

การกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า



บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2560  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

DETERMINATION OF APPROPRIATE SIZE OF BATTERY AS A BACKUP SYSTEM IN  
GENERATION SYSTEM

Mr. Podcharaphon Sakulsuteebut



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University



พชรพล สกุสุธิบุตร : การกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า (DETERMINATION OF APPROPRIATE SIZE OF BATTERY AS A BACKUP SYSTEM IN GENERATION SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 195 หน้า.

จากการที่ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในแต่ละปี ภาครัฐจึงต้องวางแผนเพิ่มกำลังผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อรักษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ทั้งนี้ การสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีความเชื่อถือได้สูงเป็นหนึ่งในทางเลือกที่ภาครัฐใช้ในการแก้ปัญหาโดยตลอด อย่างไรก็ตาม การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ใช้ระยะเวลาดำเนินการนานและอาจไม่ได้รับการยอมรับจากประชาชนในพื้นที่ ดังนั้น ภาครัฐจึงจัดทำแผนพัฒนา กำลังผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการอย่างมั่นคง และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม พลังงานหมุนเวียนก็มีความไม่แน่นอนและมีความผันผวนสูงซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งอาจก่อให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลานานได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงได้เสนอแนวคิดในการนำแบตเตอรี่เข้ามาใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า และนำเสนอหลักการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ให้มีความเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและลดการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยขนาดของแบตเตอรี่จะถูกกำหนดจากดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า อาทิเช่น พลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายต่อปี และความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับต่อปี เป็นต้น ทั้งนี้ ดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้จะถูกคำนวณมาจากการจำลองสถานะการทำงานของระบบไฟฟ้าแบบ Monte Carlo ที่พัฒนาขึ้นด้วยโปรแกรม MATLAB สำหรับตัวอย่างการวิเคราะห์เพื่อกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าจะอาศัยระบบทดสอบ IEEE-RTS96 นอกจากนี้ จะทำการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ฉบับปี พ.ศ. 2558 - 2579 โดยแบ่งการพิจารณาออกเป็น 6 ภูมิภาคตามลักษณะทางภูมิศาสตร์ของประเทศไทยด้วย

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2560

# # 5970256021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: RENEWABLE ENERGY; RELIABILITY INDICES; BACKUP; BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

PODCHARAPHON SAKULSUTEEBUT: DETERMINATION OF APPROPRIATE SIZE OF BATTERY AS A BACKUP SYSTEM IN GENERATION SYSTEM. ADVISOR: ASSOC. PROF. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 195 pp.

Because of the increasing trend of power demand in each year, the government has to plan to increase power generation capacity to maintain system reliability within acceptable range. Construction of a large but reliable power plant is one of many options that the government uses to solve the problem. However, the construction takes long preparation time and may not be accepted by local people. Therefore, the government creates the Power Development Plan (PDP) along with the Alternative Energy Development Plan (AEDP) to securely and environmental friendly supply power demand. Nevertheless, uncertainty and variability of renewable energy may affect reliability level of the power system and may lead to power outage.

This thesis proposes the concept of using the battery as a backup system in the generation system and proposes the method to determine the appropriate size of battery to enhance generation system reliability and reduce power outage. Size of battery is determined from reliability indices, such as Expected Energy not Supplied (EENS), Loss of Load Frequency (LOLF), and etc. These indices are calculated from Monte-Carlo simulation of the power system developed in MATLAB®. The IEEE-Reliability Test System (1996) is used as a test system for illustrating how to determine the appropriate size of battery to enhance generation system reliability. Additionally, the Thailand generation system referenced in PDP-2015 is analyzed. It is divided into 6 regions according to Thailand geography

Department: Electrical Engineering Student's Signature .....

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature .....

Academic Year: 2017

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดียิ่งจาก รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่ได้ให้คำแนะนำ และแนวคิดอันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาของวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์ ข้าพเจ้าจึงขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทั้ง 3 ท่าน อันได้แก่ รองศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุนเจริญ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศน์ และดร.สมภพ อัญมมงคล ที่ได้เสียสละเวลาอันมีค่ามาให้ข้อเสนอแนะและตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่คอยให้คำปรึกษาและเป็นกำลังใจที่ดีเสมอมา รวมไปถึงพี่และเพื่อนๆทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

## สารบัญ

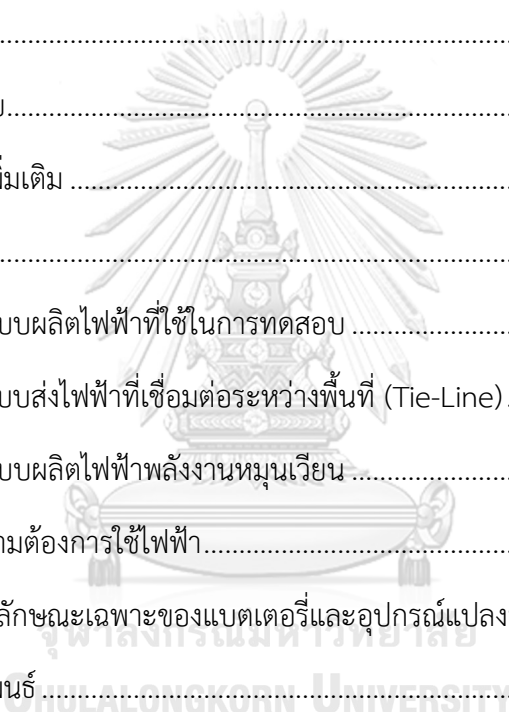
	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญรูปภาพ.....	ฅ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน .....	4
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ .....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	6
2.1 บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง .....	6
2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	8
2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant).....	9
2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant).....	9
2.2.3 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant).....	9
2.2.4 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) .....	9
2.2.5 โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant) .....	10
2.2.6 โรงไฟฟ้าสมาร์ตแก๊สเอนจิน (Smart Gas Engine Power Plant).....	10
2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนและผลของปริมาณน้ำต่อกำลังการผลิต.....	10

2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานพลังงานหมุนเวียน.....	11
2.4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม.....	12
2.4.1.1 แบบจำลองความเร็วลม .....	12
2.4.1.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม .....	12
2.4.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	13
2.4.2.1 แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม.....	14
2.4.2.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	17
2.4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก.....	18
2.4.3.1 แบบจำลองอัตราการไหลของน้ำ.....	19
2.4.3.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก .....	19
2.4.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล.....	20
2.4.4.1 แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวมวล.....	20
2.4.4.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล .....	21
2.5 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	26
2.5.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต.....	27
2.5.2 แบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	28
2.6 การประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า .....	28
2.6.1 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า .....	29
2.6.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	32
2.7 แนวคิดในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย.....	32
2.8 ทฤษฎีและความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับแบตเตอรี่และอุปกรณ์แปลงพลังงาน .....	34
2.8.1 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่.....	34
2.8.2 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium-ion batteries).....	36



2.8.3 ความรู้พื้นฐานของอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Converter) .....	36
บทที่ 3 แนวทางการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า.....	38
3.1 หลักการและดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้สำหรับกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม .....	38
3.2 แนวคิดในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม .....	41
3.2.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับ .....	41
3.2.1 การกำหนดขนาดของแบตเตอรี่.....	42
บทที่ 4 การทดสอบและการวิเคราะห์ผล.....	48
4.1 ระบบไฟฟ้าทดสอบ .....	48
4.1.1 IEEE-Reliability Test System (1996) .....	48
4.1.2 ระบบไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และแผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือกของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP & AEDP 2015) .....	49
4.2 สมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบ .....	50
4.2.1 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้า .....	50
4.2.2 เงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้า.....	50
4.3 ผลการทดสอบ.....	50
4.3.1 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ .....	51
4.3.2 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ .....	58
4.3.3 ผลการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ.....	66
4.3.4 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	74

4.3.5 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้า ทดสอบ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน.....	83
4.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ .....	90
4.4.1 ระบบ IEEE-Reliability Test System (1996).....	90
4.4.2 ระบบไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและ พลังงานทางเลือก ของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP & AEDP 2015) .....	92
บทที่ 5 สรุปผล.....	97
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	97
5.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม .....	99
รายการอ้างอิง .....	100
ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ .....	106
ภาคผนวก ข ข้อมูลระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line).....	178
ภาคผนวก ค ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน .....	183
ภาคผนวก ง ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	189
ภาคผนวก จ ข้อมูลค่าลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่และอุปกรณ์แปลงพลังงาน .....	193
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	195



## สารบัญตาราง

ตารางที่ 3.1 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเธียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์.....	41
ตารางที่ 4.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-Reliability Test System (1996) .....	49
ตารางที่ 4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ IEEE-RTS (1996).....	51
ตารางที่ 4.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคเหนือ .....	52
ตารางที่ 4.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้ .....	53
ตารางที่ 4.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ .....	54
ตารางที่ 4.6 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลาง.....	55
ตารางที่ 4.7 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก .	56
ตารางที่ 4.8 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก....	57
ตารางที่ 4.9 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS (1996).....	59
ตารางที่ 4.10 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคเหนือ .....	59
ตารางที่ 4.11 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้.....	60
ตารางที่ 4.12 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ .....	62
ตารางที่ 4.13 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลาง.....	63
ตารางที่ 4.14 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก .....	64
ตารางที่ 4.15 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก.....	65

ตารางที่ 4.16 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบ IEEE-RTS (1996).....	66
ตารางที่ 4.17 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคเหนือ .....	67
ตารางที่ 4.18 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้.....	69
ตารางที่ 4.19 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ .....	70
ตารางที่ 4.20 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลาง.....	71
ตารางที่ 4.21 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก .....	72
ตารางที่ 4.22 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก.....	73
ตารางที่ 4.23 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ IEEE-RTS (1996) เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนเข้าสู่ระบบ เพื่อใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน.....	75
ตารางที่ 4.24 สรุปขนาดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานของประเทศไทย .....	76
ตารางที่ 4.25 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	77
ตารางที่ 4.26 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	78
ตารางที่ 4.27 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	79
ตารางที่ 4.28 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลาง เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	80
ตารางที่ 4.29 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	81

ตารางที่ 4.30 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	82
ตารางที่ 4.31 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS (1996) เมื่อติดตั้ง แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	83
ตารางที่ 4.32 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ใน พื้นที่ภาคเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	84
ตารางที่ 4.33 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ใน พื้นที่ภาคใต้ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	85
ตารางที่ 4.34 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ใน พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บ พลังงาน.....	86
ตารางที่ 4.35 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ใน พื้นที่ภาคกลาง เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .....	87
ตารางที่ 4.36 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ใน พื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน .	88
ตารางที่ 4.37 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ใน พื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน....	89
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ IEEE Reliability Test System (1996) .....	108
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015).....	109
ตารางที่ ก.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของ ประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) .....	123
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor).....	176
ตารางที่ ข.1 ข้อมูลกำลังพิกัดของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ในปี ค.ศ.2017 - 2020 .....	179
ตารางที่ ข.2 ข้อมูลกำลังพิกัดของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ในปี ค.ศ.2021 - 2036 .....	181

ตารางที่ ค.1	ความเร็วลมเฉลี่ยแต่ละเดือน ของปี พ.ศ.2548 ณ บริเวณแหลมพรหมเทพ จ.ภูเก็ต .	184
ตารางที่ ค.2	ระดับความเร็วลมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมรุ่น DeWind D6-1250 .....	184
ตารางที่ ค.3	ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล .....	184
ตารางที่ ค.4	ความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล .....	185
ตารางที่ ค.5	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง ตามฤดูกาล เมื่อหาด้วยวิธี MLE.....	185
ตารางที่ ค.6	คุณสมบัติเครื่องกังหันน้ำในโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง จ.เชียงใหม่.....	186
ตารางที่ ค.7	ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง จ.เชียงใหม่ .....	186
ตารางที่ ค.8	ข้อมูลอัตราการไหลของน้ำเฉลี่ยรายเดือน ในรอบ 1 ปี.....	186
ตารางที่ ค.9	ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในแบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงของพลังงานชีวภาพ แต่ละเดือนในรอบ 1 ปี.....	187
ตารางที่ ง.1	ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า.....	192
ตารางที่ จ.1	ค่าลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเธียมนิเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (NMC) ที่เลือกใช้.....	194
ตารางที่ จ.2	ค่าตัวแปรเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน	194

## สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 2.1 ฟังก์ชันการกระจายสะสมและการแจกแจงตามขอบระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ที่มี รูปแบบ Frank Copula .....	16
รูปที่ 2.2 ฟังก์ชันการกระจายสะสมและการแจกแจงตามขอบระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ที่มี รูปแบบ Gumbel Copula.....	16
รูปที่ 2.3 แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ .....	21
รูปที่ 2.4 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลโดยใช้กระบวนการทางเคมีความร้อน.....	22
รูปที่ 2.5 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ .....	23
รูปที่ 2.6 แบบจำลองความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ .....	24
รูปที่ 2.7 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ.....	25
รูปที่ 2.8 สัดส่วนของขยะที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ต่อปริมาณขยะทั้งหมดที่สามารถจัดหาได้ .....	25
รูปที่ 2.9 ประเภทของความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้ากำลัง .....	28
รูปที่ 2.10 แบบจำลองการเชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ .....	29
รูปที่ 2.11 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า แบบ 2 สถานะ .....	30
รูปที่ 2.12 แบบจำลองลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระยะยาว .....	30
รูปที่ 2.13 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ บนช่วงเวลาที่สนใจ .....	31
รูปที่ 2.14 การแบ่งพื้นที่ของประเทศไทยออกเป็น 6 ภูมิภาค.....	33
รูปที่ 3.1 แผนผังขั้นตอนการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงาน สำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า.....	47
รูปที่ 4.1 การกำหนดขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบ IEEE-RTS (1996) .....	67
รูปที่ 4.2 การกำหนดขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศ ไทย .....	74
รูปที่ 4.3 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบ IEEE-RTS (1996) ที่อัตราส่วนของพลังงานหมุนเวียนแตกต่างกัน เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน ...	92

รูปที่ 4.4 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้ เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน.....	95
รูปที่ 4.5 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน .....	95
รูปที่ 4.6 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน .....	96
รูปที่ 4.7 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน .....	96
รูปที่ ก.1 แผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) ของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996).....	107
รูปที่ ง.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996) ใน 1 ปี.....	190
รูปที่ ง.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าประเทศไทย ในปีฐาน (ค.ศ.2013) .....	191



# บทที่ 1

## บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบไปด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากภาคอุตสาหกรรมและเศรษฐกิจของประเทศไทยมีแนวโน้มเจริญเติบโตขึ้นอย่างต่อเนื่องในทุกปี ภาครัฐจึงมีความจำเป็นต้องวางแผนเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดทั่วประเทศ อีกทั้งยังต้องรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่สามารถยอมรับได้ควบคู่ไปด้วย ซึ่งสามารถทำได้โดยการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่แห่งใหม่ขึ้นเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าและทดแทนโรงไฟฟ้าแห่งเก่าที่ถูกปลดระวางตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่มีระยะเวลาการก่อสร้างที่ยาวนาน มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูง และมีเชื้อเพลิงที่ต้องจัดเตรียมก่อนล่วงหน้า ดังนั้น ภาครัฐจึงต้องมีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan; PDP) [1] เพื่อจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการใช้อย่างเหมาะสมและมั่นคง นอกจากนี้ ภาครัฐยังต้องคำนึงถึงการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าให้สมดุลกัน เพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพาเชื้อเพลิงเพียงชนิดเดียวเท่านั้น อีกทั้งยังสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก โดยการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan; AEDP) [2] แต่การเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น ก็อาจส่งผลกระทบต่อความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนหลายประเภทมีความไม่แน่นอนและแปรปรวนสูง รวมถึงไม่สามารถควบคุมได้ ทำให้ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังลดลง ด้วยเหตุนี้ ภาครัฐจึงจำเป็นต้องวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สูง อาทิ โรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เป็นต้น เพื่อเพิ่มปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (Reserve) สำหรับรองรับความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนและรักษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังไว้ ซึ่งหากปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองดังกล่าวมีค่าไม่เพียงพอต่อกำลังไฟฟ้าที่ขาดหายไปเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน ย่อมส่งผลให้ระบบไฟฟ้าเกิดความไม่มั่นคง สูญเสียเสถียรภาพ และอาจก่อให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างต่อไปได้

ในปัจจุบัน แม้ว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะให้ความสำคัญอย่างยิ่งต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล แต่ก็ยังคงมีเหตุการณ์

ไฟฟ้าดับเนื่องจากการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้า (Outage) ที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ และความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนที่มีสัดส่วนสูงขึ้นไปในระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ เชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติและมีแหล่งที่มาส่วนใหญ่เพียงไม่กี่แห่ง ซึ่งถ้าหากแหล่งเชื้อเพลิงดังกล่าวปิดซ่อมบำรุงหรือเกิดปัญหาขึ้น ย่อมส่งผลให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามความต้องการใช้ด้วยเช่นกัน ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงได้เสนอแนวคิดในเรื่องของการนำแบตเตอรี่เข้ามาใช้เป็นระบบพลังงานสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า และนำเสนอหลักการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ให้มีความเหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้างดงกล่าว โดยการกำหนดพิกัดของแบตเตอรี่ด้วยการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Index) ของระบบผลิตไฟฟ้า อาทิ ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย (Expected Energy Not Supplied; EENS) และค่าความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Frequency; LOLF) เป็นต้น ซึ่งดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านี้ สามารถคำนวณด้วยการจำลองเหตุการณ์การทำงานของระบบไฟฟ้าแบบ Monte-Carlo ผ่านการพัฒนาโปรแกรม MATLAB สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบที่นำมาประยุกต์ใช้ จะอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2015 (Power Development Plan 2015; PDP2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ฉบับปี 2015 (Alternative Energy Development Plan; AEDP2015) ในเชิงพื้นที่ร่วมด้วย นอกจากนี้ ยังได้พิจารณาจากระบบไฟฟ้าทดสอบของ IEEE-Reliability Test System (1996) [3] เพื่อแสดงให้เห็นถึงผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่แตกต่างกัน

แนวคิดในเรื่องของการนำแบตเตอรี่เข้ามาใช้เป็นระบบพลังงานสำรองของระบบผลิตไฟฟ้า มีโอกาสเกิดขึ้นจริงมากขึ้นในทุกปี เนื่องจากไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าขึ้นใหม่เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ถูกลดระวางได้ ด้วยเหตุผลของการก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมและก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งเป็นกำลังผลิตฐานของประเทศ ส่งผลให้ต้องมองหาทางเลือกอื่นสำหรับการสำรองไฟฟ้า อีกทั้งราคาของแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลงในทุกปี ทำให้แบตเตอรี่ถือเป็นทางเลือกสำหรับระบบพลังงานสำรองที่เหมาะสมมากยิ่งขึ้น สุดท้ายนี้ ข้อมูลการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมด้วยวิธีการดังกล่าว สามารถนำไปใช้ประกอบการพิจารณาวางแผนและกำหนดนโยบายทางด้านพลังงานต่างๆ ของประเทศไทยในเชิงพื้นที่ได้อีกด้วย

## 1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอแนวทางในการนำแบตเตอรี่มาใช้เป็นระบบพลังงานสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยในเชิงพื้นที่ เมื่อมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง

2. เพื่อพัฒนาโปรแกรม MATLAB สำหรับใช้เป็นเครื่องมือในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ของประเทศไทยในเชิงพื้นที่ เมื่อมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง
3. เพื่อกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในเชิงพื้นที่ เมื่อมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง

### 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015)
2. ใช้ฐานข้อมูลของระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-Reliability Test System (1996) เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ในสัดส่วนปริมาณกำลังผลิตที่แตกต่างกันต่ออยู่
3. แบบจำลองความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน สร้างขึ้นจากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ โดยเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าถูกแบ่งออกเป็น 6 ประเภท ได้แก่ พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานน้ำขนาดเล็ก, พลังงานชีวมวล, พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ
4. พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ ร่วมกับความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่อยู่ติดกันเท่านั้น
5. กำหนดให้ระบบส่งไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีความแข็งแกร่งมาก ไม่มีโอกาสหลุดออกจากระบบ
6. กำหนดให้แต่ละพื้นที่สามารถรับ-ส่งกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ที่อยู่ติดกันได้เท่านั้น ซึ่งสะท้อนกับการที่ภาครัฐมีนโยบายไม่สนับสนุนการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่โดยไม่จำเป็น
7. ประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ โดยการจำลองการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Tie-line) แบบ Monte-Carlo ซึ่งมีสภาวะการทำงาน 2 สถานะคือ ดีและเสีย สลับกันไป
8. คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาจากความสมดุลระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ เมื่อพิจารณาถึงความสามารถในการส่งไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกันร่วมด้วย
9. กำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้า โดยการกำหนดพิกัดของแบตเตอรี่จากกรณีวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า
10. ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมด

#### 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาวิธีการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า ผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน
3. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในเชิงพื้นที่
4. ศึกษาลักษณะและแนวโน้มของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในเชิงพื้นที่
5. ศึกษาลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในประเทศไทย ตั้งแต่ปัจจุบันจนถึงอนาคต อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579
6. ศึกษาลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทที่มีอยู่ในประเทศไทย ตั้งแต่ปัจจุบันจนถึงอนาคต อ้างอิงตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579
7. ศึกษาทฤษฎีและรวบรวมข้อมูลสำหรับการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท
8. ศึกษาทฤษฎีและรวบรวมข้อมูลสำหรับการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตและแบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า
9. ศึกษาทฤษฎีในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่อยู่ติดกัน
10. ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานและหลักการทำงานของแบตเตอรี่
11. พัฒนาแนวทางในการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า และการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง
12. พัฒนาโปรแกรม MATLAB เพื่อสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์สำหรับคำนวณลักษณะการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ
13. พัฒนาโปรแกรม MATLAB เพื่อสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์สำหรับสุมสถานะการทำงานของระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกัน รวมถึงสร้างเงื่อนไขในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกันด้วย
14. พัฒนาโปรแกรม MATLAB เพื่อสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของความต้องการใช้ไฟฟ้า
15. พัฒนาโปรแกรม MATLAB เพื่อคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า
16. ทดสอบการพัฒนาโปรแกรมดังกล่าวกับระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-Reliability Test System (1996) เมื่อมีพลังงานหมุนเวียนต่ออยู่ และระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในเชิงพื้นที่
17. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

### 1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. หลักการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในเชิงพื้นที่ เมื่อมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง
2. ชุดซอฟต์แวร์โปรแกรม MATLAB สำหรับใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในเชิงพื้นที่ เมื่อมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง



