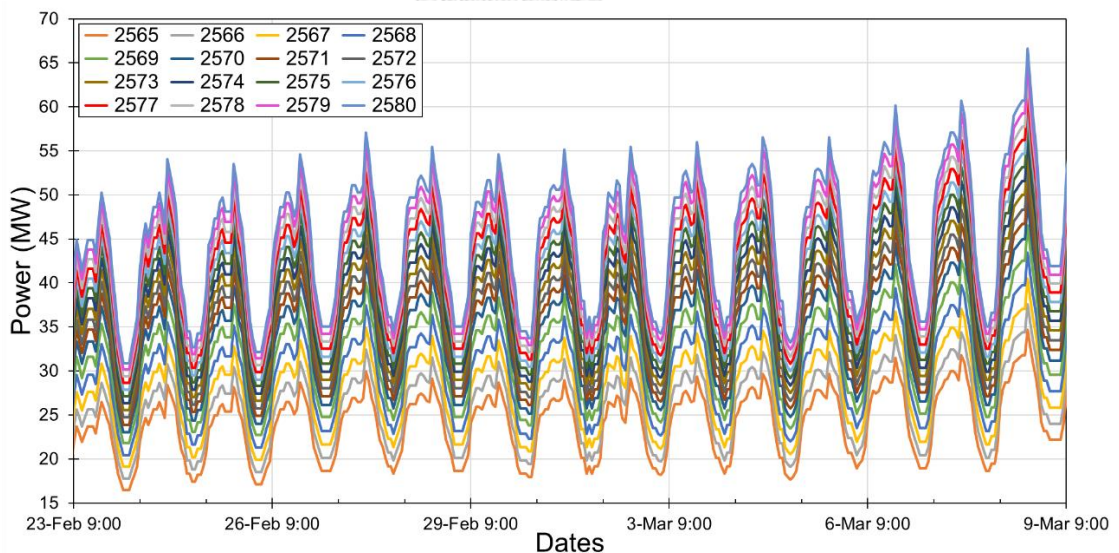


รูปที่ ก.4 ค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะเต่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น.

4. จากวงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงัน ดังรูปที่ 2.1 สามารถจำลองวงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงันด้วยโปรแกรม DigSILENT ดังแสดงในรูปที่ ก.5 เมื่อกำหนดให้โหลดโปรไฟล์ไฟฟ้าของเกาะพะงัน คือค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. และโหลดโปรไฟล์ไฟฟ้าของเกาะเต่า คือค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะเต่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. สามารถคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) ด้วยโปรแกรม DigSILENT ทำให้ได้โหลดโปรไฟล์ไฟฟ้ารวมของเกาะพะงัน หรือค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันก่อนปรับด้วยค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ดังรูปที่ ก.6