## บทที่ 2

### ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

เนื้อหาในบทนี้อธิบายถึง แนวคิดและบทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า ระบบการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล พลังงานน้ำจากเขื่อนและปริมาณน้ำที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อน รวมไปถึงลักษณะความไม่แน่นอนจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนด้วย นอกจากนี้ ยังได้กล่าวถึงวิธีการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าและแนวคิดในการส่งผ่านกำลังไฟฟาระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกัน และในที่สุดท้ายอธิบายถึงวิธีการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป

#### 2.1 บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

บทความวิจัยเรื่อง “A Comprehensive Battery Energy Storage Optimal Sizing Model for Micro grid Applications” [4] ได้นำเสนอหลักการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับระบบไมโครกริดที่ต้องการความน่าเชื่อถือ ความยืดหยุ่นในการดำเนินงานและความคุ้มค่าในการลงทุน จึงใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์มาช่วยในการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ โดยพิจารณาถึงความคุ้มค่าทั้งหมด ซึ่งในส่วนของความน่าเชื่อถือจะพิจารณาผ่านค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Energy Not Served) และค่าใช้จ่ายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Value of Loss of Load) อีกทั้งยังได้พิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อข้อกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ อาทิ จำนวนรอบการทำงาน และความลึกในการอัด/คายประจุ เป็นต้น นอกจากนี้ ยังได้ประยุกต์ใช้เทคนิคการทำให้เป็นเชิงเส้นช่วงสั้นๆ (piece wise linearization technique) กับความสัมพันธ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นระหว่างความลึกในการอัด/คายประจุกับจำนวนรอบการทำงานของแบตเตอรี่ และพิจารณาเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไมโครกริดเป็นจำนวนหลายเหตุการณ์ แล้วนำแบบจำลองดังกล่าวนี้ไปทดสอบกับระบบไมโครกริดจริงที่มีความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าจากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่มีความน่าเชื่อถือ ซึ่งผลลัพธ์ชี้ให้เห็นว่าแบบจำลองการประเมินขนาดแบตเตอรี่นี้ช่วยเพิ่มความถูกต้องของการคำนวณและสามารถใช้กำหนดขนาดที่เหมาะสมในเชิงปฏิบัติของแบตเตอรี่ได้จริง

บทความวิจัยเรื่อง “An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System” [5] ได้นำเสนอหลักการปรับปรุงการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่ผ่านมาสำหรับระบบไฟฟ้าแบบผสมระหว่าง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ กับแบตเตอรี่ โดย

การใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์และกลยุทธ์ในการจัดการระบบไฟฟ้าทั้งในกรณีเมื่อระบบไฟฟ้าแยกเดี่ยวและเมื่อต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก ซึ่งได้พิจารณาถึงความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าผ่านดัชนีความเชื่อถือได้คือ LPSP (Loss of Power Supply Probability) และความสัมพันธ์ระหว่างความลึกในการอัด/คายประจุกับอายุการใช้งานแบตเตอรี่ร่วมด้วย สุดท้ายแล้วนำไปเปรียบเทียบกับวิธีดั้งเดิมพบว่าวิธีการที่ปรับปรุงใหม่นี้มีความถูกต้อง แม่นยำ และเหมาะสมในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนต่ออยู่ และสามารถทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือมากขึ้นกว่าเดิมได้อีกด้วย

บทความวิจัยเรื่อง “Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications” [6] ได้นำเสนอหลักการกำหนดขนาดและการควบคุมแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม เพื่อช่วยลดกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำและก๊าซธรรมชาติที่จำเป็นต้องมีการสำรองไฟฟ้าไว้สำหรับตอบสนองต่อความไม่ต่อเนื่องและไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ซึ่งแบตเตอรี่ที่นำมาใช้คือ Zinc-Bromine flow battery และผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้ามีผลกระทบต่อพิกัดกำลังและพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ โดยกลยุทธ์การควบคุมแบบเครือข่ายประสาทเทียม (Artificial neural network control strategies) ส่งผลให้ต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ลดลงกว่าการควบคุมอย่างง่าย

บทความวิจัยเรื่อง “Optimal Sizing of a Vanadium Redox Battery System for Microgrid Systems” [7] ได้นำเสนอหลักการกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ Vanadium Redox สำหรับระบบไมโครกริดทั้งในโหมดแยกอิสระและต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ซึ่งระบบไมโครกริดดังกล่าวประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทั่วไป บนพื้นฐานของการวิเคราะห์ช่วงเวลาการรับและจ่ายพลังงานของแบตเตอรี่อย่างเหมาะสมเพื่อให้เกิดความสมดุลของทั้งกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า และการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของแบตเตอรี่ด้วยวิธีการเขียนโปรแกรมแบบไดนามิก (Dynamic Programming; DP)

บทความวิจัยเรื่อง “Optimal Sizing of Battery Energy Storage Systems for Microgrids” [8] ได้นำเสนอและพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการวางแผนดำเนินงานในรอบหลายปี (multiyear operational planning model) เพื่อใช้กำหนดพิกัดกำลังและพลังงานที่เหมาะสมตลอดอายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ซึ่งแบบจำลองดังกล่าวนี้ได้มีการพิจารณายุニットคอมมิทเมนต์ของพลังงานหมุนเวียนและข้อจำกัดของแบตเตอรี่ร่วมด้วย

โดยสรุปแล้วบทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับแนวคิดในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ ส่วนใหญ่แล้วมีการคำนึงถึงดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าในการลงทุนร่วมด้วย นอกจากนี้ ยังได้พิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้า ในระยะยาวเป็นจำนวนหลายเหตุการณ์ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้ประยุกต์ใช้แนวคิดดังกล่าวโดยการกำหนดขนาด

แบตเตอรี่ที่เหมาะสม เพื่อใช้ในการสำรองไฟฟ้า และทดแทนกำลังไฟฟ้าสำรองจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว และเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงต่ออยู่ ผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่ชี้ให้เห็นถึงปริมาณความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยที่ขาดหายไปในช่วงที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละเหตุการณ์ในรอบปี เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดเหตุการณ์ความไม่สมดุลระหว่างกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างในระบบไฟฟ้า ซึ่งดัชนีสำหรับวิเคราะห์และกำหนดพิกัดของแบตเตอรี่ด้วยวิธีการดังกล่าวคือ Expected Energy Not Supplied (EENS) และ Loss of Load Frequency (LOLF) โดยในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้นั้น ระบบไฟฟ้าจะถูกพิจารณาในระยะยาวหลายปีเป็นจำนวนหลายเหตุการณ์ เพื่อที่อาจจะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าทั้งหมดหลายเหตุการณ์ เพื่อวิเคราะห์ถึงผลลัพธ์ในรูปแบบต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าได้ แล้วประยุกต์ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความน่าเชื่อถือและแสดงให้เห็นถึงลักษณะความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนร่วมด้วย เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมต่อไป อย่างไรก็ตาม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการคายประจุ (C-rate) กับประสิทธิภาพการทำงานและความลึกในการคายประจุร่วมด้วย เพื่อให้แบตเตอรี่สามารถสำรองไฟฟ้าโดยการจ่ายพลังงานได้ตามที่ต้องการตลอดระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์โดยไม่มี การเปลี่ยนแปลง และไม่พิจารณาถึงความคุ้มค่าในการลงทุน รวมไปถึงการใช้งานแบตเตอรี่ในแนวทางอื่นนอกเหนือจากการสำรองไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังได้พิจารณา ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้สำหรับกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมทั้งในกรณีที่ระบบไฟฟ้าแยกเดี่ยว (Stand-alone) และกรณีที่ต้องเข้ากับระบบไฟฟ้าหลักหรือรับ-ส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งที่เชื่อมต่อกันระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกัน (Tie-Line) ได้ด้วย

## 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าหลักสำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนั้นมีการวางแผนเพื่อสำรองเชื้อเพลิงสำหรับการถูกสั่งให้เดินเครื่องหรือหยุดเดินเครื่องได้โดยตรง และมีความเชื่อถือได้ค่อนข้างสูง โดยโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลแต่ละประเภทมีลักษณะการทำงาน คุณสมบัติ และประสิทธิภาพแตกต่างกันออกไป [9-12] ดังนี้



### 2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant)

การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เริ่มต้นจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง เพื่อให้เกิดการสันดาปได้ความร้อน แล้วนำความร้อนที่ได้ไปต้มน้ำในหม้อต้มน้ำ (Boiler) เพื่อทำให้น้ำระเหยกลายเป็นไอน้ำที่มีอุณหภูมิและแรงดันสูง แล้วส่งไอน้ำไปขับเคลื่อนให้เกิดการหมุนของกังหันไอน้ำที่มีเพลลาต่อกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการเหนี่ยวนำจึงทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ หลังจากนั้นไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำแล้วจะถูกส่งไปยังเครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อให้ไอน้ำกลั่นตัวเป็นหยดน้ำ และกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนที่หม้อต้มน้ำอีกครั้ง สำหรับเชื้อเพลิงที่นิยมใช้ในประเทศไทยคือ ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งโรงไฟฟ้าชนิดนี้มีต้นทุนในการเดินเครื่องและราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ แต่มีระยะเวลาในการเริ่มเดินเครื่องนาน

### 2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant)

การทำงานของโรงไฟฟ้าชนิดนี้คล้ายคลึงกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เพียงแค่เปลี่ยนเชื้อเพลิงถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติเป็นปฏิกิริยาการแตกตัวของนิวเคลียสของอะตอม (Nuclear Fission Reaction) ซึ่งให้พลังงานความร้อนสำหรับการต้มน้ำในหม้อต้มแทน กระบวนการผลิตไฟฟ้าในลำดับต่อไปนั้นเหมือนกันกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทั้งสิ้น นอกจากนี้ การพึ่งพาปฏิกิริยาดังกล่าวถือเป็นการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้อีกด้วย โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มีความเชื่อถือได้สูงมาก มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำ ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และสามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้ต่อเนื่องและปริมาณมาก

### 2.2.3 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant)

การทำงานของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเปรียบได้กับเครื่องยนต์สันดาปภายใน โดยเริ่มต้นจากการอัดอากาศให้มีความดันสูงขึ้น 8-10 เท่าของความดันปกติ หลังจากนั้นส่งอากาศเข้าไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion chamber) ที่มีเชื้อเพลิงสำหรับเผาไหม้อยู่ ส่งผลให้อากาศขยายตัว มีแรงดันและอุณหภูมิที่สูงขึ้น สุดท้ายส่งอากาศดังกล่าวไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซซึ่งมีเพลลาต่อกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการเหนี่ยวนำจึงทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เชื้อเพลิงที่นิยมใช้ในประเทศไทยคือ น้ำมันดีเซล และก๊าซธรรมชาติ โดยทั่วไปแล้วโรงไฟฟ้าชนิดนี้มีระยะเวลาเริ่มเดินเครื่องที่สั้น จึงสามารถผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ แต่มีต้นทุนสำหรับการก่อสร้างที่สูง รวมถึงเชื้อเพลิงต้องจัดซื้อจากต่างประเทศ ซึ่งมีราคาสูงด้วยเช่นกัน

### 2.2.4 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant)

การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม คือ การทำงานร่วมกันระหว่างระบบกังหันก๊าซ (Gas turbine) และระบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) โดยเริ่มต้นจากการจุดระเบิดเชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้เพื่อให้เกิดไอเสียหรือก๊าซที่มีความดันและอุณหภูมิสูงไปขับเคลื่อนระบบกังหันก๊าซ ต่อมานำไอเสียหรือก๊าซร้อนดังกล่าวมาต้มน้ำในหม้อต้มน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำที่มีความดันไอและอุณหภูมิสูงไป

ขับเคลื่อนกังหันไอน้ำต่อไปอีกครั้งหนึ่ง ซึ่งเป็นการใช้เชื้อเพลิงให้เกิดประสิทธิภาพมากที่สุด โดยส่วนใหญ่แล้วโรงไฟฟ้าประเภทนี้มักใช้ระบบกังหันก๊าซ 2 เครื่องต่อระบบกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง ซึ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากกังหันไอน้ำเป็นครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตรวมของกำลังการผลิตจากกังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนี้ ช่วยให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพมากกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทั่วไป รวมถึงเชื้อเพลิงสามารถใช้ได้ทั้งก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันเตา แต่มีต้นทุนในการก่อสร้างที่สูง และระยะเวลาในการเริ่มเดินเครื่องที่ต้องใช้เวลาประมาณหนึ่ง

### 2.2.5 โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant)

การทำงานของโรงไฟฟ้าดีเซลคล้ายคลึงกับเครื่องยนต์ดีเซลในรถยนต์ทั่วไป ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยอาศัยการสันดาปของน้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปในกระบอกสูบของเครื่องยนต์ที่ถูกอัดอากาศจนมีอุณหภูมิสูง ในขณะเดียวกันน้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปจะสันดาปกับอากาศที่มีอุณหภูมิสูงจนเกิดการระเบิด ทำให้ลูกสูบถูกดันลงไปและเพลาช้อเหวี่ยงที่ต่อเชื่อมอยู่กับเพลลาของเครื่องยนต์ซึ่งต่ออยู่กับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการเหนี่ยวนำจนทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ โรงไฟฟ้าดีเซลนั้นมีต้นทุนของเชื้อเพลิงสูง แต่แลกมากับระยะเวลาในการเริ่มเดินเครื่องที่รวดเร็ว

### 2.2.6 โรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจิน (Smart Gas Engine Power Plant)

การทำงานของโรงไฟฟ้าชนิดนี้ เริ่มต้นจากการรวมตัวกันของก๊าซธรรมชาติและอากาศ แล้วถูกบีบอัดเข้าไปในระบบ ซึ่งแรงดันหลังการบีบอัดก๊าซนั้นไม่มากเท่ากับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ หลังจากนั้นส่งอากาศผสมก๊าซเข้าสู่ห้องเผาไหม้ และในขั้นตอนต่อไปหลังจากนี้เหมือนกันกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซทั่วไป ซึ่งเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทนี้คือ ก๊าซธรรมชาติหรือเชื้อเพลิงเหลว สำหรับโรงไฟฟ้าสมาร์ทแก๊สเอนจินถูกพัฒนาขึ้นมาเมื่อไม่นานมานี้ ทำให้ยังไม่เป็นที่แพร่หลาย แต่มีระยะเวลาในการเริ่มเดินเครื่องให้พร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าววดเร็วมาก เพียงแค่ 3 นาที อีกทั้งมีประสิทธิภาพการทำงานที่ค่อนข้างสูง แต่มีต้นทุนในการก่อสร้างและติดตั้งที่สูงด้วยเช่นกัน

## 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนและผลของปริมาณน้ำต่อกำลังการผลิต

โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อน เป็นหนึ่งในโรงไฟฟ้าที่ไม่สามารถควบคุมให้เดินเครื่องเพื่อตอบสนองกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาได้ เนื่องจากมีข้อจำกัดในเรื่องของพลังงานน้ำที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้า หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เกินกว่าปริมาณน้ำที่มีอยู่ในอ่างเก็บน้ำหลังเขื่อน นอกจากนี้ระดับความสูงของอ่างเก็บน้ำยังต้องสูงจนมีปริมาณและแรงดันน้ำเพียงพอสำหรับการขับเคลื่อนเครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งอยู่ในโรงไฟฟ้าทำน้ำได้ โดยที่กำลังผลิตติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าชนิดนี้ เพิ่มเป็นสัดส่วนโดยตรงกับแรงดันและปริมาณน้ำที่ไหลผ่านเครื่องกังหันน้ำ ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อน มีความเชื่อถือได้เหมือนกันกับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์

ทั่วไป เพียงแต่มีกำลังผลิตที่ต่างกันได้แตกต่างกันออกไปในแต่ละเดือน เนื่องจาก กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทนี้ขึ้นอยู่กับสภาพของสภาวะแวดล้อมในแต่ละพื้นที่และแต่ละเวลาที่แตกต่างกันออกไป

สำหรับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อน เริ่มต้นจากการกักเก็บน้ำในอ่างเก็บน้ำ หลังเขื่อนให้มีปริมาณและความสูงมากเพียงพอ หลังจากนั้นทำการปล่อยน้ำในปริมาณที่ต้องการไปตามท่อส่งน้ำเพื่อไปยังโรงไฟฟ้าที่อยู่ท้ายเขื่อนในระดับที่ต่ำกว่า พลังงานน้ำจะถูกเปลี่ยนเป็นพลังงานกลเพื่อใช้ในการหมุนเพลลาของเครื่องกังหันน้ำที่ต่ออยู่กับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการเหนี่ยวนำขึ้นในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้ผลลัพธ์ออกมาเป็นพลังงานไฟฟ้าในปริมาณตามที่ต้องการ [13]

#### 2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น แม้จะมีข้อดีในเรื่องของเชื้อเพลิงที่มีอยู่ตามธรรมชาติ แต่ลักษณะการผลิตไฟฟ้ากลับมีความไม่แน่นอน อันเนื่องมาจากความสามารถคาดการณ์ได้ (Partial Unpredictability) และความสามารถควบคุมการผันแปร (Non-controllable Variable) ด้วยลักษณะความไม่แน่นอนเหล่านี้ ก่อให้เกิดความยุ่งยากแก่ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าในการรักษาความน่าเชื่อถือหรือสมดุลระหว่างกำลังการผลิตกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่แสดงให้เห็นถึงความไม่ต่อเนื่องและไม่แน่นอนอย่างเหมาะสม แล้วนำมาใช้จำลองเหตุการณ์ต่างๆที่อาจเกิดขึ้นจริงในระบบผลิตไฟฟ้า เพื่อประเมินความน่าเชื่อถือผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเมื่อมีพลังงานหมุนเวียนต่ออยู่ในระบบด้วย

เนื้อหาในหัวข้อนี้ประกอบด้วย ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน สำหรับใช้ในการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ความเหมาะสมกับลักษณะการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท คือ

- 1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
- 2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก
- 4) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล
- 5) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ
- 6) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ

โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทมีความแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับรูปแบบของพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการแปลงพลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้า ดังนั้น แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจึงประกอบไปด้วย 2 ส่วนหลักคือ แบบจำลองพลังงานหมุนเวียน และแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

### 2.4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม อาศัยพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลมเปลี่ยนให้เป็นพลังงานไฟฟ้าผ่านกังหันลมที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งความเร็วลมมีค่าไม่แน่นอน ขึ้นอยู่กับลักษณะของพื้นที่ติดตั้ง ดังนั้น การสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม จึงต้องสร้างแบบจำลองความเร็วลมก่อน แล้วจึงสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อไป [14-17] ดังนี้

#### 2.4.1.1 แบบจำลองความเร็วลม

แบบจำลองความเร็วลม ( $v_{k,t}$ ) ประกอบด้วย ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ในชั่วโมงที่  $k$  ( $v_{trend,k}$ ) ซึ่งแปรเปลี่ยนตามเวลาและฤดูกาล และความไม่แน่นอนของความเร็วลม ณ เวลา  $t$  ( $v_{noise,t}$ ) ซึ่งแทนการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมในช่วงสั้นๆ รอบความเร็วลมเฉลี่ย ตามสมการที่ (2.1)

$$v_{k,t} = v_{trend,k} + v_{noise,t} \quad (2.1)$$

ในการพิจารณาแบบจำลองความเร็วลมตามสมการที่ (2.1) กำหนดให้ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ( $v_{trend,k}$ ) มีค่าคงที่ในแต่ละชั่วโมง แต่เปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาล และกำหนดให้ค่าความไม่แน่นอนของความเร็วลม ณ เวลา  $t$  ( $v_{noise,t}$ ) เกิดจากกระบวนการสุ่ม (Stochastic Process) ซึ่งอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) รอบค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ดังนั้น สามารถเขียนสมการของแบบจำลองความเร็วลม ได้ดังสมการที่ (2.2)

$$v_{k,t} = v_{trend,k} + (Z \times \sigma_k \times v_{trend,k} \times \sqrt{dt}) \quad (2.2)$$

โดยที่	$v_{k,t}$	คือ	ความเร็วลมราย 15 นาที ในชั่วโมงที่ $k$
	$v_{trend,k}$	คือ	ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ในชั่วโมงที่ $k$
	$Z$	คือ	ตัวแปรสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติที่มีค่าอยู่ในช่วง (-3,3)
	$\sigma_k$	คือ	ค่าความแปรปรวนของความเร็วลม ในชั่วโมงที่ $k$
	$\sqrt{dt}$	คือ	จุดเวลาที่ต้องการพิจารณาเริ่มนับจากต้นชั่วโมงที่ $k$
			**วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการสุ่มค่าความความเร็วลมในราย 15 นาที ดังนั้น $\sqrt{dt}$ มีค่าเท่ากับ 1/4, 2/4, 3/4 และ 4/4

#### 2.4.1.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

หลักการการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเริ่มต้นจาก กระแสลมพัดผ่านใบพัดของกังหันลม แล้วถูกแปลงให้เป็นพลังงานกลผ่านชุดเพลาแกนหมุนภายในใบพัดและเพลาแกนหมุนดังกล่าวต่อเชื่อมอยู่กับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เปลี่ยนแปลงพลังงานกลที่ได้จากใบพัดเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไป ซึ่งพบว่า ปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อกำลังผลิตที่ได้จากระบบไฟฟ้าพลังงานลมนั้น คือ ความเร็วลม นั่นเอง

เนื่องจากชุดเพลลาแกนหมุนของกังหันลมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีข้อจำกัดในเรื่องของระดับความเร็วในการหมุนอยู่ ซึ่งระดับความเร็วลมที่ตกกระทบกับใบพัดของกังหันลมเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 4 ระดับดังนี้

- 1) ความเร็วลมเข้าระบบ (Cut-in Wind Speed)
- 2) ความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมทำงานได้ประสิทธิภาพสูงสุด (Maximum rotor efficiency)
- 3) ความเร็วลมเต็มพิกัด (Nominal or Rated Wind speed)
- 4) ความเร็วลมตัดออก (Cut-out Wind speed)

สำหรับการคำนวณกำลังผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม แสดงได้ดังสมการที่ (2.3)

$$P_w = \begin{cases} 0 & v < v_{ci}, v_{co} < v \\ \left( \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right) P_r & v_{ci} < v < v_r \\ P_r & v_r < v < v_{co} \end{cases} \quad (2.3)$$

โดยที่	$P_w$	คือ	กำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (วัตต์)
	$P_r$	คือ	กำลังไฟฟ้าพิกัด (วัตต์)
	$v_{ci}$	คือ	ความเร็วลมเข้าระบบ (เมตรต่อวินาที)
	$v_r$	คือ	ความเร็วลมเต็มพิกัด (เมตรต่อวินาที)
	$v_{co}$	คือ	ความเร็วลมตัดออก (เมตรต่อวินาที)

โดยทั่วไปแล้ว ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมและระบบไฟฟ้าหลัก มีการติดตั้งอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Converter) สำหรับรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบ ซึ่งมีประสิทธิภาพในการทำงานอยู่ค่าหนึ่ง ดังนั้น การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.4)

$$P_{e,w} = P_w \times eff_w \quad (2.4)$$

โดยที่	$eff_w$	คือ	ประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงพลังงานที่เชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมกับระบบไฟฟ้าหลัก
--------	---------	-----	---

#### 2.4.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปัจจัยที่มีผลต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์คือ ความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ดังนั้น การจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงต้องพิจารณาถึงแบบจำลองความไม่แน่นอน

ของความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่มีความสัมพันธ์กันก่อน แล้วพิจารณาแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อไป [18-20]

### 2.4.2.1 แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

โดยทั่วไปแล้วความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามเวลาและสภาพภูมิอากาศ ซึ่งมักเป็นไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้น การสร้างแบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจึงกำหนดให้ปัจจัยทั้งสองมีความสัมพันธ์กัน และสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วน ดังนี้ [21-24]

1) แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเปลี่ยนแปลงตามเวลา

แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ประกอบไปด้วยส่วนที่เป็นความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง ( $G_{trend,k}$ ,  $T_{trend,k}$ ) และส่วนของความไม่แน่นอนของทั้งสองปัจจัย ( $G_{noise,t}$ ,  $T_{noise,t}$ ) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติโดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับศูนย์ และความแปรปรวนเปลี่ยนแปลงไปตามค่าเฉลี่ยของปัจจัยทั้งสองและเวลา ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.5) และ (2.6)

$$G_{k,t} = G_{trend,k} + G_{noise,t} \quad (2.5)$$

$$T_{k,t} = T_{trend,k} + T_{noise,t} \quad (2.6)$$

ในทำนองเดียวกันกับแบบจำลองความเร็วลม สมการที่ (2.5) และ (2.6) สามารถแสดงใหม่ได้ด้วยสมการที่ (2.7) และ (2.8)

$$G_{k,t} = G_{trend,k} + (Z_G \times \sigma_{G,k} \times G_{trend,k} \times \sqrt{dt}) \quad (2.7)$$

$$T_{k,t} = T_{trend,k} + (Z_T \times \sigma_{T,k} \times T_{trend,k} \times \sqrt{dt}) \quad (2.8)$$

โดยที่	$G_{k,t}$	คือ	ความเข้มแสงอาทิตย์ ณ ชั่วโมงที่ $k$ จุดเวลาที่ $t$
	$T_{k,t}$	คือ	อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ณ ชั่วโมงที่ $k$ จุดเวลาที่ $t$
	$G_{trend,k}$	คือ	ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยของชั่วโมงที่ $k$ ตามฤดูกาล
	$T_{trend,k}$	คือ	อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยของชั่วโมงที่ $k$ ตามฤดูกาล
	$\sigma_{G,k}$	คือ	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเข้มแสงอาทิตย์
	$\sigma_{T,k}$	คือ	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม
	$Z_G$	คือ	ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติในช่วง $(-3,3)$ ของความเข้มแสงอาทิตย์ซึ่งมีความสัมพันธ์กับอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

## 2) แบบจำลองความสัมพันธ์ของความเข้มแสงและอุณหภูมิของสิ่งแวดล้อม

การสร้างแบบจำลองความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่ม 2 ตัวนั้น สิ่งที่ต้องรู้คือ รูปแบบความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสอง โดยทั่วไปแล้วสิ่งที่วัดความสัมพันธ์ดังกล่าวคือ สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation coefficient;  $\rho$ ) ถ้าหากว่า  $\rho$  มีค่าใกล้ 0 หมายถึงมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นเล็กน้อย แต่ถ้าหากมีค่าใกล้  $\pm 1$  หมายถึงมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกันหรือตรงข้ามกันเป็นอย่างดี อย่างไรก็ตาม สัมประสิทธิ์นี้สามารถระบุได้เพียงระดับและทิศทางของความสัมพันธ์แบบเชิงเส้นเท่านั้น

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้ประยุกต์ใช้ทฤษฎีของ คอปูลา (Copulas) ในการสร้างแบบจำลองของการสุ่มความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมซึ่งมีความสัมพันธ์กัน โดยคอปูลานั้นเป็นทฤษฎีใช้อธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มด้วยฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่ม โดยที่แต่ละตัวแปรสุ่มมีการแจกแจงตามขอบ (Marginal distribution) แบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) บนช่วง  $[0, 1]$

ทฤษฎีบทของสกลาร์ (Sklar's Theorem) เป็นหลักการที่สำคัญในการประยุกต์ใช้ทฤษฎีของคอปูลา โดยกล่าวไว้ว่า  $H$  เป็นฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่มก็ต่อเมื่อมีคอปูลา ( $C$ ) ที่ทำให้

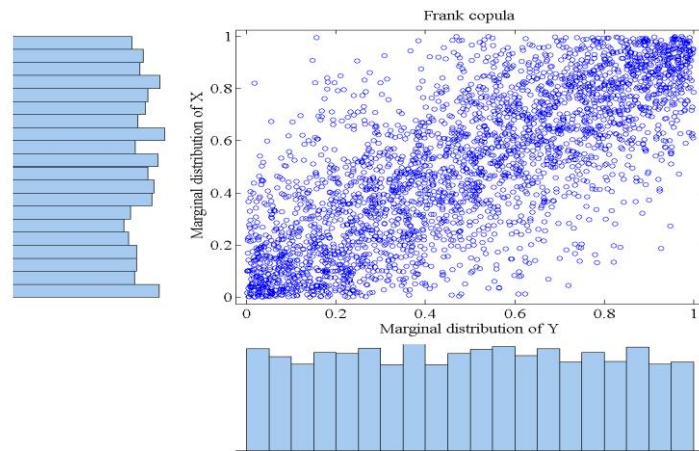
$$H(x, y) = C(F(x), G(y)) \quad (2.9)$$

โดยที่  $x, y \in R$  และ  $F(x), G(y)$  เป็นการแจกแจงตามขอบของ  $x$  และ  $y$  ตามลำดับ

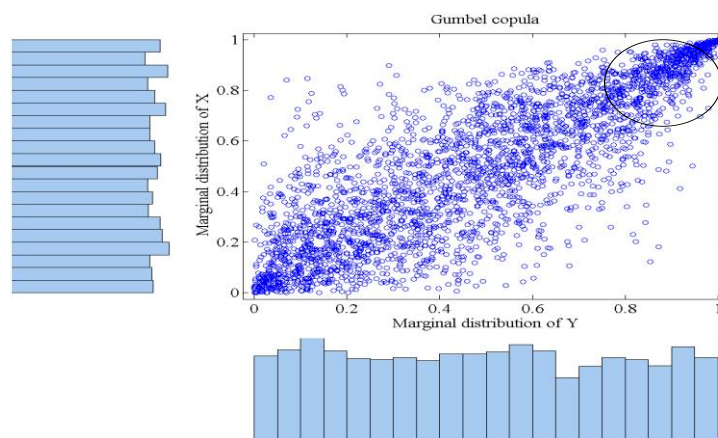
คอปูลาที่ใช้อธิบายรูปแบบความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มมีอยู่หลายรูปแบบด้วยกัน อาทิ Gumbel Copula และ Frank Copula เป็นต้น ซึ่งแต่ละรูปแบบของคอปูลานั้นมีรายละเอียดและลักษณะความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มที่แตกต่างกัน แต่สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้รูปแบบของคอปูลาอยู่ 2 รูปแบบในการอธิบายรายละเอียดของความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ดังนี้

1) Frank Copula แสดงลักษณะความสัมพันธ์ของข้อมูลสุ่มที่มีรูปแบบเพิ่มขึ้นหรือลดลงไปในทิศทางเดียวกันแบบไม่เกาะกลุ่มกันมากนัก ดังรูปที่ 2.1

2) Gumbel Copula แสดงลักษณะความสัมพันธ์ของข้อมูลสุ่มที่มีความสัมพันธ์เหมือนกันกับ Frank Copula แต่การกระจายตัวของข้อมูลที่บริเวณปลายด้านที่มีค่าสูง (Upper Tail Dependence) นั้นมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกันมากกว่า ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.1 ฟังก์ชันการกระจายสะสมและการแจกแจงตามขอบระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ที่มีรูปแบบ Frank Copula



รูปที่ 2.2 ฟังก์ชันการกระจายสะสมและการแจกแจงตามขอบระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ที่มีรูปแบบ Gumbel Copula

ในการหาค่าตัวแปรสุ่มที่มีความสัมพันธ์กันคือ ตัวแปรสุ่มที่สัมพันธ์กับการหาความเข้มแสงอาทิตย์ ( $Z_G$ ) และตัวแปรสุ่มที่สัมพันธ์กับการหาอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ( $Z_T$ ) ซึ่งมีการกระจายตัวแบบปกติมาตรฐาน อย่างไรก็ตาม ต้องหาความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มทั้งสองโดยใช้ทฤษฎีของคอปูลาต่อไป

ในการหาค่าการแจกแจงสะสมร่วมของข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเพื่อหารูปแบบความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม โดยใช้รูปแบบคอปูลาที่เหมาะสมกับการแจกแจงของข้อมูลดังกล่าวนั้นสามารถทำได้ ดังนี้



$$H(Z_G, Z_T) = C(\Phi(Z_G), \Phi(Z_T)) \quad (2.10)$$

โดยที่  $\Phi(Z_G) = u$  คือ ฟังก์ชันการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Standard Normal Distribution) ของ  $Z_G = (G_k - G_{trend,k})/\sigma_{G,k}G_{trend,k}$

$\Phi(Z_T) = v$  คือ ฟังก์ชันการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Standard Normal Distribution) ของ  $Z_T = (T_k - T_{trend,k})/\sigma_{T,k}T_{trend,k}$

$H(Z_G, Z_T)$  คือ ฟังก์ชันการแจกแจงร่วมระหว่าง  $Z_G$  และ  $Z_T$

$C(u, v)$  คือ ฟังก์ชันคอปูลาของตัวแปร  $u$  และ  $v$

เมื่อได้คู่อันดับความสัมพันธ์  $(u, v)$  จากการแทนค่า  $(Z_G, Z_T)$  ลงในฟังก์ชันการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐานแล้ว ขั้นตอนต่อไปให้เลือกรูปแบบคอปูลา  $C(u, v)$  ซึ่งแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่มที่เหมาะสม โดยใช้วิธีประมาณค่าความน่าจะเป็นสูงสุด (MLE) ซึ่งทำได้โดยอาศัยกล่องเครื่องมือรูปแบบคอปูลาใน MATLAB ชื่อ “copulafit”

เมื่อได้รูปแบบคอปูลาที่เหมาะสมจากรูปแบบคอปูลามาตรฐานแล้ว ต่อมาให้ทำการสุ่มตัวแปร  $(Z_G, Z_T)$  ที่มีความสัมพันธ์กันตามรูปแบบคอปูลาที่เลือกไว้กลับมาโดยอาศัยกล่องเครื่องมือรูปแบบคอปูลาใน MATLAB ชื่อ “copularnd” ซึ่งให้ค่าตัวแปร  $(u, v)$  มาก่อน ส่วนค่าตัวแปรสุ่ม  $Z_G$  และ  $Z_T$  นั้นหาได้โดยการแปลงผ่านฟังก์ชันผกผันของการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Inverse Standard Normal CDF) โดยใช้กล่องเครื่องมือ “icdf” ของโปรแกรม MATLAB ตามสมการดังต่อไปนี้

$$Z_G = \Phi^{-1}(u) \quad (2.11)$$

$$Z_T = \Phi^{-1}(v) \quad (2.12)$$

#### 2.4.2.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

หลักการการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับพลังงานแสง (Photon) แล้วเปลี่ยนแปลงให้เป็นพลังงานไฟฟ้า ส่งผลให้ปัจจัยสำคัญสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ ที่แปรผันโดยตรงกับกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ และอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งขึ้นอยู่กับอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ณ ขณะนั้น โดยที่อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์แปรผันโดยตรงกับแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยเช่นกัน

สำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถอธิบายได้ด้วยสมการที่ (2.9)

$$P_{pv,t} = P_m \frac{G_t}{G_{STC}} (1 - \gamma(T_{cell,t} - T_{STC})) \quad (2.13)$$

โดยที่	$P_m$	คือ	กำลังไฟฟ้าพิกัด (Watt; W)
	$G_t$	คือ	ความเข้มแสงอาทิตย์ ณ เวลา $t$ ใดๆ ( $W/m^2$ )
	$G_{STC}$	คือ	ความเข้มแสงที่ STC มีค่าเท่ากับ $1000 W/m^2$
	$\gamma$	คือ	ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิ ( $^{\circ}C^{-1}$ ) มีค่าอยู่ในช่วง $[-0.005, 0.003]$
	$T_{cell}$	คือ	อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ( $^{\circ}C$ )
	$T_{STC}$	คือ	อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC มีค่าเท่ากับ $25^{\circ}C$

และความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมกับอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถอธิบายได้ดังสมการที่ (2.14)

$$T_{cell} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20^{\circ}}{800} \right) G_t \quad (2.14)$$

โดยที่	$T_{amb}$	คือ	อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ( $^{\circ}C$ )
	$NOCT$	คือ	อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ณ จุดทำงาน ที่อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม $20^{\circ}C$ ความเข้มแสง $800 W/m^2$ ความเร็วลม $1 m/s$ (Nominal Operating Cell Temperature) ซึ่งมีค่าเป็น $46^{\circ}C$

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง จึงต้องต่อกับอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Converter) เพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ก่อนการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก ทำให้เกิดกำลังสูญเสียในอุปกรณ์แปลงพลังงาน ดังนั้น กำลังไฟฟ้าสุทธิจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงอธิบายได้ด้วยสมการที่ (2.15)

$$P_{e,pv} = P_{pv} \times eff_s \quad (2.15)$$

โดยที่	$eff_s$	คือ	ประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Converter)
--------	---------	-----	--

### 2.4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ปัจจัยสำคัญในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กคือ อัตราการไหลของน้ำ ดังนั้น สามารถแบ่งประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี (Run-of-river Hydro Power Plant)
- 2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ (Regulating Pond Hydro Power Plant)
- 3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Storage Hydro Power Plant)

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี เป็นตัวแทนในการคำนวณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก และการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนที่สำคัญ ดังนี้ [25-29]

#### 2.4.3.1 แบบจำลองอัตราการไหลของน้ำ

เนื่องจากอัตราการไหลของน้ำตามลำน้ำธรรมชาติมีค่าเฉลี่ยคงที่ แต่แปรเปลี่ยนตามเวลาและฤดูกาล ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดให้อัตราการไหลของน้ำอธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal Distribution) ซึ่งมีค่าเฉลี่ยและความแปรปรวนขึ้นอยู่กับขนาดของค่าเฉลี่ยอัตราการไหลของน้ำ ณ เวลานั้น  $m_t \sim N(m_{avg}, \sigma^2)$

#### 2.4.3.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กมีส่วนประกอบสำคัญ 3 ส่วนคือ ท่อส่งน้ำ เครื่องกังหันน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยเริ่มต้นผลิตไฟฟ้าจากการปล่อยน้ำที่ไหลอยู่ตามลำน้ำธรรมชาติผ่านท่อส่งน้ำ เพื่อใช้อัตราการไหลของน้ำเป็นแรงขับเคลื่อนให้เกิดการหมุนของกังหันน้ำ ซึ่งติดตั้งอยู่ระหว่างทางไหลของน้ำ และมีแกนเพลลาต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป

สำหรับลักษณะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กนั้น มีความคล้ายคลึงกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ดังนั้น แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก จึงใช้สมการคำนวณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบทั่วไป ดังสมการที่ (2.16)

$$P_{out} = g \cdot m \cdot H_{net} \cdot \eta_{system} \quad (2.16)$$

โดยที่	$P_{out}$	คือ	กำลังไฟฟ้า (วัตต์)
	$g$	คือ	ค่าคงที่แรงโน้มถ่วง (9.81 เมตรต่อวินาทีกำลังสอง)
	$m$	คือ	อัตราการไหลของน้ำ (ลิตรต่อวินาที)
	$H_{net}$	คือ	ความสูงของหัวน้ำสุทธิ (เมตร)
	$\eta_{system}$	คือ	ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ มีค่าเท่ากับ 68.4%

สำหรับค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ( $\eta_{system}$ ) ประกอบด้วยประสิทธิภาพของเครื่องกังหันน้ำ (Hydro turbine) ระบบขับเคลื่อน (Drive system) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ซึ่งโดยทั่วไปแล้วมีค่าอยู่ที่ประมาณ 80% 95% และ 90% ตามลำดับ ดังนั้น ค่าประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจึงอยู่ที่ประมาณ 68.4% และเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปีนั้นมีความไม่แน่นอนในเรื่องของอัตราการไหลของน้ำ แต่มีค่าความสูงของหัวน้ำสุทธิตั้งที่ จึงสามารถปรับปรุงสมการที่ (2.16) ได้ใหม่ โดยการกำหนดให้แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก สามารถ

อธิบายได้ด้วยสัดส่วนของกำลังผลิตที่อัตราการไหลของน้ำค่าต่างๆ เปรียบเทียบกับค่าพิกัดของเครื่องกังหันน้ำที่รับได้ ดังสมการที่ (2.17)

$$P_t = \frac{m_t}{m_{rated}} \cdot P_{rated} \quad (2.17)$$

โดยที่  $P_{rated}$  คือ พิกัดกำลังไฟฟ้า (วัตต์)  
 $m_t$  คือ อัตราการไหลของน้ำ ณ เวลา  $t$  (ลิตรต่อวินาที)  
 $m_{rated}$  คือ อัตราการไหลของน้ำสูงสุดที่กังหันสามารถรับได้ (ลิตรต่อวินาที)

#### 2.4.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ

พลังงานหมุนเวียนที่มีสัดส่วนสูงที่สุดตามแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) คือ พลังงานชีวภาพ โดยปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อความสามารถในการผลิตไฟฟ้าคือ ความไม่แน่นอนของความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงและความสามารถในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงชีวภาพเป็นพลังงานไฟฟ้า สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ เชื้อเพลิง ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และเชื้อเพลิงขยะ ซึ่งกระบวนการและเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวภาพแต่ละประเภทยังมีความแตกต่างกันด้วย [30-33]

##### 2.4.4.1 แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับปริมาณเชื้อเพลิงชีวภาพที่ถูกป้อนเข้าสู่ระบบ ซึ่งต้องพิจารณาถึงความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงประเภทนั้นร่วมด้วย ดังนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพแต่ละประเภท จึงมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกไปตามความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ ดังต่อไปนี้

##### 1) เชื้อเพลิงชีวมวล

เชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในประเทศไทยส่วนใหญ่คือ วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือการแปรรูปของผลผลิตทางการเกษตรที่ได้จากอุตสาหกรรม ซึ่งกระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ โดยทั่วไปแล้วมักอยู่ในสภาพที่ไม่พร้อมสำหรับการนำไปใช้ผลิตไฟฟ้า จึงต้องนำไปผ่านขั้นตอนและกระบวนการแปรรูปต่างๆ เพื่อให้พร้อมสำหรับการใช้งาน และเชื้อเพลิงชีวมวลนั้นสามารถแบ่งได้เป็นหลายชนิด โดยแต่ละชนิดมีคุณสมบัติ ค่าความร้อนและศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ส่งผลให้เทคโนโลยีที่นำมาใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ย่อมแตกต่างกันด้วย สำหรับปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงชีวมวล คือ การกระจายตัวของแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวล ความชื้น และสิ่งเจือปน

##### 2) เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ

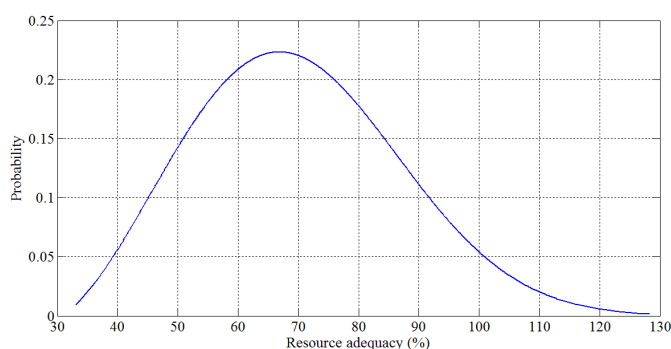
เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพมักเกิดขึ้นเองตามธรรมชาติผ่านกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยจุลินทรีย์ ซึ่งมีองค์ประกอบหลักคือ ก๊าซมีเทน ( $CH_4$ ) ในสัดส่วนสูงถึง 60 - 70% และ

องค์ประกอบชนิดอื่น อันได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ( $CO_2$ ) ในสัดส่วน 30 - 40% และก๊าซชนิดอื่นในสัดส่วนที่เหลือ สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานก๊าซชีวภาพนั้น อาศัยเทคโนโลยีเปลี่ยนของเสียให้เป็นก๊าซ โดยแหล่งกำเนิดของเสียสามารถแบ่งได้เป็น 3 แหล่ง คือ กลุ่มปศุสัตว์ กลุ่มอุตสาหกรรม และกลุ่มขยะชุมชน

### 3) เชื้อเพลิงขยะ

เนื่องจากทุกประเทศทั่วโลกมีแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณขยะในทุกปี ส่งผลให้ในต่างประเทศรวมถึงประเทศไทยเองได้นำเศษขยะมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า จึงต้องมีการพิจารณาถึงองค์ประกอบและคุณสมบัติของขยะ ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ถูกนำมาใช้ในการกำหนดเทคโนโลยีการแปลงเชื้อเพลิงขยะให้เป็นพลังงานไฟฟ้า

ดังนั้น การสร้างแบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพจะพิจารณาคิดเป็นร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพนั้น ซึ่งมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลาและฤดูกาล สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพมีการกระจายตัวแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) ดังรูปที่ 2.3 และสมการที่ (2.18)



รูปที่ 2.3 แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ

$$f(x_t) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x_t}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x_t}{\lambda}\right)^k} ; x_t \geq 0 \quad (2.18)$$

โดยที่  $x_t$  คือ ความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง ณ เวลา  $t$   
 $\lambda, k$  คือ พารามิเตอร์ของแบบจำลอง

#### 2.4.4.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ

เชื้อเพลิงชีวภาพแต่ละประเภทมีเทคโนโลยีการแปลงเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยสามารถแบ่งประเภทของแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพตามประเภทของเชื้อเพลิงได้ ดังนี้