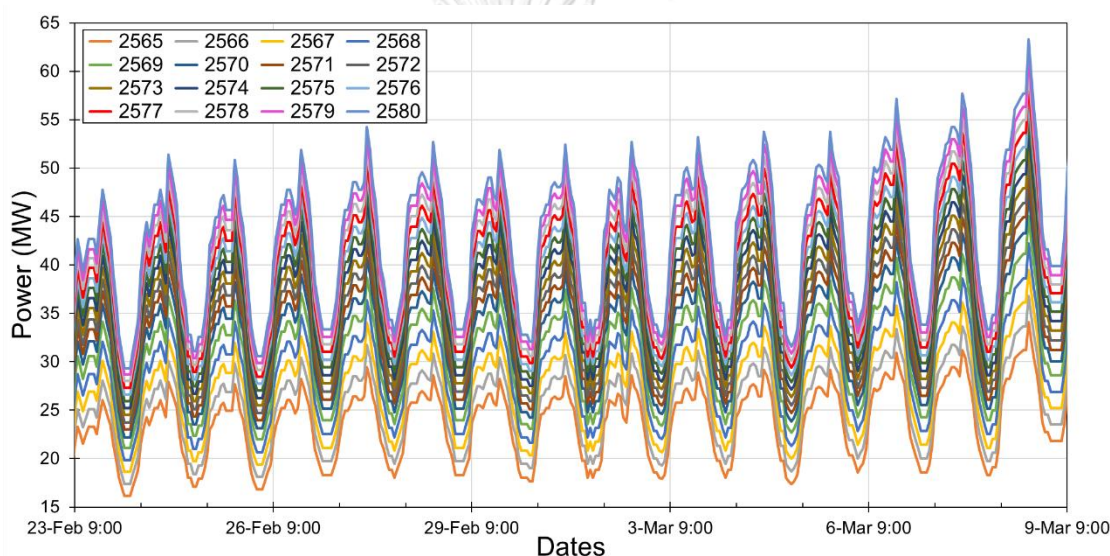


รูปที่ ก.5 การจำลองวงจรการจ่ายไฟฟ้าของเกาะพะงันด้วยโปรแกรม DigSILENT



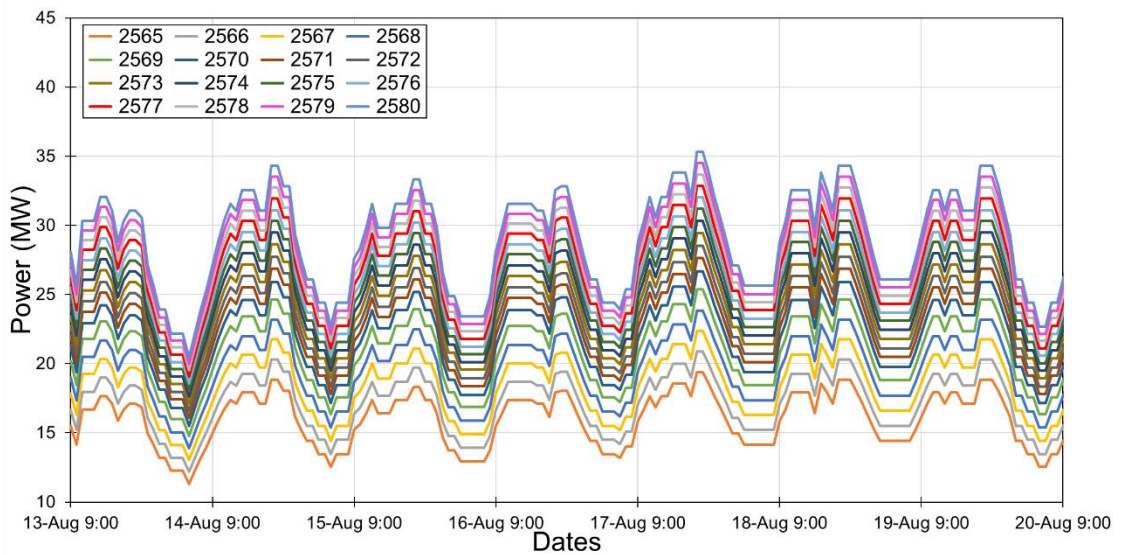
รูปที่ ก.6 ค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันก่อนปรับด้วยค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น.

5. การประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ใช้ค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันก่อนปรับด้วยค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. หารด้วยค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดของเกาะพะงันก่อนปรับด้วยค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดของเกาะพะงันในแต่ละปี จากนั้นคูณด้วยค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันในแต่ละปี ดังในตารางที่ 2.1 สามารถแสดงค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น. ดังรูปที่ ก.7