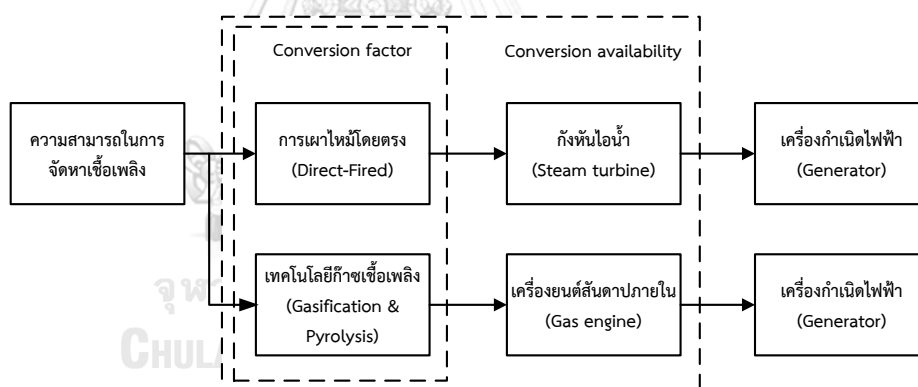
### 1) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

เทคโนโลยีการแปลงเชื้อเพลิงชีวมวลเป็นพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยมีใช้อยู่เพียงบางเทคโนโลยีเท่านั้น โดยที่การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

1. กระบวนการทางเคมีความร้อน (Thermo-chemical) คือ การใช้ความร้อนในการทำลายโครงสร้างทางเคมีของเชื้อเพลิงชีวมวล เพื่อให้โครงสร้างทางเคมีดังกล่าวเปลี่ยนแปลงไปแบ่งได้ 2 ระบบ คือ

❖ การเผาไหม้โดยตรง (Direct-fired) เป็นการนำเชื้อเพลิงชีวมวลไปเผาไหม้โดยตรง เพื่อถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นให้กับน้ำที่อยู่ในหม้อไอน้ำ (Boiler) จนน้ำกลายเป็นไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง แล้วส่งไอน้ำไปปั่นกังหันน้ำซึ่งมีเพลลาต่อเชื่อมอยู่กับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ดังภาพที่ 2.4

❖ เทคโนโลยีก๊าซเชื้อเพลิง (Gasification & Pyrolysis) เป็นการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาแต่ควบคุมปริมาณอากาศให้เกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ ก่อให้เกิดก๊าซ ซึ่งมีค่าความร้อนประมาณ 4.5 - 5.5 เมกะจูลล์ต่อลูกบาศก์เมตร แล้วนำก๊าซดังกล่าวไปใช้เดินเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Gas Engine) เพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลโดยใช้กระบวนการทางเคมีความร้อน

2. กระบวนการทางเคมีชีวภาพ (Bio-chemical) คือ การนำเชื้อเพลิงชีวมวลเข้าสู่กระบวนการทางเคมีชีวภาพ แต่ประเทศไทยใช้กระบวนการนี้น้อยมาก และแบ่งได้เป็น 2 ระบบ คือการย่อยสลาย (Digestion) และ การหมัก (Fermentation)

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้ความสามารถในการแปลงพลังงานของระบบ (*Conv. factor*) มีความไม่แน่นอน สามารถอธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการแจกแจงแบบปกติ (*Normal Distribution*) รอบค่าเฉลี่ยค่าหนึ่ง และ ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ( $C_t$ ) ณ เวลา  $t$  ใดๆ สามารถอธิบายได้ดังสมการที่ (2.19)

$$C_t = x_t \times \text{Conv. factor} \quad (2.19)$$

โดยที่ *Conv. factor* คือ ความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิงชีวมวล

กำลังผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ( $P_{biomass,t}$ ) อธิบายได้ด้วยสมการที่ (2.20)

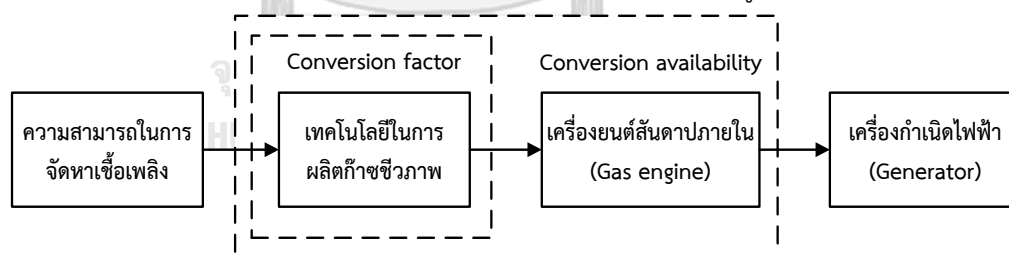
$$P_{biomass,t} = C_t \times \text{Installed capacity}_{biomass} \quad (2.20)$$

## 2) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

สำหรับเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพของประเทศไทยมีหลายรูปแบบ ขึ้นอยู่กับปริมาณและชนิดของเสีย โดยเทคโนโลยีแต่ละประเภทมีประสิทธิภาพการทำงานและความไม่แน่นอนในการผลิตก๊าซชีวภาพที่แตกต่างกันไป และเทคโนโลยีที่ใช้ในประเทศไทยมีดังนี้

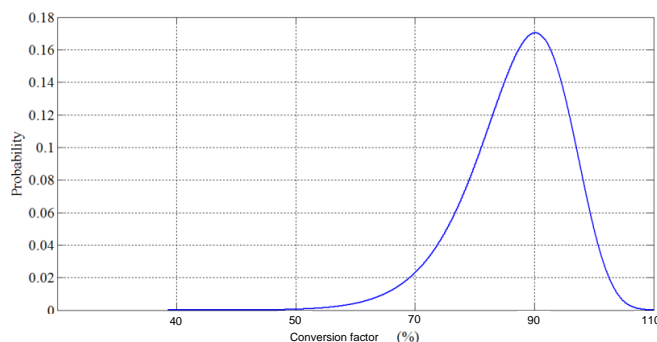
1. ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบยูเอเอสบี (Up-flow Anaerobic Sludge Blanket; UASB)
2. ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบตรึงฟิล์มจุลินทรีย์ (Anaerobic Fixed Film or Anaerobic Filter; AF)
3. ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบถังกวนสมบูรณ์ (Continuous Stirred Tank Reactor; CSTR)
4. ระบบบ่อไร้อากาศแบบคลุมบ่อ (Anaerobic Covered Lagoon)

สำหรับแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพคล้ายคลึงกับแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตก๊าซชีวภาพมีประสิทธิภาพไม่สูงมาก รวมทั้งมีความไม่แน่นอนของส่วนผสมที่ได้จากการผลิตก๊าซชีวภาพอยู่ ดังนั้นแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้แบบจำลองการแปลงพลังงานหรือการผลิตก๊าซชีวภาพ (*Conv. factor*) อธิบายได้ด้วยปริมาณของสัดส่วนมีเทน และกำหนดให้ค่าสัดส่วน 60%  $CH_4$  มีค่า *Conv. factor* เป็น 100% และสำหรับค่าสัดส่วนมีเทนอื่น สามารถคำนวณเทียบได้กับสัดส่วนมีเทนที่มีอยู่ในก๊าซชีวภาพนั้น ซึ่งกระบวนการดังกล่าวอธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบไวบูลล์ ดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 แบบจำลองความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ

ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ ( $C_t$ ) ณ เวลา  $t$  ใดๆ สามารถอธิบายได้ดังสมการที่ (2.21)

$$C_t = x_t \times \text{Conv. factor} \quad (2.21)$$

โดยที่  $x_t$  คือ ความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้ง)  
 $\text{Conv. factor}$  คือ ความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้ง)

กำลังผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ ( $P_{biogas,t}$ ) อธิบายได้ดังสมการที่ (2.22)

$$P_{biogas,t} = C_t \times \text{Installed capacity}_{biogas} \quad (2.22)$$

### 3) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

สำหรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะ มีลักษณะคล้ายคลึงกับเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

#### 1. เทคโนโลยีความร้อน (Thermal Technology)

- ❖ เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย (Incineration)
- ❖ เทคโนโลยีไพโรไลซิส/ก๊าซซิฟิเคชัน (Pyrolysis/Gasification)
- ❖ เทคโนโลยีพลาสมาอาร์ค

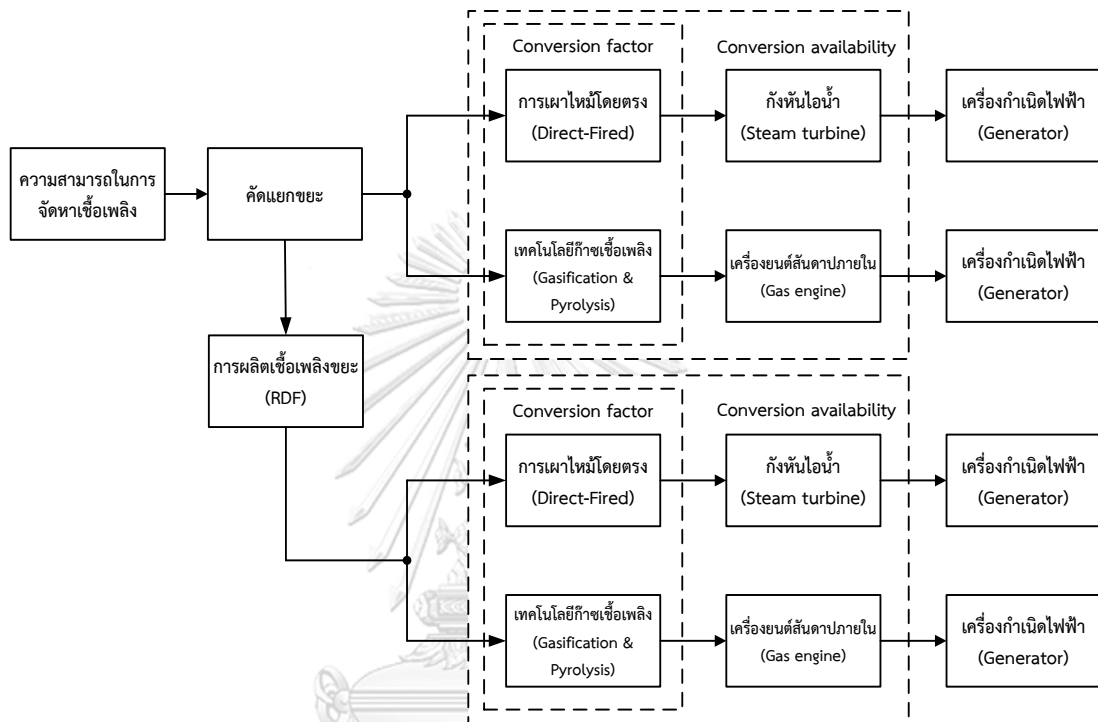
#### 2. เทคโนโลยีชีวภาพ (Biological Technology)

- ❖ เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion)
- ❖ เทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะ (Landfill Gas to Energy)

3. เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย คือ การแปรรูปขยะมูลฝอยโดยปรับปรุงคุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของขยะมูลฝอยเพื่อทำให้กลายเป็นเชื้อเพลิง (Refuse Derived Fuel; RDF)

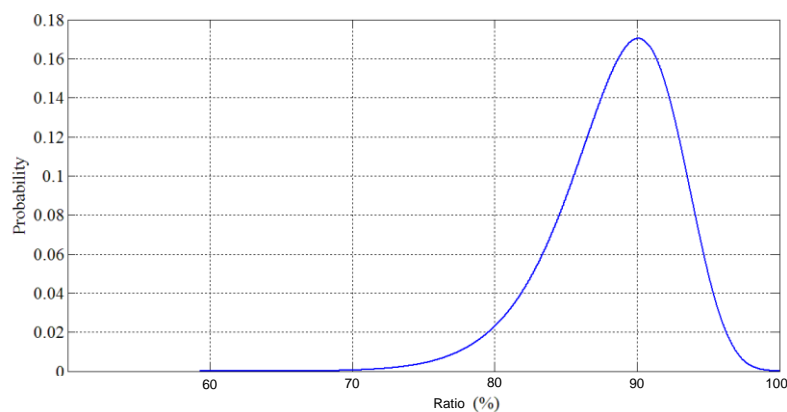


เนื่องจากแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะใช้เทคโนโลยีเหมือนกับแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพ ดังนั้น แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้จึงใช้แบบจำลองเดียวกันกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เพียงแต่เพิ่มส่วนของกระบวนการคัดแยกขยะและเทคโนโลยีการผลิต RDF ซึ่งมีความไม่แน่นอน จากนั้นนำเชื้อเพลิง RDF ไปเข้าสู่กระบวนการทางเคมีความร้อนเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป แสดงได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

การคัดแยกขยะสามารถอธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบไวบูลล์ โดยตัวอย่างการคัดแยกขยะที่มีค่าเฉลี่ยของสัดส่วนขยะที่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าได้อยู่ที่ 90% ของปริมาณขยะทั้งหมดที่สามารถจัดหาได้ แสดงได้ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 สัดส่วนของขยะที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ต่อปริมาณขยะทั้งหมดที่สามารถจัดหาได้

การใช้เทคโนโลยีเพื่อผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (RDF) ถือเป็นการเพิ่มค่า *Conv. factor* อย่างไรก็ตาม การผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอยมีความไม่แน่นอน ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดให้ แบบจำลองการผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (RDF) มีการกระจายตัวแบบปกติรอบค่าเฉลี่ยค่าหนึ่ง และความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงใช้แบบจำลองเดียวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพ จึงสามารถแสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ ( $P_{waste,t}$ ) ณ เวลา  $t$  ใดๆ ได้ดังนี้

$$C_{1,t} = (100\% - RDF_t) \cdot (A_t \cdot x_t) \times Conv.factor_1 \quad (2.23)$$

$$C_{2,t} = RDF_t \cdot (A_t \cdot x_t) \times Conv.factor_2 \quad (2.24)$$

$$P_{waste,t} = C_{1,t} \cdot IC_1 + C_{2,t} \cdot IC_2 \quad (2.25)$$

โดยที่	$C_1$	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากกระบวนการทางเคมีความร้อน (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า)
	$C_2$	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (RDF) (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า)
	$A_t$	คือ	สัดส่วนขยะที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้หลังผ่านกระบวนการคัดแยกแล้ว (ร้อยละเทียบกับความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง)
	$RDF_t$	คือ	ร้อยละของสัดส่วน RDF ต่อสัดส่วนขยะที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ( $A_t \cdot x_t$ ) ซึ่งคำนวณได้จากกระบวนการสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติ
	$Conv.factor_1$	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีความร้อนกับขยะทั่วไป
	$Conv.factor_2$	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีความร้อนกับเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (RDF)
	$IC_1$	คือ	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะที่ใช้กระบวนการทางเคมีความร้อน (วัตต์)
	$IC_2$	คือ	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะที่ใช้เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (RDF) (วัตต์)

## 2.5 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

โดยทั่วไปแล้วความต้องการใช้ไฟฟ้าสามารถแสดงให้เห็นได้ใน 2 ลักษณะ คือ เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง (Hourly Load Curve) ซึ่งแสดงถึงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายชั่วโมงตลอดระยะเวลา

1 ปี และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) เปรียบเสมือนการนำเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงมาเรียงลำดับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปยังต่ำสุด ตามระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ระดับต่างๆ ซึ่งการแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งสองรูปแบบนี้มีความสัมพันธ์กันอย่างเป็นระบบ จึงสามารถแปลงกลับไปมาระหว่างกันได้

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า สามารถแสดงให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งมีค่าไม่คงที่และมีความไม่แน่นอน สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำข้อมูลจริงของความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมง ในปี พ.ศ.2556 มาใช้เป็นข้อมูลฐานในการคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตตั้งแต่ปี พ.ศ.2560 - 2579 เพื่อพิจารณาร่วมกันกับระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2015 (Power Development Plan 2015; PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ฉบับปี 2015 (Alternative Energy Development Plan; AEDP 2015) ในการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป ซึ่งแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนที่สำคัญ ดังนี้ [34]

### 2.5.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

สำหรับการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต จำเป็นต้องมีข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และความต้องการพลังงานไฟฟ้าตลอดปี (Annual Energy Demand) เพื่อให้ทราบถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี ดังนั้น ความถูกต้องและแม่นยำในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตถือเป็นปัจจัยที่สำคัญ ในการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า

เมื่อมีข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปีในอนาคตแล้ว นำมาพิจารณาร่วมกันกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของปีฐาน และกราฟช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าของปีฐาน ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือปี พ.ศ. 2556 เพื่อทำการปรับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้เท่ากับค่าที่พยากรณ์ได้ แล้วจึงแปลงกราฟช่วงระยะเวลาโหลดให้กลับมาเป็นกราฟโหลดรายชั่วโมง และเนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย จึงต้องพิจารณาแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตแยกเป็นรายพื้นที่ โดยกำหนดให้อัตราส่วนโหลดรายชั่วโมงของแต่ละพื้นที่มีค่าเท่ากันในแต่ละปี ดังนั้น ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายชั่วโมงของแต่ละพื้นที่ สามารถประมาณได้จากสมการที่ (2.26)

$$L'(k, hr) = R(k, hr) \times L(hr) \quad (2.26)$$

โดยที่	$L'(k, hr)$	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ $k$ ในชั่วโมงที่ $hr$
	$R(k, hr)$	คือ	อัตราส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานของพื้นที่ $k$ ในชั่วโมงที่ $hr$

$L(hr)$  คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของทั้งประเทศตามที่พยากรณ์ได้ ณ ชั่วโมงที่  $hr$

### 2.5.2 แบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในราย 15 นาที จึงประมาณค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลรายชั่วโมง โดยความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า มีการกระจายตัวแบบปกติ และสามารถอธิบายได้ด้วยสมการที่ (2.27)

$$P_j = P_j^{forecast} + Z \times \sigma_{P_j} \quad (2.27)$$

โดยที่  $Z$  คือ ตัวแปรสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติ ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง (-3,3)

$P_j$  คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลา  $j$

$\sigma_{P_j}$  คือ การกระจายตัวของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลา  $j$  จากการพยากรณ์

## 2.6 การประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า

เนื้อหาในส่วนนี้อธิบายถึงทฤษฎีและหลักการพื้นฐานของการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังเกี่ยวข้องกับการคาดการณ์ล่วงหน้าถึงเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า อันเนื่องมาจากการหยุดเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุขัดข้อง ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้อาศัยข้อมูลที่ได้จากการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองต่อไป โดยความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) และความมั่นคงของระบบ (System security) ดังรูปที่ 2.9

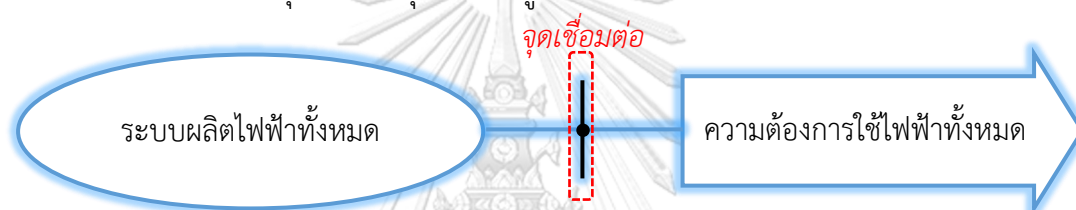


รูปที่ 2.9 ประเภทของความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเพียงพอของระบบ (System Adequacy) คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงการหยุดซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าอย่างเหมาะสมและอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบไฟฟ้าสามารถทำงานอยู่ในพิกัด ซึ่งในการวิเคราะห์ความเพียงพอของระบบจะพิจารณาระบบไฟฟ้าในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เท่านั้น

ความมั่นคงของระบบ (System Security) คือ ความสามารถในการทนต่อการเปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดของระบบไฟฟ้าที่อาจจะเกิดขึ้นได้ เช่น การหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่ เป็นต้น ซึ่งในการวิเคราะห์ความมั่นคงของระบบจะพิจารณาระบบไฟฟ้าในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

ระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไปแล้วสามารถแบ่งได้เป็นสามส่วนที่สำคัญ ตามลักษณะหน้าที่การทำงาน คือ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าในระยะยาว โดยพิจารณาจากลักษณะการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทรวมกันกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่นั้นๆ ผ่านแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่สนใจด้วย แต่สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดภายในพื้นที่ถูกมองว่าต่อเชื่อมอยู่กับความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่จุดเชื่อมต่อจุดหนึ่ง ดังรูปที่ 2.10



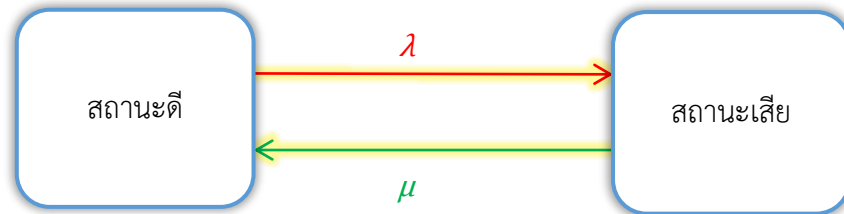
รูปที่ 2.10 แบบจำลองการเชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่

สำหรับขั้นตอนการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า เริ่มต้นจากการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียน ผ่านแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า โดยการพิจารณาร่วมกันกับแบบจำลองสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย ต่อมาคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดของระบบไฟฟ้า ผ่านแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตและแบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า สุดท้ายคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาเฉพาะความสมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ ร่วมกันกับความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่อยู่ติดกันด้วย [35, 36]

### 2.6.1 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า

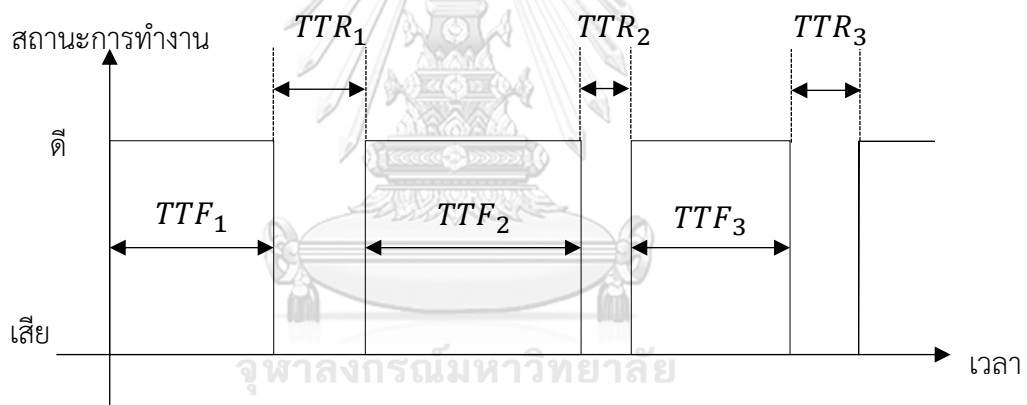
การพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าทั้งเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงการส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่อยู่ติดกันนั้น จำเป็นต้องคำนึงถึงสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าร่วมด้วย โดยแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดถูกสร้างขึ้นจากข้อมูลสถานะการทำงานตลอดอายุการใช้

งานของอุปกรณ์นั้น ตามแบบจำลองของมาร์คอฟแบบ 2 สถานะ (Two - State Markov Model) คือ “สถานะดี” และ “สถานะเสีย” สลับกันไป ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า แบบ 2 สถานะ

เมื่อนำแบบจำลองของมาร์คอฟแบบ 2 สถานะมาพิจารณาลักษณะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้า พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าเริ่มที่การทำงานปกติหรืออยู่ใน “สถานะดี” ก่อนเกิดเหตุขัดข้องของการทำงานหรืออยู่ใน “สถานะเสีย” หลังจากเกิดเหตุขัดข้องแล้วจะมีการซ่อมบำรุงจนกระทั่งกลับมาใช้งานใหม่หรืออยู่ใน “สถานะดี” อีกครั้ง โดยที่คาบเวลาการทำงาน of เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าในแต่ละสถานะมีค่าไม่คงนี้ ดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 แบบจำลองลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระยะยาว

โดยที่  $TTF_i$  คือ ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะดี” ครั้งที่  $i$   
 $TTR_i$  คือ ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะเสีย” ครั้งที่  $i$

โดยสามารถคำนวณค่าของ  $TTF_i$  และ  $TTR_i$  ได้ด้วยการใช้กระบวนการสุ่มแบบ Monte Carlo Simulation ดังสมการที่ (2.28) และ (2.29)

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \times \ln(1 - U) \quad (2.28)$$

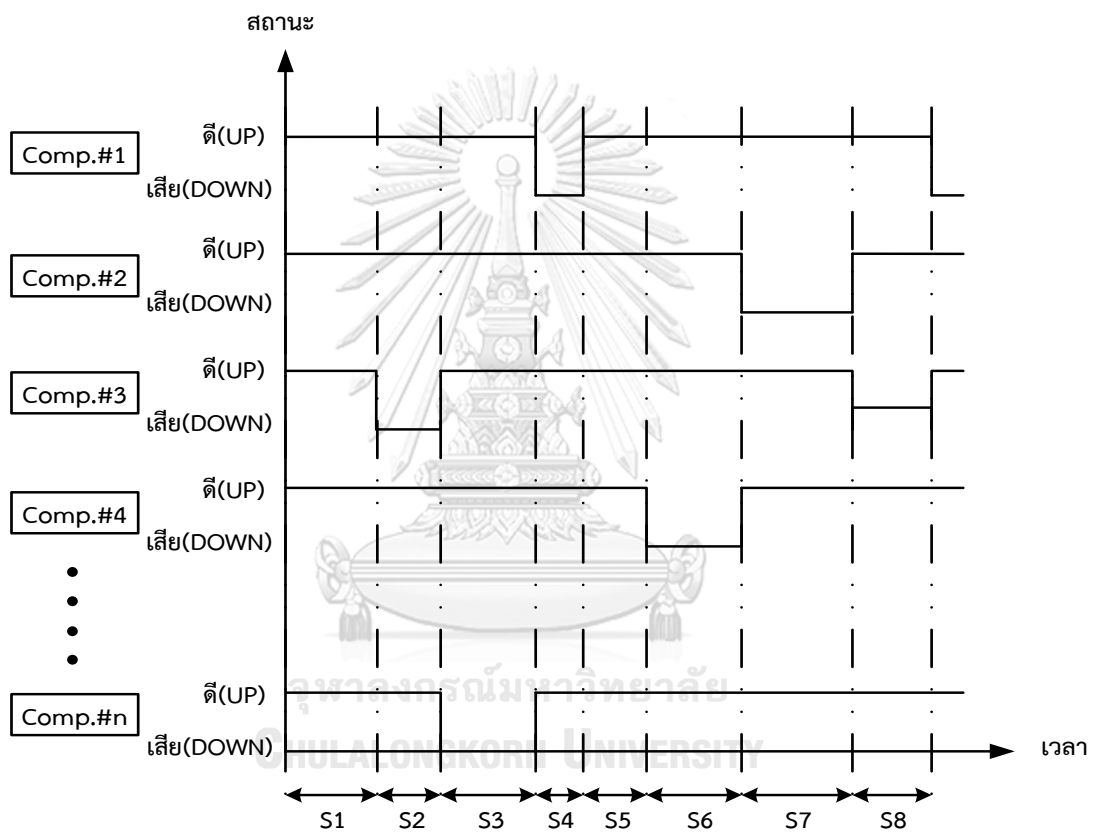
$$TTR = r + [Z \times (0.1r)]; \quad r = \frac{1}{\mu} \quad (2.29)$$

โดยที่  $U$  คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)

$Z$  คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution)

- $\lambda$  คือ อัตราความขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งไฟฟ้า (ครั้ง/ปี)  
 $\mu$  คือ อัตราการซ่อมแซมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งไฟฟ้า (ครั้ง/ปี)

เมื่อนำกระบวนการสุ่มสถานะการทำงานแบบ Monte Carlo Simulation มาประยุกต์ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่สนใจพิจารณาในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า ในช่วงระยะเวลาที่สนใจ พิจารณาถึงความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า ( $S_n$ ) สามารถสร้างแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ ได้ดังตัวอย่างในรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ บนช่วงเวลาที่สนใจ

หลังจากสร้างแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาที่สนใจได้แล้ว จึงนำแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงฟอสซิลในหัวข้อที่ 2.2 - 2.4 และกำลังไฟฟ้าที่ต้องการส่งผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่อยู่ติดกันมาพิจารณาร่วมด้วย เพื่อคำนวณรูปแบบ กำลังผลิต และปริมาณพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดภายในพื้นที่ ตลอดช่วงระยะเวลาที่สนใจ โดยคำนึงถึงแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาเดียวกันด้วย เพื่อที่จะสามารถประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าที่สนใจได้

### 2.6.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

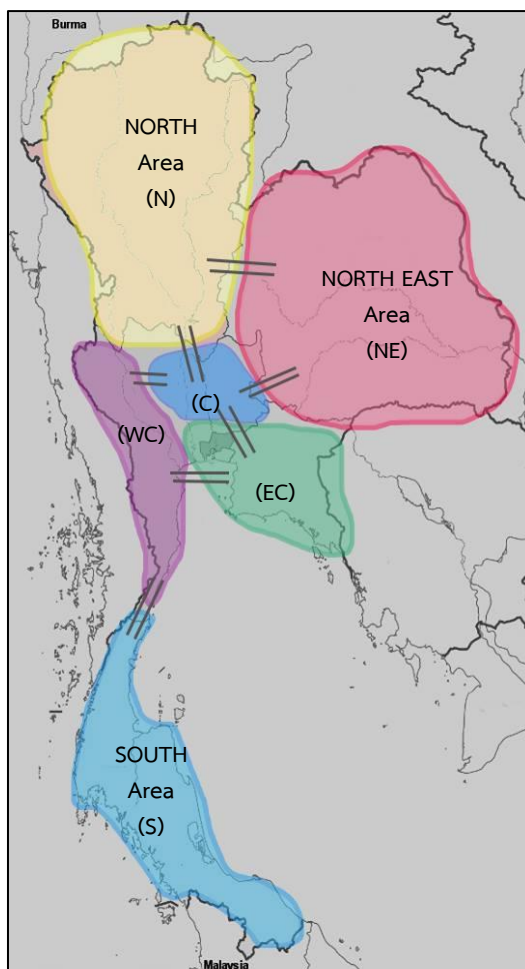
สำหรับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าคือ สิ่งที่บ่งบอกถึงความมั่นคงและความเพียงพอของระบบไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตัวเดียวกัน แต่แตกต่างกันออกไปสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งต้องคำนึงถึงจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมด้วย สำหรับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE) และ Expected Energy Not Supplied (EENS) เป็นต้น และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่นิยมใช้กันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) และ System Average Interruption Duration Index (SAIDI) สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า โดยคำนึงถึงความสมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ เมื่อพิจารณาถึงการส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่ (Tie-line) ที่อยู่ติดกันด้วย และเพื่อแสดงให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ขาดหายไปต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้งได้ จึงเลือกวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้ ดังต่อไปนี้ [37]

- ❖ Expected Energy Not Supplied (EENS)
- ❖ Expected Power Not Supplied (EPNS)
- ❖ Loss of Load Frequency (LOLF)
- ❖ Loss of Load Probability (LOLP)
- ❖ Loss of Load Expectation (LOLE)
- ❖ Loss of Load Duration (LOLD)

## 2.7 แนวคิดในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

เนื่องจากแนวทางของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ต้องการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในแต่ละพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ซึ่งในการแบ่งเขตพื้นที่ย่อยนั้นไม่มีรูปแบบที่แน่นอนชัดเจน แต่เพื่อให้สอดคล้องกับกำลังผลิตและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ จึงได้แบ่งพื้นที่ของประเทศไทยออกตามภูมิภาคเป็น 6 ภูมิภาค อันได้แก่ พื้นที่ภาคเหนือ(N) พื้นที่ภาคใต้(S) พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ(NE) พื้นที่ภาคกลาง(C) พื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออกเฉียง(EC) และพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก(WC) แสดงได้ดังรูปที่ 2.14





รูปที่ 2.14 การแบ่งพื้นที่ของประเทศไทยออกเป็น 6 ภูมิภาค

จากรูปที่ 2.14 พบว่าเมื่อแบ่งพื้นที่ของประเทศไทยออกเป็น 6 ภูมิภาคแล้ว จำเป็นต้องมีสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกันระหว่างพื้นที่หรือภูมิภาค (Tie-Line) ที่อยู่ติดกัน สำหรับในกรณีที่บางช่วงเวลามีพื้นที่ที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้า อันเนื่องมาจากการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ เป็นต้น ซึ่งทำให้ระบบไฟฟ้าในพื้นที่นั้นเสถียรภาพทางไฟฟ้ากำลังไป แต่หากพื้นที่ดังกล่าวสามารถรับกำลังผลิตไฟฟ้าจากพื้นที่ข้างเคียงที่มีกำลังผลิตเกินกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ย่อมส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทั้งสองพื้นที่ยังคงรักษาเสถียรภาพทางไฟฟ้ากำลังไว้ได้ และเนื่องจากสายส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่แต่ละเส้นนั้นมีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าที่สามารถส่งหรือรับได้อยู่ค่าหนึ่ง จึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาและคำนวณปริมาณการส่งหรือรับกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกันอย่างละเอียดถี่ถ้วน เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการใช้งานสายส่งไฟฟ้าเกินพิกัดและรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวมทั้งประเทศไว้ได้

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาถึงความเพียงพอหรือสมดุระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลักสำคัญ จึงได้เลือกวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านการคำนวณปริมาณส่วนเกินของกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ ณ เวลานั้น เทียบกับปริมาณความสามารถในการรับหรือส่งไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าแต่ละวงจรที่เชื่อมต่อกันระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกัน แล้วเลือกปริมาณที่มีค่าต่ำที่สุดในการกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าที่สามารถส่งไปช่วยเหลือระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ที่อยู่ติดกันได้ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ กำหนดปริมาณการส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันจากค่าที่ต่ำที่สุดระหว่างพิกัดของสายส่งไฟฟ้ารวมทุกวงจรกับกำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ของพื้นที่ใกล้เคียง ณ เวลานั้น เมื่อพิจารณาถึงสถานะการทำงานของสายส่งไฟฟ้างกล่าวร่วมด้วย ดังสมการที่ (2.30)

$$P_{ij} = \min \left\{ \text{Balance}(P_i), \sum_{k=1}^{N_{\text{circuit},ij}} \text{Tie - Line Capacity}_{ij}^k \right\} \quad (2.30)$$

โดยที่  $P_{ij}$  คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านระหว่างพื้นที่  $i$  ไปยังพื้นที่  $j$   
 $\text{Balance}(P_i)$  คือ ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่เหลืออยู่ในพื้นที่  $i$   
 $\text{Tie - Line Capacity}_{ij}^k$  คือ พิกัดการของสายส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่  $i$  กับ  $j$  ในวงจรที่  $k$   
 $N_{\text{circuit},ij}$  คือ จำนวนวงจรไฟฟ้าทั้งหมดของสายส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่  $i$  กับ  $j$

สุดท้ายเมื่อสามารถคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งระหว่างพื้นที่ได้แล้ว ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำค่าที่ได้ดังกล่าวมาใช้ประกอบการพิจารณาความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ ผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ โดยปริมาณกำลังผลิตที่มีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของบางพื้นที่จะถูกมองว่าเป็นระบบพลังงานสำรองให้กับพื้นที่ที่อยู่ติดกัน ณ เวลาเดียวกันนั้น

## 2.8 ทฤษฎีและความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับแบตเตอรี่และอุปกรณ์แปลงพลังงาน

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์ใช้แบตเตอรี่เข้ามาเป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งแบตเตอรี่คือ อุปกรณ์กักเก็บพลังงานในรูปแบบของพลังงานเคมี โดยอาศัยหลักการทางไฟฟ้าเคมีหรือปฏิกิริยารีดอกซ์ (Redox reaction) ได้แก่ ปฏิกิริยาการจ่ายอิเล็กตรอน (Oxidation reaction) และปฏิกิริยาการรับอิเล็กตรอน (Reduction reaction) ในกระบวนการแปลงพลังงานผ่านเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Electrochemical cell) และสารละลายอิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte solution)

### 2.8.1 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่

ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่เป็นองค์ประกอบสำคัญที่แสดงให้เห็นถึงแนวทางการนำไปใช้งานอย่างถูกต้อง เหมาะสม และให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด รวมถึงการบำรุงรักษาอย่างถูกวิธี ซึ่งทั้งหมดนี้

ส่งผลต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่โดยตรง สำหรับลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้ [38-40]

### 1) แรงดันที่ขั้วไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (Terminal Battery Voltage)

แรงดันที่ขั้วไฟฟ้าของแบตเตอรี่ คือ ความต่างศักย์ระหว่างขั้วไฟฟ้าทั้งสองของแบตเตอรี่เมื่อต่ออยู่กับโหลด โดยมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามจำนวนเซลล์ไฟฟ้าเคมีในแบตเตอรี่ รูปแบบการต่อกันของเซลล์ดังกล่าว ค่าสถานะของประจุ (SOC) และกระแสไฟฟ้าที่ใช้ในการอัดหรือคายประจุขณะนั้น

### 2) ความจุทางไฟฟ้าและพลังงานสะสม (Capacity and Energy capacity)

ความจุของแบตเตอรี่ คือ ค่าที่แสดงให้เห็นถึงปริมาณประจุไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้ของแบตเตอรี่ โดยทั่วไปแล้วมีหน่วยคือ แอมแปร์-ชั่วโมง (Ah) และในส่วนของพลังงานสะสมของแบตเตอรี่ คือ ค่าที่แสดงให้เห็นถึงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้ของแบตเตอรี่ ซึ่งมีหน่วย คือ วัตต์-ชั่วโมง (Wh) ซึ่งมีค่าไม่คงที่ขึ้นอยู่กับแรงดันที่ขั้วไฟฟ้าและปริมาณประจุของแบตเตอรี่

### 3) สถานะของประจุไฟฟ้า (State of charge; SOC)

สถานะของประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ คือ ค่าที่แสดงให้เห็นถึงปริมาณความจุไฟฟ้าที่คงเหลืออยู่ในแบตเตอรี่ มักแสดงค่าเป็นร้อยละของความจุทางไฟฟ้าสูงสุดของแบตเตอรี่

### 4) ความลึกของการปล่อยประจุไฟฟ้า (Depth of discharge; DOD)

ความลึกของการปล่อยประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ คือ ค่าที่แสดงให้เห็นถึงปริมาณความจุไฟฟ้าที่ถูกคายออกมา มักแสดงเป็นค่าร้อยละของความจุทางไฟฟ้าสูงสุดของแบตเตอรี่

### 5) พลังงานจำเพาะและความหนาแน่นพลังงาน (Specific Energy and Energy Density)

พลังงานจำเพาะของแบตเตอรี่ คือ พลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่สามารถจ่ายออกมาหรือเก็บสะสมได้ต่อมวลของแบตเตอรี่ มีหน่วยคือ วัตต์-ชั่วโมงต่อกิโลกรัม (Wh/kg) และความหนาแน่นพลังงาน คือ พลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่สามารถจ่ายออกมาหรือเก็บสะสมได้ต่อปริมาตรของแบตเตอรี่ ซึ่งมีหน่วยคือ วัตต์-ชั่วโมงต่อลิตร (Wh/L)

### 6) กำลังจำเพาะและความหนาแน่นกำลัง (Specific Power and Power Density)

กำลังจำเพาะของแบตเตอรี่ คือ กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่สามารถจ่ายออกมาหรือเก็บสะสมได้ต่อมวลของแบตเตอรี่ มีหน่วยคือ วัตต์ต่อกิโลกรัม (W/kg) และความหนาแน่นกำลัง คือ กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่สามารถจ่ายออกมาหรือเก็บสะสมได้ต่อปริมาตรของแบตเตอรี่ มีหน่วยคือ วัตต์ต่อลิตร (W/L)

### 7) ประสิทธิภาพการทำงาน (Efficiency)

สำหรับประสิทธิภาพการทำงานของแบตเตอรี่นั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ประสิทธิภาพแอมแปร์-ชั่วโมง คือ อัตราส่วนระหว่างปริมาณประจุไฟฟ้าที่ถูกจ่ายออกไปของแบตเตอรี่ในช่วงของการคายประจุ เทียบกับปริมาณประจุไฟฟ้าที่ต้องการเพื่อให้แบตเตอรี่กลับสู่สถานะเดิมก่อนการจ่ายประจุดังกล่าว และ ประสิทธิภาพพลังงาน คือ อัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่

ถูกจ่ายออกไปของแบตเตอรี่ในช่วงของการจ่ายพลังงาน เทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการ เพื่อให้แบตเตอรี่กลับสู่สถานะเดิมก่อนการจ่ายพลังงาน โดยประสิทธิภาพพลังงานมักมีค่าลดลง ในกรณีที่แบตเตอรี่มีการอัดหรือคายประจุอย่างรวดเร็ว

### 8) อัตราการปล่อยประจุ (C-rates)

อัตราการปล่อยประจุ คือ อัตราส่วนระหว่างกระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาของแบตเตอรี่ในช่วงของการคายประจุ เทียบกับความจุทางไฟฟ้าสูงสุดของแบตเตอรี่ ยกตัวอย่างเช่น อัตราการปล่อยประจุ 1C หมายถึง แบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ค่าพิกัดความจุทางไฟฟ้า ได้เป็นระยะเวลา 1 ชั่วโมง จนกระทั่งประจุไฟฟ้าหมด ส่วนอัตราการปล่อยประจุ 0.5C หมายถึง แบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ค่าครึ่งหนึ่งของพิกัดความจุทางไฟฟ้า ได้เป็นระยะเวลา 2 ชั่วโมง จนกระทั่งประจุไฟฟ้าหมด และอัตราการปล่อยประจุ 2C หมายถึง แบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ค่าสองเท่าของพิกัดความจุทางไฟฟ้า ได้เป็นระยะเวลา 0.5 ชั่วโมง จนกระทั่งประจุไฟฟ้าหมด ซึ่งความหมายของ C-rates สามารถประยุกต์ใช้ใน ช่วงของการอัดประจุหรือกักเก็บพลังงานได้เช่นกัน

#### 2.8.2 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium-ion batteries)

แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน คือ แบตเตอรี่ที่วิวัฒนาการขั้นตอนนี้เลือกใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงมาก อีกทั้งมีความหนาแน่นของกำลังและพลังงานสูงด้วยเช่นกัน นอกจากนี้ยังมีการตอบสนองที่รวดเร็ว มีอายุการใช้งานและจำนวนรอบการทำงานที่ยาวนาน แต่ด้วยราคาที่ยังค่อนข้างสูงทำให้ไม่เป็นที่นิยมนำมาใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ รวมทั้งจำเป็นต้องมีระบบควบคุมและบำรุงรักษาที่ดี เนื่องจากส่งผลโดยตรงต่ออายุการใช้งานหากมีการปล่อยพลังงานในระดับลึกเกินไป

แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน มีขั้วบวกเป็นโลหะที่มีส่วนประกอบของลิเทียมออกไซด์ (Lithiated Metal Oxide) และขั้วลบเป็นแผ่นแกรไฟท์ซ้อนกันอยู่เป็นชั้น (Layered Graphitic Carbon) โดยสารละลายอิเล็กโทรไลต์ที่นิยมใช้ คือ เกลือของลิเทียมละลายในสารอินทรีย์คาร์บอนेट สำหรับหลักการทำงานของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน คือ ในช่วงของการกักเก็บพลังงาน ลิเทียมอะตอมที่ขั้วไฟฟ้าบวกจะกลายเป็นลิเทียมไอออนเพื่อเคลื่อนตัวผ่านสารละลายอิเล็กโทรไลต์ไปยังขั้วไฟฟาลบ แล้วรวมตัวกับอิเล็กตรอนซึ่งเคลื่อนที่โดยวงจรภายนอก ส่งผลให้ขั้วลบหรือแกรไฟท์มีอะตอมของลิเทียมเกาะอยู่ระหว่างชั้น และในช่วงของการจ่ายพลังงาน ปฏิกิริยาจะเกิดในทิศทางตรงกันข้าม [41]

#### 2.8.3 ความรู้พื้นฐานของอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Converter)

อุปกรณ์แปลงพลังงานไฟฟ้า คือ อุปกรณ์ที่ใช้ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) หรือในทางกลับกันคือ การแปลงไฟฟ้ากระแสสลับเป็นไฟฟ้ากระแสตรง (Converter) ได้ด้วยเช่นกัน เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสตรง จึง

ต้องมีอุปกรณ์แปลงพลังงานชนิดที่สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าแบบสองทิศทาง (Bidirectional Inverter) ต่ออยู่ระหว่างแบตเตอรี่กับระบบผลิตไฟฟ้าหลักด้วย ซึ่งอุปกรณ์ดังกล่าวนี้สามารถทำงานได้ 2 สถานะ คือ สถานะเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ในช่วงการจ่ายพลังงาน และสถานะเครื่องประจุกระแสไฟฟ้า (Converter) ในช่วงการกักเก็บพลังงาน [42, 43]



### บทที่ 3

## แนวทางการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า

เนื่องจากในอนาคตมีแนวโน้มการผสมผสานเข้ามาของพลังงานหมุนเวียนในระบบผลิตไฟฟ้ามากขึ้น และการหลุดออกจากระบบอย่างไม่สามารถคาดการณ์ได้ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่ ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนและไม่มั่นคง อีกทั้งเกิดความยุ่งยากและซับซ้อนในการสำรองไฟฟ้าอีกด้วย แนวคิดในการนำแบตเตอรี่เข้ามาใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าจึงเป็นเรื่องที่เหมาะสมสำหรับการแก้ไขปัญหาดังกล่าว ดังนั้น เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนและสามารถใช้งานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ จึงจำเป็นต้องมีการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานดังกล่าวด้วย