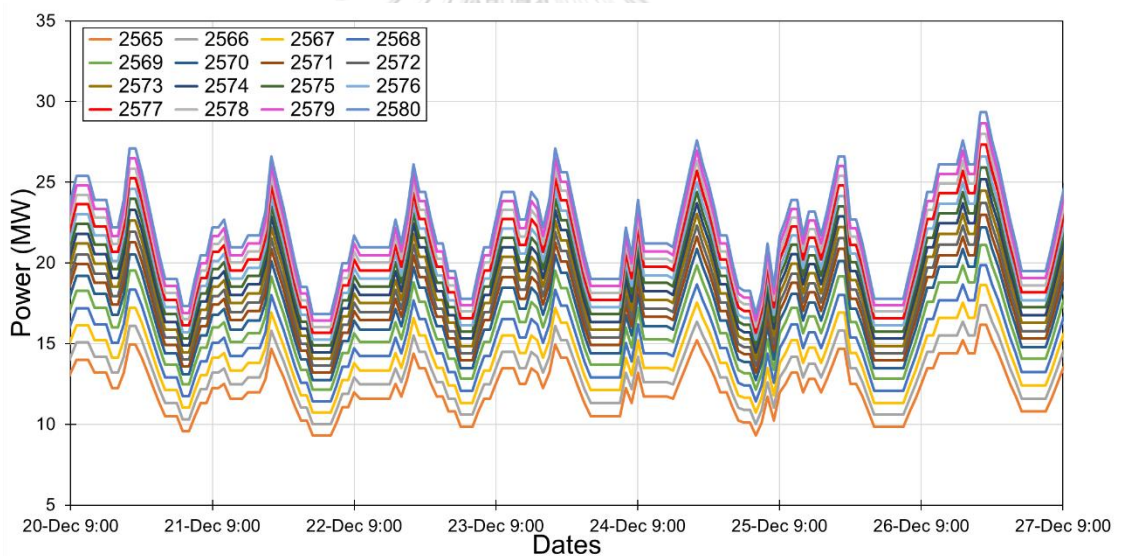


รูปที่ ก.7 การประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 9 มีนาคม เวลา 8.00 น.

สำหรับการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันในช่วงเวลาต่างๆ จะใช้ขั้นตอนดังที่กล่าวมาข้างต้นในการประมาณโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงของเกาะพะงันเช่นเดียวกัน ตัวอย่างเช่น การประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 13 สิงหาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 20 สิงหาคม เวลา 8.00 น. และการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 20 ธันวาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 27 ธันวาคม เวลา 8.00 น. ดังแสดงในรูปที่ ก.8 และ ก.9 ตามลำดับ เป็นต้น

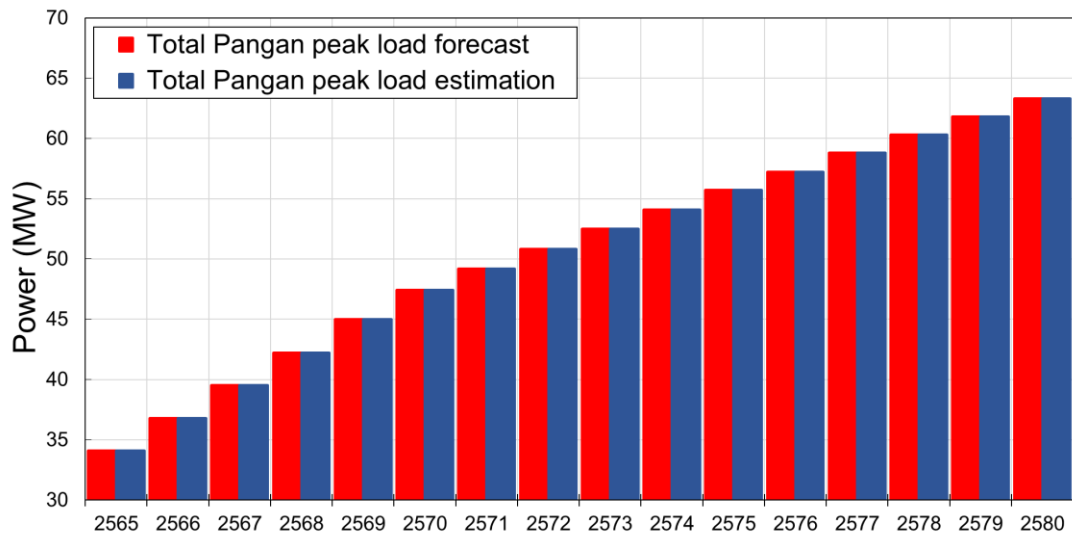


รูปที่ ก.8 การประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 13 สิงหาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 20 สิงหาคม เวลา 8.00 น.



รูปที่ ก.9 การประมาณโหลดไฟฟ้ารวมรายชั่วโมงของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ช่วงวันที่ 20 ธันวาคม เวลา 9.00 น. ถึงวันที่ 27 ธันวาคม เวลา 8.00 น.