เนื้อหาในบทนี้จึงอธิบายถึง หลักการและดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าที่นำมาประยุกต์ใช้ในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม และแนวคิดในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าที่สนใจพิจารณา เมื่อคำนึงถึงการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันด้วย

### 3.1 หลักการและดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้สำหรับกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีการกำหนดขนาดแบตเตอรี่เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาจากการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ผ่านการจำลองเหตุการณ์การทำงานของระบบไฟฟ้าทดสอบแบบ Monte Carlo Simulation ในช่วงระยะเวลาที่ต้องการ เป็นจำนวนหลายเหตุการณ์ ยกตัวอย่างเช่น จำลองเหตุการณ์การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นระยะเวลา 20 ปี (อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกฉบับปี 2015) เป็นจำนวน 100 เหตุการณ์ เป็นต้น แล้วนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแต่ละเหตุการณ์มาวิเคราะห์ถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ขาดหายไปโดยเฉลี่ยในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้ง เพื่อกำหนดขนาดพิกัดพลังงานของแบตเตอรี่ที่เหมาะสมต่อไป

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมด 6 ดัชนี ได้แก่ Expected Energy Not Supplied (EENS), Expected Power Not Supplied (EPNS), Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE), Loss of Load Frequency (LOLF) และ Loss of Load Duration (LOLD) โดยที่ทำการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมดเป็นรายปี ตลอดระยะเวลา 20 ปี เป็นจำนวน 100 เหตุการณ์จำลอง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตาม

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) และสำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-Reliability Test System (1996) ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ในสัดส่วนปริมาณกำลังผลิตที่แตกต่างกันต่อกัน จะทำการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมดเป็นรายปี ตลอดระยะเวลา 1 ปี เป็นจำนวน 2,000 เหตุการณ์จำลอง [44-50]

Expected Energy Not Supplied (EENS) และ Expected Power Not Supplied (EPNS) คือ ดัชนีความเชื่อถือได้ที่ถูกคำนวณเมื่อระบบไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าหรือเท่ากับกำลังการผลิตไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปริมาณการส่งกำลังไฟฟ้าเข้าช่วยเหลือผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันแล้ว หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ EENS และ EPNS มีค่าก็ต่อเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยค่าดัชนีทั้งสองชี้ให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในหน่วย MWh และ MW ที่คาดว่าจะไม่ได้รับพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้า ตลอดช่วงระยะเวลาที่สนใจ โดยสามารถคำนวณดัชนี EENS และดัชนี EPNS ได้จากสมการที่ (3.1) และ (3.2) ตามลำดับ

$$EENS = \sum_{k=1}^{N_{Down}} (P_{Curtailed}^k \times t_d^k) \quad (3.1)$$

$$EPNS = \sum_{k=1}^{N_{Down}} P_{Curtailed}^k \quad (3.2)$$

โดยที่	$EENS$	คือ	ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะสูญเสียไป (MWh/year)
	$EPNS$	คือ	ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าที่คาดว่าจะสูญเสียไป (MW/year)
	$N_{Down}$	คือ	จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งหมดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า (ครั้ง)
	$P_{Curtailed}^k$	คือ	ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ขาดหายไปเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ ครั้งที่ $k$ (MW)
	$t_d^k$	คือ	ระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ครั้งที่ $k$ (ชั่วโมง)

สำหรับดัชนี Loss of Load Probability (LOLP) และ Loss of Load Expectation (LOLE) คือ ดัชนีความเชื่อถือได้ที่ถูกคำนวณเมื่อระบบไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าหรือเท่ากับกำลังการผลิตไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปริมาณการส่งกำลังไฟฟ้าเข้าช่วยเหลือผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันแล้ว หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ LOLP และ LOLE มีค่าก็ต่อเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยชี้ให้เห็นถึงโอกาสหรือความน่าจะเป็นในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณดัชนี LOLP และดัชนี LOLE ได้จากสมการที่ (3.3) และ (3.4) ตามลำดับ

$$LOLP = \sum_{k=1}^{N_{Down}} \left( \frac{t_d^k}{T} \right) \quad (3.3)$$

$$LOLE = LOLP \times (\text{Day or Hour per year}) \quad (3.4)$$

โดยที่	$LOLP$	คือ	โอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
	$LOLE$	คือ	ระยะเวลาที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (วัน/ปี หรือ ชั่วโมง/ปี)
	$N_{Down}$	คือ	จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งหมดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า (ครั้ง)
	$t_d^k$	คือ	ระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ครั้งที่ $k$ (ปี)
	$T$	คือ	ระยะเวลาทั้งหมดที่สนใจพิจารณา (ปี)

และดัชนีสองตัวสุดท้ายที่สนใจพิจารณา คือ Loss of Load Frequency (LOLF) และ Loss of Load Duration (LOLD) ซึ่งเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ที่ถูกคำนวณเมื่อระบบไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าหรือเท่ากับกำลังการผลิตไฟฟ้า เมื่อพิจารณาปริมาณการส่งกำลังไฟฟ้าเข้าช่วยเหลือผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันแล้ว หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ LOLF และ LOLD มีค่าก็ต่อเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยชี้ให้เห็นถึงความถี่และระยะเวลาเฉลี่ยในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งค่าดัชนี LOLF และ LOLD สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.5) และ (3.6) ตามลำดับ

$$LOLF = \frac{N_{Down}}{T} \quad (3.5)$$

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (3.6)$$

โดยที่	$LOLF$	คือ	ความถี่ในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ปี)
	$LOLD$	คือ	ระยะเวลาในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้ง (วัน/ครั้ง หรือ ชั่วโมง/ครั้ง)
	$N_{Down}$	คือ	จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งหมดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า (ครั้ง)
	$T$	คือ	ระยะเวลาทั้งหมดที่สนใจพิจารณา (ปี)

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 6 ดัชนีเหล่านี้ สามารถสะท้อนให้เห็นถึงความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นกับระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตอยู่อย่างจำกัดค่าหนึ่ง อีกทั้งการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่ที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้และลักษณะการผลิตไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รวมถึงการหลุดออกจากระบบของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันด้วย ดังนั้น หากต้องการนำแบบเตอรีเข้ามาใช้สำรองไฟฟ้าเพื่อรองรับการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้งโดยส่วนใหญ่ในระบบผลิตไฟฟ้าให้ได้อย่างเหมาะสม จึงควรนำดัชนีทั้ง 6 ค่า มาประยุกต์ใช้ในการกำหนดขนาดแบบเตอรีด้วยเช่นกัน



สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เลือกใช้แบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide; LiNiMnCoO<sub>2</sub> or NMC) มาเป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า เนื่องจากมีค่าความต้านทานภายในต่ำทำให้มีประสิทธิภาพสูงเมื่อเทียบกับแบตเตอรี่ชนิดอื่น รวมถึงมีค่ากำลังหรือพลังงานจำเพาะอย่างใดอย่างหนึ่งสูง อีกทั้งความหนาแน่นกำลังและพลังงานสูงด้วยเช่นกัน จึงส่งผลให้ชุดแบตเตอรี่ดังกล่าวมีขนาดเล็กและเคลื่อนย้ายได้ง่าย นอกจากนี้ ยังมีอายุการใช้งานที่ยาวนานและรอบการทำงานที่มีจำนวนมากอีกด้วย โดยลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ชนิดนี้สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.1 อย่างไรก็ตาม ด้วยราคาที่สูงและความต้องการระบบควบคุมที่ดี จึงไม่เป็นที่นิยมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ในปัจจุบัน [51, 52]

ตารางที่ 3.1 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์

ลักษณะเฉพาะ	แบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide; LiNiMnCoO <sub>2</sub> or NMC)
Voltage	3.7 V nominal (2.7-4.2 V/cell)
Energy Density	735 Wh/L
Specific Energy	256 Wh/kg
Specific Power	512 W/kg
Cycle Life	1,900 @ 80% DoD
Calendar Life	8 years
Efficiency	98% @ 2-hr. rate (2C)

### 3.2 แนวคิดในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม

ในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ต้องการให้แบตเตอรี่สามารถจ่ายกำลังและพลังงานอย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้งโดยส่วนใหญ่ในการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดได้ จึงประยุกต์ใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละค่ามาคำนวณปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละครั้ง เพื่อกำหนดขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ให้สามารถรองรับกับเหตุการณ์ความไม่แน่นอนและไม่มั่นคงแต่ละเหตุการณ์ตามที่ต้องการได้ กล่าวอีกนัยหนึ่งคือ แบตเตอรี่สามารถจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้เกิดความสมดุลระหว่างกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ตลอดระยะเวลาที่สนใจ โดยที่พิจารณาถึงการส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันร่วมด้วย

#### 3.2.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับ

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต้องการใช้แบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยส่วนใหญ่ในแต่ละเหตุการณ์ให้ได้ จึงต้องนำดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าในรายปี

ตลอดการจำลองเหตุการณ์มาประยุกต์ใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเป็นค่าเฉลี่ยในรายเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับต่อไป ดังนั้น ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ชี้ให้เห็นถึงปริมาณกำลังและพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ คือ Average Energy Interruption (AEI) และ Average Power Interruption (API) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยสมการที่ (3.7) และ (3.8) ตามลำดับ

$$AEI = \frac{EENS}{LOLF} \quad (3.7)$$

$$API = \frac{EPNS}{LOLF} \quad (3.8)$$

โดยที่	<i>AEI</i>	คือ	ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (MWh/Occ.)
	<i>API</i>	คือ	ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าในช่วงเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (MW/Occ.)
	<i>EENS</i>	คือ	ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะสูญเสียไป (MWh/year)
	<i>EPNS</i>	คือ	ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าที่คาดว่าจะสูญเสียไป (MW/year)
	<i>LOLF</i>	คือ	ความถี่ในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ปี)

เมื่อกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 ดัชนีที่สามารถสะท้อนให้เห็นถึงปริมาณความต้องการกำลังและพลังงานไฟฟ้าในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้แล้ว ในขั้นตอนต่อไปให้นำไปประยุกต์ใช้คำนวณในการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดที่อาจเกิดขึ้นกับระบบผลิตไฟฟ้าเป็นจำนวน 100 เหตุการณ์จำลอง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) และจำนวน 2,000 เหตุการณ์จำลอง สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-Reliability Test System (1996) เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ในสัดส่วนปริมาณกำลังผลิตที่แตกต่างกันต่ออยู่ และสุดท้ายนำค่าที่เปอร์เซ็นต์ไทม์ที่ 95 ของดัชนีทั้งสองในเหตุการณ์จำลองทั้งหมด สำหรับแต่ละระบบผลิตไฟฟ้ามาใช้ในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ต่อไป

### 3.2.1 การกำหนดขนาดของแบตเตอรี่

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าจากการประยุกต์ใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เพื่อให้สามารถรองรับกับเหตุการณ์ดังกล่าวได้ ซึ่งในที่นี้เลือกใช้ดัชนีที่มีค่าสูงที่สุดระหว่าง Average Energy Interruption (AEI) และ Average Power Interruption (API) ในการกำหนดพิกัดกำลังและพลังงานของแบตเตอรี่อย่างเหมาะสม หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือใช้ปริมาณที่สูงที่สุดระหว่างความต้องการกำลังกับพลังงานไฟฟ้าในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นเงื่อนไขในการกำหนดพิกัดกำลังและพลังงานของแบตเตอรี่นั่นเอง

ในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ด้วยวิธีนี้ ให้นำค่าที่เปอร์เซ็นต์ที่ 95 ของดัชนี Average Energy Interruption (AEI) และ Average Power Interruption (API) จากการจำลองเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นกับระบบผลิตไฟฟ้าที่สนใจทั้งหมด มาพิจารณาร่วมกันกับอัตราการคายประจุไฟฟ้าเทียบกับความจุทางไฟฟ้าสูงสุด (C-rate) ประสิทธิภาพในการคายพลังงานและความลึกสูงสุดในการคายประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ ในตารางที่ 3.1 เพื่อกำหนดขนาดของแบตเตอรี่จากพิกัดกำลังไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (3.9) และ (3.10) ตามลำดับ แล้วจึงเลือกค่าขนาดแบตเตอรี่ที่สูงที่สุดระหว่างการคำนวณผ่าน 2 เงื่อนไขของดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งสองค่านี้ มาใช้ในการกำหนดเป็นพิกัดกำลังและพลังงานของแบตเตอรี่ที่เหมาะสม ดังสมการที่ (3.11) เพื่อให้แบตเตอรี่ที่ได้สามารถรองรับการจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยส่วนใหญ่ในระบบไฟฟ้าได้

$$E_{Batt,1} = \frac{1}{\eta_{Discharge} \times DoD} \times \left( \frac{API}{C_{rate}} \right) \quad (3.9)$$

$$E_{Batt,2} = \frac{1}{\eta_{Discharge} \times DoD} \times AEI \quad (3.10)$$

$$E_{Batt App} = \text{Max}\{E_{Batt,1} \text{ or } E_{Batt,2}\} \quad (3.11)$$

โดยที่	$E_{Batt,1}$	คือ	ขนาดแบตเตอรี่ที่ถูกกำหนดจากเงื่อนไขทางด้านกำลังไฟฟ้า (MWh)
	$E_{Batt,2}$	คือ	ขนาดแบตเตอรี่ที่ถูกกำหนดจากเงื่อนไขทางด้านพลังงานไฟฟ้า (MWh)
	$E_{Batt App}$	คือ	ขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เมื่อพิจารณาร่วมกันระหว่างเงื่อนไขทางด้านกำลังไฟฟ้ากับพลังงานไฟฟ้า (MWh)
	$AEI$	คือ	ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (MWh/Occ.)
	$API$	คือ	ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าในช่วงเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (MW/Occ.)
	$\eta_{Discharge}$	คือ	ประสิทธิภาพในการคายประจุของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (%)
	$DoD$	คือ	ความลึกสูงสุดในการคายประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (%)
	$C_{rate}$	คือ	อัตราการคายประจุไฟฟ้าเทียบกับความจุทางไฟฟ้าสูงสุดของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (C หรือ 1/hour)

เนื่องจากระบบไฟฟ้าของแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสตรง แต่ระบบไฟฟ้าหลักเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ในการจ่ายกำลังหรือพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักจึงจำเป็นต้องมีการต่อเชื่อมด้วยอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Converter) ก่อน ซึ่งก่อให้เกิดกำลังสูญเสียขึ้น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกพิจารณาเฉพาะในกรณีของการจ่ายกำลังหรือพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบเท่านั้น ซึ่งใช้อุปกรณ์แปลงพลังงานคือ Inverter สำหรับแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ดังนั้น การ

กำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน เมื่อพิจารณา กำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์แปลงพลังงาน อธิบายได้ด้วยสมการที่ (3.12)

$$E_{BESS} = \frac{1}{\eta_{Inverter}} \times E_{Batt App} \quad (3.12)$$

โดยที่  $E_{BESS}$  คือ ขนาดพิกัดพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่สำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์แปลงพลังงาน (MWh)

$\eta_{Inverter}$  คือ ประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงพลังงานชนิด Inverter (%)

$E_{Batt App}$  คือ ขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เมื่อพิจารณาร่วมกันระหว่างเงื่อนไขทางด้าน กำลังไฟฟ้ากับพลังงานไฟฟ้า (MWh)

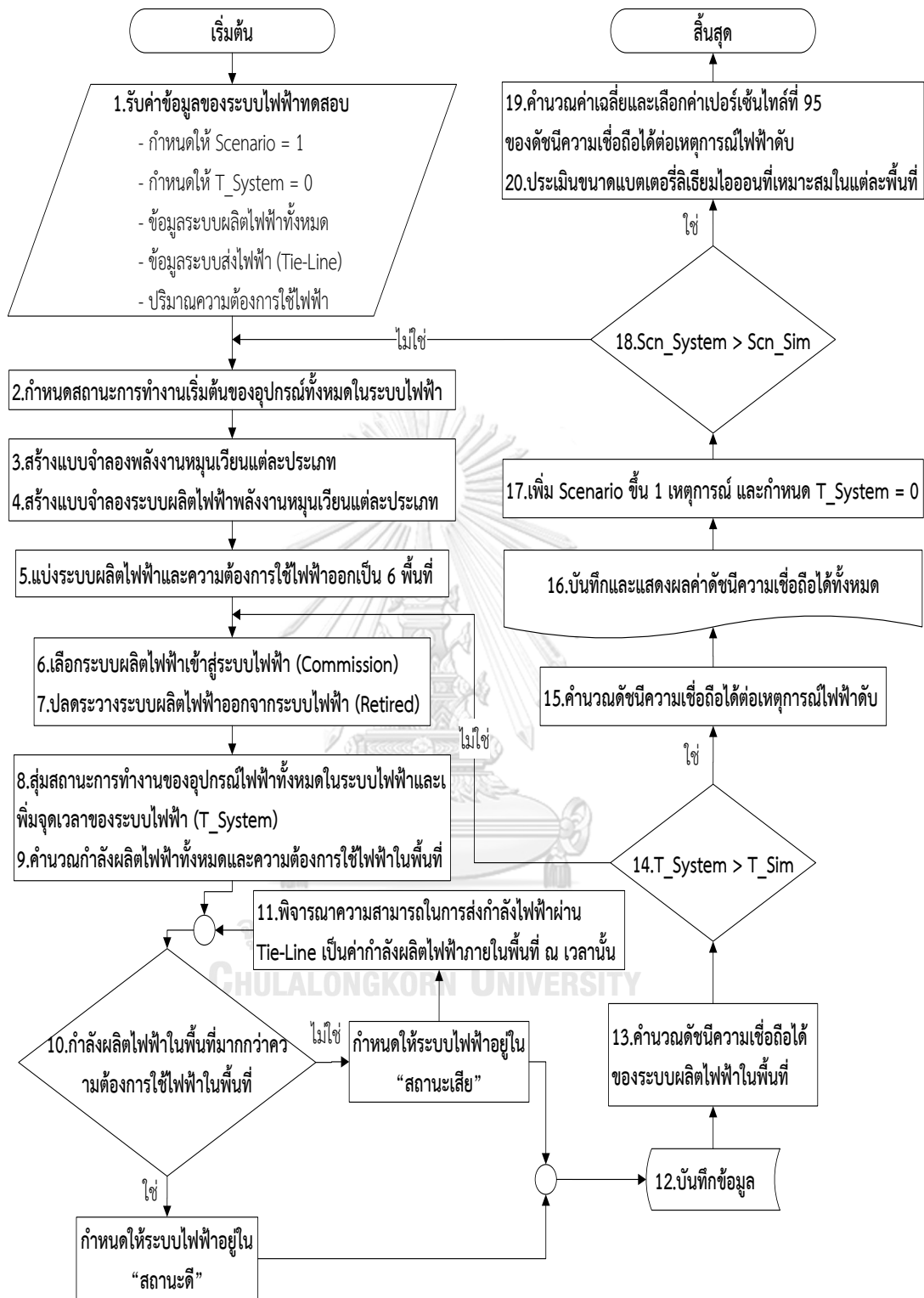
สำหรับขั้นตอนในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบ Monte Carlo Simulation ในระยะเวลาและจำนวนเหตุการณ์ที่ต้องการ ซึ่งมีค่าแตกต่างกันไปในแต่ละระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ และสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.1 กับสรุปขั้นตอนได้ดังต่อไปนี้

- 1) กำหนดตัวแปรเริ่มต้นและรับค่าข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบที่ต้องการพิจารณา
  - ❖ กำหนดเหตุการณ์เริ่มต้น Scenario = 1 (เริ่มต้นที่เหตุการณ์ที่ 1)
  - ❖ กำหนดจุดเวลาเริ่มต้น T\_System = 0 (เริ่มต้นพิจารณาที่ปี ค.ศ.2015)
  - ❖ ข้อมูลสำหรับการจำลองกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
  - ❖ ระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (กำลังผลิตติดตั้ง จุดเวลาในการต่อเข้าและปลดระวางออกจากระบบผลิตไฟฟ้า อัตราการซ่อมแซมและขีดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า)
  - ❖ ระบบส่งไฟฟ้าซึ่งเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกัน (พิกัดการรับและส่ง กำลังไฟฟ้า จำนวนวงจรไฟฟ้าต่อสายส่งไฟฟ้า อัตราการซ่อมแซมและขีดข้องของสายส่งไฟฟ้า)
  - ❖ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลาในการจำลองเหตุการณ์ที่ อาจจะเกิดขึ้นกับระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า
- 2) กำหนดสถานะการทำงานเริ่มต้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าทั้งหมดในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า (เริ่มต้นที่ “สถานะดี”)
- 3) สร้างแบบจำลองพลังงานหมุนเวียน เพื่อประเมินรูปแบบของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท เช่น ความเร็วลม ความเข้มแสงอาทิตย์ และความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ เป็นต้น

- 4) สร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อคำนวณรูปแบบกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ (ราย 15 นาที ในรอบ 1 ปี)
- 5) แบ่งระบบผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดออกเป็น 6 พื้นที่
- 6) เลือกระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงฟอสซิลเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาจากจุดเวลาในการต่อเข้าระบบต้องมีค่าน้อยกว่าจุดเวลาของระบบผลิตไฟฟ้า ณ ขณะนั้น แต่จุดเวลาในการปลดระวางออกจากระบบต้องมีค่ามากกว่าจุดเวลาของระบบผลิตไฟฟ้า ณ เวลาเดียวกันนั้นด้วย
- 7) ปลดระวางระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงฟอสซิลออกจากระบบไฟฟ้า โดยสังเกตจากจุดเวลาในการปลดระวางออกจากระบบต้องมีค่าน้อยกว่าจุดเวลาของระบบผลิตไฟฟ้า ณ เวลานั้น
- 8) สุ่มสถานะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงฟอสซิล รวมถึงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันทั้งหมด โดยใช้แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพิ่มจุดเวลาของระบบผลิตไฟฟ้าไปสู่การเปลี่ยนแปลงสถานะของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบที่สั้นที่สุด
- 9) คำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดภายในพื้นที่ เมื่อพิจารณาสถานะการทำงานร่วมด้วย และคำนวณค่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ ณ เวลานั้น
- 10) ตรวจสอบสถานะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาจากกำลังผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่ที่มีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ ณ เวลานั้น
  - ❖ กำลังผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่ที่มีค่ามากกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ ณ เวลานั้น กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะดี” และข้ามไปบันทึกข้อมูลในขั้นตอนที่ 12
  - ❖ กำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ ณ เวลานั้น กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะเสีย” และพิจารณาเงื่อนไขในขั้นตอนที่ 11 ก่อนบันทึกข้อมูลต่อไปในขั้นตอนที่ 12
- 11) พิจารณาถึงความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกัน โดยคำนึงถึงสถานะการทำงานร่วมด้วย แล้วตรวจสอบสถานะของ

ระบบผลิตไฟฟ้าอีกครั้ง เมื่อพิจารณาว่ากำลังไฟฟ้าที่ส่งเข้ามาจากพื้นที่ที่อยู่ติดกันเป็นค่ากำลังผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่ ณ เวลาเดียวกันนั้นด้วย

- 12) บันทึกข้อมูลสำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไปในขั้นตอนที่ 13
- 13) คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่ตลอดระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์ ได้แก่ Expected Energy Not Supplied (EENS), Expected Power Not Supplied (EPNS), Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE), Loss of Load Frequency (LOLF) และ Loss of Load Duration (LOLD) โดยใช้สมการที่ (3.1) ถึง (3.6)
- 14) ตรวจสอบว่าจุดเวลาของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่ามากกว่าระยะเวลาที่สนใจพิจารณาหรือไม่
  - ❖ ถ้าหาก  $T_{System} \leq T_{Simulation}$  ให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 6 อีกครั้ง
  - ❖ ถ้าหาก  $T_{System} > T_{Simulation}$  ให้ไปยังขั้นตอนที่ 15
- 15) คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับ ตามสมการที่ (3.7) และ (3.8)
- 16) บันทึกและแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมด ของการจำลองเหตุการณ์ในครั้งนั้น
- 17) เพิ่มจำนวนการจำลองเหตุการณ์ขึ้น 1 เหตุการณ์ และกำหนดจุดเวลาเริ่มต้นใหม่อีกครั้ง
- 18) ตรวจสอบว่าจำนวนเหตุการณ์จำลองสถานะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบมากกว่าจำนวนเหตุการณ์ที่ต้องการ
  - ❖ ถ้าหาก  $Scn_{System} \leq Scn_{Simulation}$  ให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 2
  - ❖ ถ้าหาก  $Scn_{System} > Scn_{Simulation}$  ให้ไปยังขั้นตอนที่ 19
- 19) คำนวณค่าเฉลี่ยของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่และค่าที่เปอร์เซ็นต์ที่ 95 ของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละพื้นที่จากเหตุการณ์ในการจำลองสถานะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบทั้งหมด
- 20) ประเมินขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสมในแต่ละพื้นที่ เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงพลังงานร่วมด้วย ตามสมการที่ (3.9) ถึง (3.11)



รูปที่ 3.1 แผนผังขั้นตอนการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า

## บทที่ 4

### การทดสอบและการวิเคราะห์ผล

เนื้อหาในบทนี้อธิบายถึง ระบบไฟฟ้าทดสอบที่เลือกใช้ การตั้งสมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้สำหรับการทดสอบ แล้วนำเสนอผลการทดสอบวิธีการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าทดสอบในแต่ละพื้นที่ โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่ได้นำเสนอไปแล้วในข้างต้น เพื่อนำมาประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบและกำหนดเป็นขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสุดท้ายเมื่อได้ผลการทดสอบของแต่ละระบบผลิตไฟฟ้าแล้วจะทำการวิเคราะห์ผลลัพธ์ดังกล่าวต่อไป

#### 4.1 ระบบไฟฟ้าทดสอบ

ระบบไฟฟ้าทดสอบสำหรับการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า จำเป็นต้องมีข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงพาณิชย์ รวมไปถึงรูปแบบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วย ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเลือกใช้ระบบไฟฟ้าทดสอบที่มีข้อมูลดังกล่าวทั้งหมด 2 ระบบด้วยกัน ดังนี้

##### 4.1.1 IEEE-Reliability Test System (1996)

ระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ มีข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพาณิชย์และปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในรอบปี แต่อย่างไรก็ตามไม่มีข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อวิเคราะห์ให้เห็นถึงผลลัพธ์จากการเข้ามาในระบบไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงได้เพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 6 ประเภท ที่ได้นำเสนอไปในหัวข้อที่ 2.4 เข้าสู่ระบบไฟฟ้าทดสอบ เพื่อแทนที่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์แต่ละแห่งด้วยปริมาณกำลังผลิตติดตั้งเป็นร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์นั้นๆ ซึ่งมีค่าแตกต่างกันออกไป คือ 0%, 30%, 50% และ 100% หรือโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ถูกแทนที่ด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดนั่นเอง ซึ่งสามารถแสดงได้ในตารางที่ 4.1 และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบทดสอบมีดังนี้

1. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
2. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
3. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก
4. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และเชื้อเพลิงขยะ)



ตารางที่ 4.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-Reliability Test System (1996)

IEEE-Reliability Test System (1996)				
Total Installed Capacity				Peak Demand
Renewable Energy		Conventional		
[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]
0.000000	0.00	10,215.00	100.00	8,550.00
3,064.50	30.00	7,150.50	70.00	
5,107.50	50.00	5,107.50	50.00	
10,215.00	100.00	0.000000	0.00	

#### 4.1.2 ระบบไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP & AEDP 2015)

ระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ ใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (Power Development Plan; PDP 2015) และพิจารณาเป็นระยะยาวตามแผนคือ 20 ปี โดยมีการต่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ รวมถึงปลดระวางโรงไฟฟ้าออกจากระบบตามแผนดังกล่าวด้วย นอกจากนี้ ได้นำข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan; AEDP 2015) ซึ่งแยกพลังงานหมุนเวียนสำหรับผลิตไฟฟ้าออกเป็น 6 ประเภท ได้แก่ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำขนาดเล็ก เชื้อเพลิงชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และเชื้อเพลิงขยะชุมชน มาร่วมพิจารณาในระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบนี้ด้วย โดยได้จำลองกำลังผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในราย 15 นาที และสำหรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าอาศัยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปี พ.ศ.2556 และข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าและแบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในราย 15 นาที ของปี พ.ศ.2560-2579

สำหรับการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เลือกกำหนดขนาดแบตเตอรี่แยกเป็นรายพื้นที่และพิจารณาถึงการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ผ่านสายส่งเชื่อมอยู่ระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกันเท่านั้น ดังที่ได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 2.7

## 4.2 สมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบ

### 4.2.1 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้า

สำหรับสมมติฐานในการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมด มีดังต่อไปนี้

- 1) กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งในระบบผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้านั้นๆ จำนวน 1 เครื่อง
- 2) กำหนดให้โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ทั้งหมดในระบบผลิตไฟฟ้า มีเชื้อเพลิงเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าให้ได้ตามพิกัดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้านั้นๆ ตลอดระยะเวลาในการจำลองเหตุการณ์
- 3) กำหนดให้ระบบส่งไฟฟ้าภายในพื้นที่ที่มีความแข็งแกร่งมาก ไม่มีโอกาสหลุดออกจากระบบ (Outage)
- 4) ไม่คำนึงถึงกำลังสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้าภายในพื้นที่ และไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบไฟฟ้า
- 5) พิจารณาการส่งไฟฟ้าข้ามพื้นที่ที่อยู่ติดกันเท่านั้น โดยใช้สายส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Tie-Line)
- 6) กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคแยกเป็นอิสระต่อกัน

### 4.2.2 เงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้า

- 1) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท สุ่มกำลังผลิตในราย 15 นาที และปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ถูกพิจารณาในราย 15 นาทีเช่นเดียวกัน
- 2) กรอบระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดเท่ากับ 1 ปี สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบ IEEE-RTS (1996) โดยจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดในการจำลองเท่ากับ 2,000 เหตุการณ์
- 3) กรอบระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดเท่ากับ 20 ปี สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP & AEDP 2015) ซึ่งประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าเป็นรายปี และจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดในการจำลองเท่ากับ 100 เหตุการณ์
- 4) กำหนดให้ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (NMC) ที่ถูกพิจารณาใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้า แสดงไว้ในตารางที่ 3.1

## 4.3 ผลการทดสอบ

สำหรับการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า ในที่นี้พิจารณารูปแบบการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงพาณิชย์ภายในพื้นที่ การส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่ที่อยู่ติดกันผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) โดยคำนึงถึงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบพร้อมด้วย และรูปแบบของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ จากนั้นเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่

ส่งผ่าน Tie-Line กับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อประเมินสถานะของระบบผลิตไฟฟ้าและ คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ อันได้แก่ Expected Energy Not Supplied (EENS), Expected Power Not Supplied (EPNS), Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE), Loss of Load Frequency (LOLF) และ Loss of Load Duration (LOLD) แล้วจึงนำดัชนีความเชื่อถือได้บางค่ามาใช้เป็นข้อมูลในการคำนวณดัชนีความ เชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ คือ Average Energy Interruption (AEI) และ Average Power Interruption (API) สำหรับใช้กำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ ต่อไป ดังนั้น ในหัวข้อนี้จึงได้นำเสนอผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ดัชนี ความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบแต่ละระบบ และผลการกำหนด ขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ สุดท้ายได้นำเสนอผลการคำนวณดัชนีความ เชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่ง เมื่อทดสอบติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็น ระบบกักเก็บพลังงานตามขนาดที่ถูกระบุไว้ก่อนหน้านี้

#### 4.3.1 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ

การประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เลือกใช้วิธีการจำลอง สถานะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบ Monte Carlo Simulation โดยแต่ละระบบไฟฟ้า ทดสอบมีช่วงเวลาในการจำลองเหตุการณ์ที่ไม่เท่ากัน คือ ระบบไฟฟ้าทดสอบในหัวข้อที่ 4.1.1 ใช้ ระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์เท่ากับ 1 ปี ในจำนวนเหตุการณ์จำลองทั้งหมด 2,000 เหตุการณ์และ ระบบไฟฟ้าทดสอบในหัวข้อที่ 4.1.2 ใช้ระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์เท่ากับ 20 ปี (อ้างอิงตามแผน PDP 2015 และ AEDP 2015) แต่คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เป็นรายปี ในจำนวนเหตุการณ์จำลอง ทั้งหมด 100 เหตุการณ์ ซึ่งสามารถแสดงผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ดังต่อไปนี้

##### 1) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996)

สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ ได้คำนวณเป็นรายปี ใน จำนวน 2,000 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกัน ซึ่งได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ IEEE-RTS (1996)

IEEE-Reliability Test System (1996)				
Reliability Indices	Percent of Renewable Energy in Test System			
	0%	30%	50%	100%
Expected Power Not Supplied (EPNS): [MW/year]	22.16	13,849.40	315,385.29	877,588.00









Central Control Area in Thailand Generation System – Cont.						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/yr.]	EENS [MWh/yr.]	LOLF [Occ./yr.]	LOLP	LOLE [Hr./yr.]	LOLD [Hr./Occ.]
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.7 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก

East-Central Control Area in Thailand Generation System						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/yr.]	EENS [MWh/yr.]	LOLF [Occ./yr.]	LOLP	LOLE [Hr./yr.]	LOLD [Hr./Occ.]
2017	953.50	602.24	0.950000	0.000124	0.045438	0.008819
2018	871.43	354.06	1.0800	0.000097	0.035262	0.006866
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	235.95	72.29	0.320000	0.000024	0.008708	0.002022





West-Central Control Area in Thailand Generation System – Cont.						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/year]	EENS [MWh/year]	LOLF [Occ./year]	LOLP	LOLE [Hr./year]	LOLD [Hr./Occ.]
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	1,159.10	485.33	2.5800	0.000208	0.075889	0.012606
2027	63,603.82	30,855.82	89.21	0.009459	3.4527	0.038252
2028	48,977.86	23,766.72	69.20	0.007062	2.5777	0.036260
2029	20,976.55	8,679.43	33.37	0.003004	1.0963	0.030905
2030	36,825.72	15,574.18	53.57	0.004926	1.7980	0.032753
2031	46,809.93	18,628.48	68.38	0.006103	2.2274	0.031476
2032	48,356.78	22,786.08	59.44	0.005928	2.1638	0.034547
2033	251,370.48	118,168.56	277.09	0.029079	10.61	0.037892
2034	731,323.39	404,363.64	666.44	0.082897	30.26	0.045402
2035	237,467.19	107,897.28	246.37	0.024837	9.0657	0.036410
2036	106,761.10	40,627.72	120.59	0.010188	3.7187	0.029724

#### 4.3.2 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้า

##### ทดสอบ

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต้องการให้แบตเตอรี่สามารถรองรับกับการจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยส่วนใหญ่ได้ จึงนำดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ามาประยุกต์ใช้คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ดังสมการในหัวข้อที่ 3.2.1 แล้วเลือกค่าดัชนีดังกล่าวที่เปอร์เซ็นต์ที่ 95 มากำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมต่อไป และผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของแต่ละระบบไฟฟ้าทดสอบ สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

##### 1) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS (1996)

สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ ถูกคำนวณในจำนวนทั้งหมด 2,000 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีดังกล่าวในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกัน และเลือกค่าที่เปอร์เซ็นต์ที่ 95 ซึ่งให้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS (1996)

IEEE-Reliability Test System (1996)				
Reliability Indices	Percent of Renewable Energy in Test System			
	0%	30%	50%	100%
Average Value				
Average Power Interruption (API): [MW/Occ.]	11.98	417.57	948.28	3,774.87
Average Energy Interruption (AEI): [MWh/Occ.]	18.59	460.63	1,965.19	65,940.36
Value of Percentile 95				
Average Power Interruption (API): [MW/Occ.]	0.000000	641.83	1,034.45	3,791.58
Average Energy Interruption (AEI): [MWh/Occ.]	0.000000	927.25	2,293.00	71,240.42

2) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม PDP & AEDP 2015

สำหรับการคำนวณดัชนีเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ ได้พิจารณาแยกออกเป็นรายพื้นที่และถูกคำนวณในจำนวนทั้งหมด 100 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีดังกล่าวในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกันและเลือกค่าที่เปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 95 ซึ่งให้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.10 ถึง 4.15

ตารางที่ 4.10 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคเหนือ

North Control Area in Thailand Generation System				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

North Control Area in Thailand Generation System – Cont.				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	8.3448	1.0431	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.11 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคใต้

South Control Area in Thailand Generation System				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2017	1.8045	0.225559	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

South Control Area in Thailand Generation System – Cont.				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2020	2.2537	0.415337	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	19.06	18.77	139.15	20.25
2027	35.93	18.88	276.19	98.54
2028	51.39	60.55	312.15	97.50
2029	36.18	19.96	196.16	46.90
2030	107.70	83.33	666.37	511.56
2031	65.83	28.10	444.61	186.91
2032	14.76	7.0928	0.000000	0.000000
2033	20.13	8.2420	144.67	33.25
2034	78.87	29.67	519.06	205.47
2035	13.02	1.9726	76.04	9.8398
2036	3.3424	0.850644	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.12 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

North-East Control Area in Thailand Generation System				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2017	52.62	6.5429	420.49	52.56
2018	0.453258	0.025485	0.000000	0.000000
2019	9.0210	0.944454	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	46.08	6.0374	423.52	49.70
2025	135.80	16.91	735.97	87.99
2026	12.52	1.6066	43.92	3.0572
2027	14.16	1.7697	0.000000	0.000000
2028	60.52	7.0386	680.52	77.58
2029	42.60	4.6099	416.96	35.39
2030	169.13	22.02	891.70	133.33
2031	160.33	20.89	639.56	112.81
2032	214.33	23.82	727.68	89.36
2033	339.50	42.53	874.61	113.19
2034	262.24	31.19	868.18	111.44
2035	356.64	47.96	741.63	144.27
2036	411.78	54.54	786.97	132.89

ตารางที่ 4.13 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลาง

Central Control Area in Thailand Generation System				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.14 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก

East-Central Control Area in Thailand Generation System				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2017	143.76	90.80	971.34	790.19
2018	140.81	57.21	811.78	416.10
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	49.12	15.05	437.54	79.63
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.305490	0.038186	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	59.98	16.85	691.99	120.18
2028	335.55	105.37	1,192.95	476.99
2029	1,052.33	446.02	1,715.79	1,058.09
2030	1,345.47	655.53	2,020.38	1,351.56
2031	1,486.59	794.77	2,017.88	1,317.94
2032	1,638.29	952.97	2,196.23	1,454.21
2033	1,899.73	1,323.30	2,355.16	2,211.27
2034	1,500.59	752.53	2,111.69	1,312.31
2035	2,048.57	1,465.61	2,425.80	1,961.47
2036	2,436.62	2,125.78	2,813.79	2,800.67



ตารางที่ 4.15 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก

West-Central Control Area in Thailand Generation System				
Year	Reliability Indices			
	Average Value		Value of Percentile 95	
	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]	API: [MW/Occ.]	AEI: [MWh/Occ.]
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	3.2585	0.407317	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	165.97	69.50	722.80	425.46
2027	693.37	336.37	1,057.85	703.02
2028	670.60	325.41	1,119.03	821.06
2029	551.87	228.35	966.38	530.15
2030	644.09	272.39	1,075.07	611.56
2031	630.01	250.72	936.22	490.99
2032	735.26	346.46	1,361.38	1,002.95
2033	887.00	416.97	1,211.54	697.60
2034	1,098.46	607.36	1,376.59	956.85
2035	949.67	431.50	1,288.57	784.48
2036	823.85	313.51	1,247.43	661.64

### 4.3.3 ผลการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ

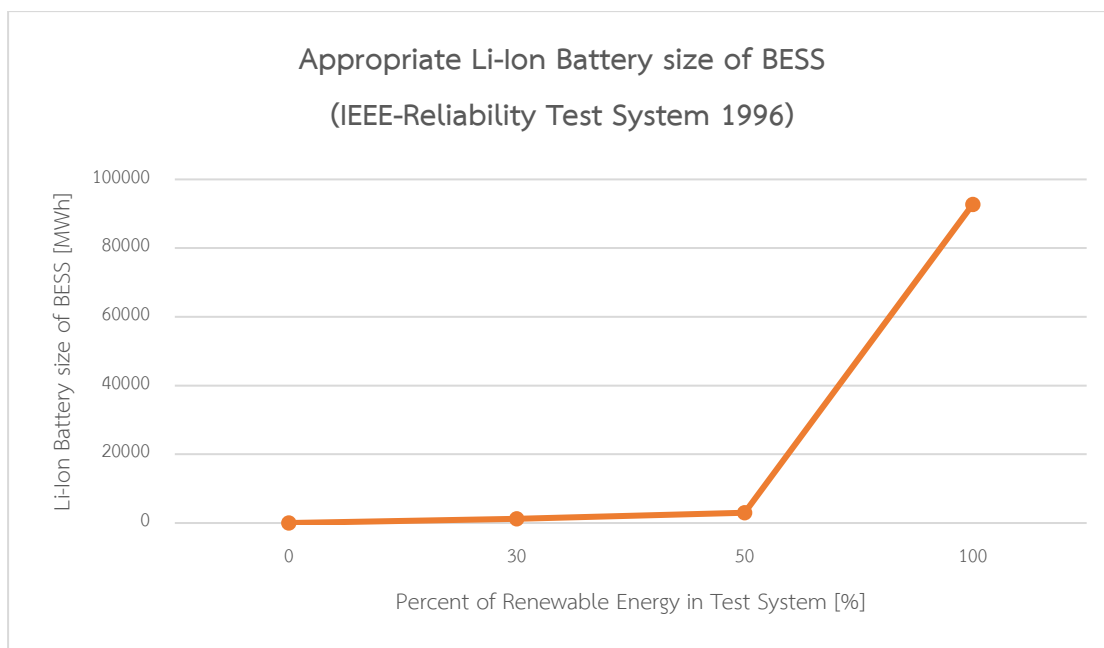
สำหรับการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่เพื่อให้รองรับกับการจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยส่วนใหญ่ที่อาจจะเกิดขึ้นได้นั้น ได้นำเอาดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าในค่าที่เปอร์เซ็นต์ที่ 95 มาประยุกต์ใช้ในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ โดยพิจารณาเลือกเงื่อนไขความต้องการกำลังหรือพลังงานไฟฟ้าต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสูงสุด และคำนึงถึงประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Inverter) ร่วมด้วย ดังสมการในหัวข้อที่ 3.2.2 และผลการกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

- 1) ผลการกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน ในระบบ IEEE-Reliability Test System (1996)

สำหรับการกำหนดขนาดขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ เลือกใช้ค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 95 ของค่าสูงสุดระหว่างดัชนีความต้องการกำลังกับพลังงานไฟฟ้าต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ จากการคำนวณทั้งหมด 2,000 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำมาพิจารณาร่วมกับลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน ซึ่งให้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.16 และรูปที่ 4.1

ตารางที่ 4.16 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบ IEEE-RTS (1996)

IEEE-Reliability Test System (1996)				
Sizing Li-Ion Battery [MWh]	Percent of Renewable Energy in Test System			
	0%	30%	50%	100%
Power Constraint ( $E_{Batt,1}$ )	0.000000	409.33	659.72	2,418.10
Energy Constraint ( $E_{Batt,2}$ )	0.000000	1,182.71	2,924.75	90,867.88
Appropriate Li-Ion Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	0.000000	1,182.71	2,924.75	90,867.88
Appropriate Size of Li-Ion Battery for BESS ( $E_{BESS}$ )	0.000000	1,206.85	2,984.43	92,722.33



รูปที่ 4.1 การกำหนดขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบ IEEE-RTS (1996)

- 2) ผลการกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน ในระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม PDP & AEDP 2015

สำหรับการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ ได้พิจารณาแยกออกเป็นรายพื้นที่และกำหนดขนาดในราย 1 ปี ตลอดระยะเวลา 20 ปี (ค.ศ. 2017 - 2036) จากการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมด 100 เหตุการณ์ โดยเลือกใช้ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 95 ของค่าที่สูงที่สุดระหว่างความต้องการกำลังกับพลังงานไฟฟ้าต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ แล้วนำมาพิจารณาร่วมกับลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน ซึ่งให้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.17 ถึง 4.22 และรูปที่ 4.2

ตารางที่ 4.17 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในพื้นที่ภาคเหนือ

North Control Area in Thailand Generation System				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

North Control Area in Thailand Generation System – Cont.				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.18 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคใต้

South Control Area in Thailand Generation System				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	88.74	25.83	88.74	93.41
2027	176.14	125.69	176.14	185.41
2028	199.07	124.37	199.07	209.55
2029	125.10	59.83	125.10	131.68
2030	424.98	652.49	652.49	686.84
2031	283.55	238.41	283.55	298.48
2032	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2033	92.27	42.41	92.27	97.12
2034	331.03	262.08	331.03	348.45
2035	48.49	12.55	48.49	51.05
2036	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.19 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

North-East Control Area in Thailand Generation System				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2017	268.17	67.04	268.17	282.28
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	270.10	63.40	270.10	284.32
2025	469.37	112.24	469.37	494.07
2026	28.01	3.8995	28.01	29.48
2027	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2028	434.01	98.96	434.01	456.85
2029	265.92	45.14	265.92	279.91
2030	568.68	170.07	568.68	598.62
2031	407.88	143.90	407.88	429.35
2032	464.08	113.98	464.08	488.51
2033	557.79	144.37	557.79	587.15
2034	553.69	142.15	553.69	582.83
2035	472.98	184.01	472.98	497.87
2036	501.89	169.50	501.89	528.31