หากพิจารณาการประมาณโหลดไฟฟ้า (Load estimation) ดังที่กล่าวมาข้างต้น พบว่าค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 มีค่าเท่ากับค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 ดังในตารางที่ 2.1 ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้อีกนัยหนึ่งว่า ค่าการประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 คือค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580 นั้นเอง ดังแสดงในรูปที่ ก.10



รูปที่ ก.10 ค่าพยากรณ์โหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงัน และค่าประมาณโหลดไฟฟ้ารวมสูงสุดรายปีของเกาะพะงันตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2580

และจากหลักการดังกล่าวจะนำไปใช้ในการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าและประยุกต์ใช้งานร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่สำหรับตัดยอดโหลดไฟฟ้าต่อไป

บรรณานุกรม

1. กระทรวงการท่องเที่ยวและกีฬา. สถิตินักท่องเที่ยว. [cited 23 กุมภาพันธ์ 2565]; Available from: https://www.mots.go.th/more_news_new.php?cid=411.
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ข้อมูลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระดับจุลภาค ฉบับเดือนมกราคม พ.ศ. 2564.
3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ปี 2561.
4. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, รายงานผลการดำเนินงานตามแผนขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมรรถกิริยของประเทศไทยในระยะสั้น ประจำปี พ.ศ. 2562.
5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าด้วยระบบกักเก็บพลังงานเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายนำร่อง พื้นที่อำเภอพร้าว จังหวัดเชียงใหม่, 2564.
6. P. Saatwong and S. Suwankawin, An Interoperable Building Energy Management System With IEEE1888 Open Protocol for Peak-Load Shaving. IEEE Open Journal of Industry Applications, vol. 1, pp. 11-22, 2020.
7. S. Chapaloglou, A. Nesiadis, P. Iliadis, K. Atsonios, N. Nikolopoulos, P. Grammelis, C. Yiakopoulos, I. Antoniadis and E. Kakaras, Smart energy management algorithm for load smoothing and peak shaving based on load forecasting of an island's power system. Applied Energy, vol. 238, pp. 627-642, 2019.
8. R. Salles, A. Souza and P. Ribeiro, "Energy Storage for Peak Shaving in a Microgrid in the Context of Brazilian Time-of-Use Rate", Proc. The First World Energies Forum, vol. 58, 2020.
9. Z. Tang, Y. Liu, J. Liu, R. Li, L. Wen and G. Zhang, "Multi-stage sizing approach for development of utility-scale BESS considering dynamic growth of distributed photovoltaic connection", in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 4, no. 4, pp. 554-565, 2016.
10. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, รายงานประมาณการอายุการใช้งานและอัตราค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2562.
11. M. Hirschey, Managerial economics, 12th ed., Ohio: South-Western Cengage Learning, 2009.
12. J. F. Bermejo, J. F. G. Fernández, F. O. Polo and A. C. Márquez, "A Review of the

- Use of Artificial Neural Network Models for Energy and Reliability Prediction. A Study of the Solar PV, Hydraulic and Wind Energy Sources”, *Applied Sciences*, vol. 9, pp. 1844-1863, 2019.
13. N. Mbuli, M. Mathonsi, M. Seitshiro and J. C. Pretorius, “Decomposition forecasting methods: A review of applications in power systems”, *Energy Reports*, vol. 6, pp. 298-306, 2020.
 14. C. C. Aggarwal, *Neural Networks and Deep Learning : A Textbook*, New York City: Springer Publishing, 2018.
 15. R. J. Hyndman and G. Athanasopoulos, *Forecasting: principles and practice*, 2nd ed., Melbourne: OTexts, 2018.
 16. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2563.
 17. L. J. Gitman, *Principles of Managerial Finance*, 3rd ed., Boston: Addison-Wesley, 2003.
 18. กรมอุตุนิยมวิทยา. ฤดูกาล, ฤดูกาลของโลก, ฤดูกาลของประเทศไทย. [cited 29 พฤษภาคม 2565]; Available from: <https://www.tmd.go.th/info/info.php?FileID=23>.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ภาคภูมิ น้อยวรรณะ
วัน เดือน ปี เกิด	16 พฤศจิกายน 2533
สถานที่เกิด	จังหวัดตาก ประเทศไทย
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
ที่อยู่ปัจจุบัน	29/1 หมู่ที่ 4 ตำบลไม้งาม อำเภอมะนัง จังหวัดตาก
ผลงานตีพิมพ์	ภาคภูมิ น้อยวรรณะ และเดวิด บรรเจิดพงศ์ชัย, "การพยากรณ์โหลดการใช้ไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังโดยใช้การจัดกลุ่มข้อมูลสายป้อนร่วมกับโครงข่ายประสาทเทียมและวิธีเชิงพันธุกรรม", งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กพท. ปี 2564, หน้า 132-135.