ตารางที่ 4.20 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลาง

Central Control Area in Thailand Generation System				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

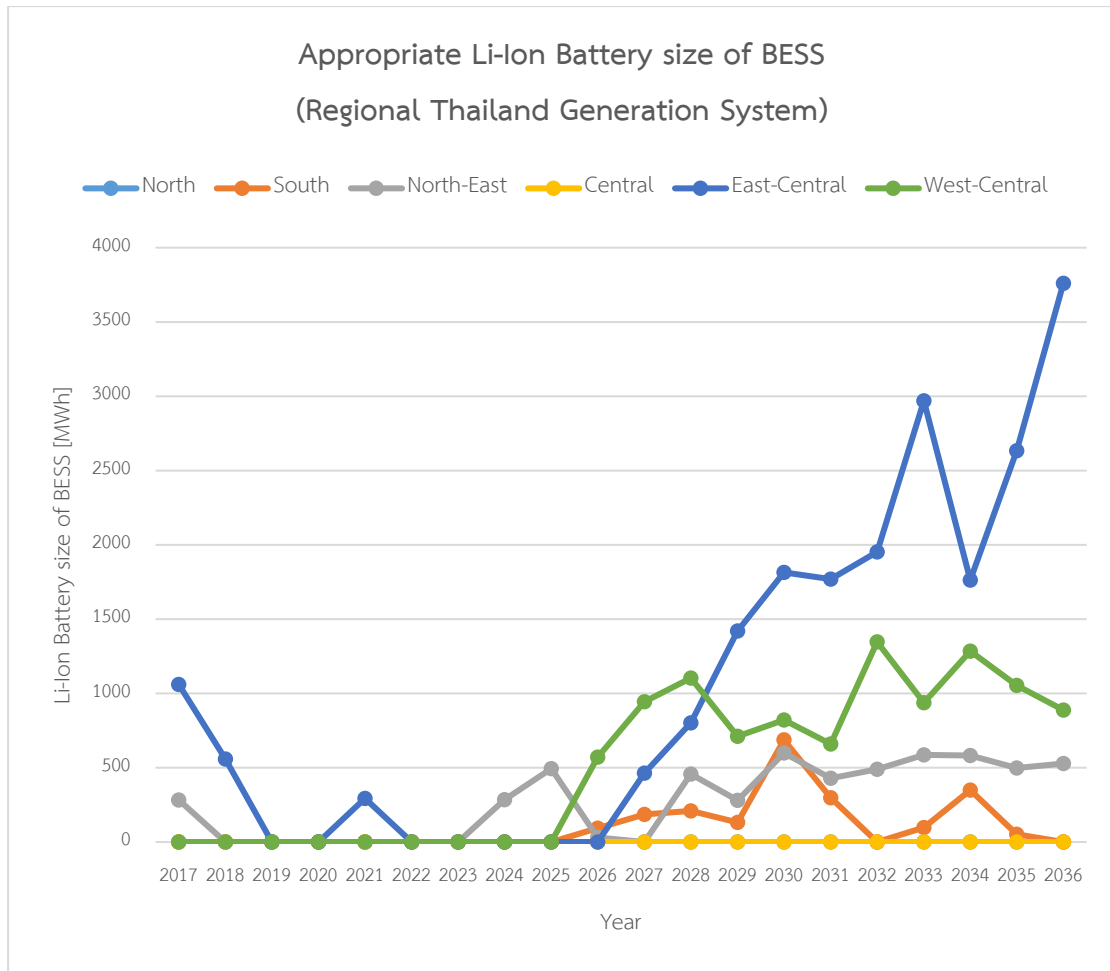
ตารางที่ 4.21 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก

East-Central Control Area in Thailand Generation System				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2017	619.48	1,007.90	1,007.90	1,060.95
2018	517.71	530.74	530.74	558.67
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	279.04	101.57	279.04	293.73
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	441.32	153.30	441.32	464.55
2028	760.81	608.40	760.81	800.85
2029	1,094.26	1,349.60	1,349.60	1,420.63
2030	1,288.51	1,723.92	1,723.92	1,814.66
2031	1,286.91	1,681.04	1,681.04	1,769.52
2032	1,400.66	1,854.86	1,854.86	1,952.49
2033	1,502.01	2,820.50	2,820.50	2,968.95
2034	1,346.74	1,673.86	1,673.86	1,761.96
2035	1,547.07	2,501.87	2,501.87	2,633.55
2036	1,794.51	3,572.28	3,572.28	3,760.29



ตารางที่ 4.22 ขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก

West-Central Control Area in Thailand Generation System				
Year	Sizing Li-Ion Battery [MWh]			
	Power Const. ( $E_{Batt,1}$ )	Energy Const. ( $E_{Batt,2}$ )	Appropriate Battery Size ( $E_{Batt App}$ )	Appropriate BESS Size ( $E_{BESS}$ )
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	460.97	542.68	542.68	571.24
2027	674.65	896.71	896.71	943.90
2028	713.67	1,047.27	1,047.27	1,102.39
2029	616.32	676.22	676.22	711.81
2030	685.63	780.06	780.06	821.11
2031	597.08	626.26	626.26	659.22
2032	868.23	1,279.27	1,279.27	1,346.60
2033	772.67	889.79	889.79	936.62
2034	877.93	1,220.47	1,220.47	1,284.70
2035	821.79	1,000.61	1,000.61	1,053.27
2036	795.56	843.93	843.93	888.34



รูปที่ 4.2 การกำหนดขนาดแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย

#### 4.3.4 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน โดยคำนึงสถานะการทำงานของแบตเตอรี่ร่วมด้วย เลือกใช้วิธีเดียวกันกับในหัวข้อที่ 4.3.1 แต่พิจารณาเพิ่มเติมว่าแบตเตอรี่เป็นส่วนหนึ่งของกำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่นั้นด้วย ซึ่งสามารถแสดงผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ดังต่อไปนี้

##### 1) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996)

เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทดสอบ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบเพื่อใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานแล้ว ได้คำนวณค่าดัชนีเป็นรายปี ในจำนวน 2,000 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกัน ซึ่งได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.23 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ IEEE-RTS (1996) เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบ เพื่อใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

IEEE-Reliability Test System (1996) with Li-Ion Battery size				
Reliability Indices	Percent of Renewable Energy in Test System			
	0%	30%	50%	100%
Expected Power Not Supplied (EPNS): [MW/year]	22.16	33.06	923.04	13,831.29
Expected Energy Not Supplied (EENS): [MWh/year]	34.38	46.51	1,654.22	38,863.20
Loss of Load Frequency (LOLF): [Occ./year]	0.071500	0.123500	1.3280	3.9260
Loss of Load Probability (LOLP): Prob.	0.000022	0.000024	0.000390	0.002356
Loss of Load Expectation (LOLE): [Hour/year]	0.008207	0.008580	0.142377	0.860097
Loss of Load Duration (LOLD): [Hour/Occ.]	0.004799	0.006990	0.076810	0.221350

2) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม PDP & AEDP 2015 เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม PDP & AEDP 2015 ซึ่งพิจารณาติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบในแต่ละพื้นที่ เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าและประโยชน์ในการใช้งานแบตเตอรี่อย่างสูงสุด จึงได้ติดตั้งแบตเตอรี่ในแต่ละปีในปริมาณที่แตกต่างกัน โดยเริ่มติดตั้งในปีแรกตามค่าขนาดที่ประเมินได้ และในปีถัดไปใช้การติดตั้งแบตเตอรี่เพิ่มเติมจนกระทั่งเท่ากับขนาดที่เหมาะสมในปีนั้น ดังตัวอย่างเช่น พื้นที่ภาคใต้ เริ่มติดตั้งแบตเตอรี่ที่ขนาด 18.41 MWh ในปี 2026 และติดเพิ่มอีก 78.11 MWh ในปี 2027 เพื่อให้ได้ขนาดแบตเตอรี่ตามต้องการเท่ากับ 96.51 MWh เป็นต้น ซึ่งผลสรุปขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องการในแต่ละพื้นที่และแต่ละปีสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.24 และการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานแล้ว คำนวณออกมาเป็นรายปี ตลอดระยะเวลาการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมด 20 ปี (ค.ศ. 2017 - 2036) ในจำนวน 100 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกันได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.25 ถึง 4.30

ตารางที่ 4.24 สรุปขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานของประเทศไทย

Li-Ion Battery size of BESS in Regional Thailand Generation System						
Year	Li-Ion Battery size in each Area [MWh]					
	North	South	North-East	Central	East-Central	West-Central
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	284.32	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	494.07	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	93.41	29.48	0.000000	0.000000	571.24
2027	0.000000	185.41	0.000000	0.000000	464.55	943.90
2028	0.000000	209.55	456.85	0.000000	800.85	1,102.39
2029	0.000000	131.68	279.91	0.000000	1,420.63	711.81
2030	0.000000	686.84	598.62	0.000000	1,814.66	821.11
2031	0.000000	298.48	429.35	0.000000	1,769.52	659.22
2032	0.000000	0.000000	488.51	0.000000	1,952.49	1,346.60
2033	0.000000	97.12	587.15	0.000000	2,968.95	936.62
2034	0.000000	348.45	582.83	0.000000	1,761.96	1,284.70
2035	0.000000	51.05	497.87	0.000000	2,633.55	1,053.27
2036	0.000000	0.000000	528.31	0.000000	3,760.29	888.34

หมายเหตุ :

- 1) พื้นหลังสีเขียวอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน
- 2) พื้นหลังสีแดงอ่อนและขีดเส้นใต้ คือ ช่วงปีที่ไม่ได้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน แม้มีการกำหนดขนาดที่เหมาะสมไว้แล้ว



ตารางที่ 4.26 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคใต้ เมื่อติดตั้ง แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

South Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/yr.]	EENS [MWh/yr.]	LOLF [Occ./yr.]	LOLP	LOLE [Hr./yr.]	LOLD [Hr./Occ.]
2017	3.6089	0.451118	0.020000	0.000001	0.000208	0.000104
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	9.8082	1.8076	0.080000	0.000003	0.001146	0.000271
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	108.32	8.4250	0.140000	0.000009	0.003364	0.000355
2027	48.17	6.7780	0.110000	0.000006	0.002214	0.000600
2028	6.4640	0.790319	0.030000	0.000000	0.000136	0.000045
2029	175.84	99.72	0.140000	0.000027	0.009908	0.000708
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	9.4222	1.3264	0.010000	0.000001	0.000433	0.000433
2032	88.33	42.44	0.016000	0.000019	0.006978	0.001344
2033	125.68	8.0244	0.140000	0.000008	0.002750	0.000721
2034	15.43	1.6557	0.030000	0.000002	0.000597	0.000324
2035	26.09	1.7516	0.120000	0.000004	0.001352	0.000427
2036	20.05	5.1039	0.060000	0.000003	0.001262	0.000210

หมายเหตุ :

1) พื้นที่หลังสี่เหลี่ยมอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

ตารางที่ 4.27 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

North-East Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/yr.]	EENS [MWh/yr.]	LOLF [Occ./yr.]	LOLP	LOLE [Hr./yr.]	LOLD [Hr./Occ.]
2017	58.37	7.2579	0.090000	0.000003	0.000914	0.000810
2018	0.453258	0.025485	0.010000	0.000000	0.000047	0.000047
2019	18.52	1.9386	0.070000	0.000002	0.000642	0.000344
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	4.1003	0.453364	0.030000	0.000000	0.000131	0.000131
2026	9.5245	0.622593	0.050000	0.000002	0.000560	0.000456
2027	14.16	1.7697	0.040000	0.000001	0.000417	0.000417
2028	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2031	4.5196	0.564945	0.010000	0.000000	0.000104	0.000104
2032	0.247833	0.061958	0.010000	0.000000	0.000104	0.000104
2033	4.0220	0.638729	0.010000	0.000000	0.000066	0.000066
2034	10.70	1.0748	0.030000	0.000001	0.000259	0.000086
2035	36.27	3.8199	0.100000	0.000002	0.000863	0.000863
2036	29.74	5.5575	0.160000	0.000003	0.001258	0.000594

หมายเหตุ :

- 1) พื้นที่หลังสีเขียวอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน
- 2) พื้นที่หลังสีแดงอ่อนและขีดเส้นใต้ คือ ช่วงปีที่ไม่ได้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน แม้มีการกำหนดขนาดที่เหมาะสมไว้แล้ว





ตารางที่ 4.29 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

East-Central Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/yr.]	EENS [MWh/yr.]	LOLF [Occ./yr.]	LOLP	LOLE [Hr./yr.]	LOLD [Hr./Occ.]
2017	953.50	602.24	0.950000	0.000124	0.045438	0.008819
2018	871.43	354.06	1.0800	0.000097	0.035262	0.006866
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2021	235.95	72.29	0.320000	0.000024	0.008708	0.002022
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.305490	0.038186	0.010000	0.000000	0.000104	0.000104
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	7.9549	1.9887	0.040000	0.000001	0.000417	0.000208
2028	204.31	37.08	0.210000	0.000012	0.004442	0.001495
2029	931.10	120.81	0.830000	0.000029	0.010609	0.004229
2030	2,666.94	293.87	1.9400	0.000057	0.020653	0.007365
2031	6,826.44	879.50	4.0100	0.000158	0.057837	0.009575
2032	8,972.70	1,028.39	5.9700	0.000201	0.073283	0.010205
2033	11,705.01	1,112.32	5.7500	0.000128	0.046712	0.008087
2034	5,539.03	752.56	4.1000	0.000161	0.058783	0.010247
2035	27,816.68	2,783.07	14.14	0.000355	0.129482	0.008992
2036	31,671.73	2,955.66	13.66	0.000295	0.107684	0.007856

หมายเหตุ :

- 1) พื้นที่หลังสีเขียวอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน
- 2) พื้นที่หลังสีแดงอ่อนและขีดเส้นใต้ คือ ช่วงปีที่ไม่ได้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน แม้มีการกำหนดขนาดที่เหมาะสมไว้แล้ว

ตารางที่ 4.30 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

West-Central Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery						
Year	Reliability Indices					
	EPNS [MW/year]	EENS [MWh/year]	LOLF [Occ./year]	LOLP	LOLE [Hr./year]	LOLD [Hr./Occ.]
2017	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2020	16.29	2.0366	0.050000	0.000001	0.000521	0.000104
2021	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2027	296.80	36.84	0.550000	0.000018	0.006624	0.003112
2028	146.56	14.31	0.280000	0.000007	0.002696	0.001832
2029	102.24	14.20	0.260000	0.000008	0.003041	0.001088
2030	0.012185	0.000120	0.010000	0.000000	0.000004	0.000004
2031	133.15	16.48	0.210000	0.000007	0.002526	0.001814
2032	888.51	110.37	0.780000	0.000026	0.009475	0.004146
2033	5,022.61	727.01	5.4800	0.000268	0.097891	0.012117
2034	3,179.75	317.15	3.4400	0.000092	0.033732	0.008110
2035	4,812.66	665.34	4.6100	0.000209	0.076348	0.010082
2036	3,142.43	478.08	3.6600	0.000177	0.064664	0.009828

หมายเหตุ :

1) พื้นที่หลังสี่เหลี่ยมอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

#### 4.3.5 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานแล้ว ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้า โดยคำนึงสถานะการทำงานของแบตเตอรี่ร่วมด้วย เลือกใช้วิธีเดียวกันกับในหัวข้อที่ 4.3.2 แต่พิจารณาเพิ่มเติมว่า แบตเตอรี่เป็นส่วนหนึ่งของกำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่นั้นด้วย ซึ่งผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของแต่ละระบบไฟฟ้าทดสอบ สามารถแสดงดังต่อไปนี้

##### 1) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS (1996)

เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานแล้ว ถูกคำนวณทั้งหมด 2,000 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีดังกล่าวในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกัน ซึ่งให้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.31

ตารางที่ 4.31 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ IEEE-RTS (1996) เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

IEEE-Reliability Test System (1996) with Li-Ion Battery				
Reliability Indices	Percent of Renewable Energy in Test System			
	0%	30%	50%	100%
Average Power Interruption (API): [MW/Occ.]	11.98	29.42	516.05	3,599.94
Average Energy Interruption (AEI): [MWh/Occ.]	18.59	41.39	924.85	10,115.13

##### 2) ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม

PDP & AEDP 2015 เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ ได้พิจารณาแยกออกเป็นรายพื้นที่และถูกคำนวณในจำนวนทั้งหมด 100 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีดังกล่าวในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกันและเลือกค่าที่เปอร์เซ็นต์ที่ 95 ซึ่งให้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.10 ถึง 4.15

สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม PDP & AEDP 2015 ซึ่งพิจารณาติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบแยกออกเป็นรายพื้นที่เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าและประโยชน์ในการใช้งาน

แบตเตอรี่อย่างสูงที่สุด จึงได้ติดตั้งแบตเตอรี่ในแต่ละปีในปริมาณที่แตกต่างกัน ดังตารางที่ 4.24 และการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าทดสอบนี้ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน เป็นจำนวน 100 เหตุการณ์จำลอง แล้วนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในเหตุการณ์จำลองทั้งหมดมาเฉลี่ยกันได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 4.32 ถึง 4.37

ตารางที่ 4.32 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในพื้นที่ภาคเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

North Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery		
Year	Reliability Indices	
	Average Power Interruption (API) [MW/Occ.]	Average Energy Interruption (AEI) [MWh/Occ.]
2017	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000
2025	8.3448	1.0431
2026	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.33 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคใต้ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

South Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery		
Year	Reliability Indices	
	Average Power Interruption (API) [MW/Occ.]	Average Energy Interruption (AEI) [MWh/Occ.]
2017	1.8045	0.225560
2018	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000
2020	2.2537	0.415340
2021	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000
2026	3.8971	0.878025
2027	4.1316	1.6412
2028	2.1547	0.263440
2029	12.56	7.1228
2030	0.000000	0.000000
2031	1.3460	1.3264
2032	14.76	7.0928
2033	8.0979	2.2930
2034	11.12	1.1529
2035	3.7094	0.535728
2036	3.3424	0.850644

หมายเหตุ :

1) พื้นที่หลังสี่เหลี่ยมอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

ตารางที่ 4.34 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

North-East Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery		
Year	Reliability Indices	
	Average Power Interruption (API) [MW/Occ.]	Average Energy Interruption (AEI) [MWh/Occ.]
2017	52.6226	6.5429
2018	0.453258	0.025485
2019	9.0210	0.944454
2020	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000
2025	4.1003	0.453364
2026	7.7865	0.532012
2027	14.16	1.7697
2028	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000
2031	4.5196	0.564945
2032	0.247833	0.061958
2033	4.0220	0.638729
2034	3.5650	0.358274
2035	36.27	3.8199
2036	17.84	2.8261

หมายเหตุ :

- 1) พื้นที่หลังสีเขียวอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน
- 2) พื้นที่หลังสีแดงอ่อนและขีดเส้นใต้ คือ ช่วงปีที่ไม่ได้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน แม้มีการกำหนดขนาดที่เหมาะสมไว้แล้ว

ตารางที่ 4.35 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลาง เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

Central Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery		
Year	Reliability Indices	
	Average Power Interruption (API) [MW/Occ.]	Average Energy Interruption (AEI) [MWh/Occ.]
2017	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000
2021	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000
2027	0.000000	0.000000
2028	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000
2031	0.000000	0.000000
2032	0.000000	0.000000
2033	0.000000	0.000000
2034	0.000000	0.000000
2035	0.000000	0.000000
2036	0.000000	0.000000

ตารางที่ 4.36 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

East-Central Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery		
Year	Reliability Indices	
	Average Power Interruption (API) [MW/Occ.]	Average Energy Interruption (AEI) [MWh/Occ.]
2017	143.76	90.80
2018	140.81	57.21
2019	0.000000	0.000000
2020	0.000000	0.000000
2021	49.12	15.05
2022	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000
2025	0.305490	0.038186
2026	0.000000	0.000000
2027	14.16	1.7697
2028	0.000000	0.000000
2029	0.000000	0.000000
2030	0.000000	0.000000
2031	4.5196	0.564945
2032	0.247833	0.061958
2033	4.0220	0.638729
2034	3.5650	0.358274
2035	36.27	3.8199
2036	17.84	2.8261

หมายเหตุ :

- 1) พื้นที่หลังสีเขียวอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน
- 2) พื้นที่หลังสีแดงอ่อนและขีดเส้นใต้ คือ ช่วงปีที่ไม่ได้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน  
แม้มีการกำหนดขนาดที่เหมาะสมไว้แล้ว



ตารางที่ 4.37 ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย  
ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

West-Central Control Area in Thailand Generation System with Li-Ion Battery		
Year	Reliability Indices	
	Average Power Interruption (API) [MW/Occ.]	Average Energy Interruption (AEI) [MWh/Occ.]
2017	0.000000	0.000000
2018	0.000000	0.000000
2019	0.000000	0.000000
2020	3.2585	0.407317
2021	0.000000	0.000000
2022	0.000000	0.000000
2023	0.000000	0.000000
2024	0.000000	0.000000
2025	0.000000	0.000000
2026	0.000000	0.000000
2027	169.94	18.72
2028	116.15	11.74
2029	49.25	5.8152
2030	0.012185	0.000120
2031	57.85	13.63
2032	363.74	43.07
2033	482.78	87.35
2034	792.12	78.92
2035	547.49	79.46
2036	349.21	79.37

หมายเหตุ :

1) พื้นที่หลังสี่เหลี่ยมอ่อน คือ ช่วงปีที่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน

#### 4.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้มีการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996) เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ในสัดส่วนปริมาณกำลังผลิตที่แตกต่างกันต่อกันอยู่ และระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยแบ่งเป็น 6 ภูมิภาค อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) โดยอาศัยการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า และนำมาประยุกต์ใช้สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้า เพื่อนำค่าดัชนีดังกล่าวไปใช้เป็นข้อมูลในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน แล้วนำขนาดแบตเตอรี่ที่ประเมินได้ดังกล่าวติดตั้งกลับเข้าไปในแต่ละระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ เพื่อประเมินความน่าเชื่อถือผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่ง ดังนั้น การวิเคราะห์ผลการทดสอบจึงแบ่งออกเป็น 2 ระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งวิเคราะห์ในประเด็นของ ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าและการกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน และความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนในขนาดที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ซึ่งการวิเคราะห์ผลการทดสอบทั้ง 2 ประเด็นนี้ของแต่ละระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบ สามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

##### 4.4.1 ระบบ IEEE-Reliability Test System (1996)

สำหรับระบบ IEEE-Reliability Test System (1996) ที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำมาวิเคราะห์ เพื่อกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม ได้มีการต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ในสัดส่วนปริมาณกำลังผลิตที่แตกต่างกันเข้าไปในระบบไฟฟ้าทดสอบดังกล่าว เพื่อศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าและการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง

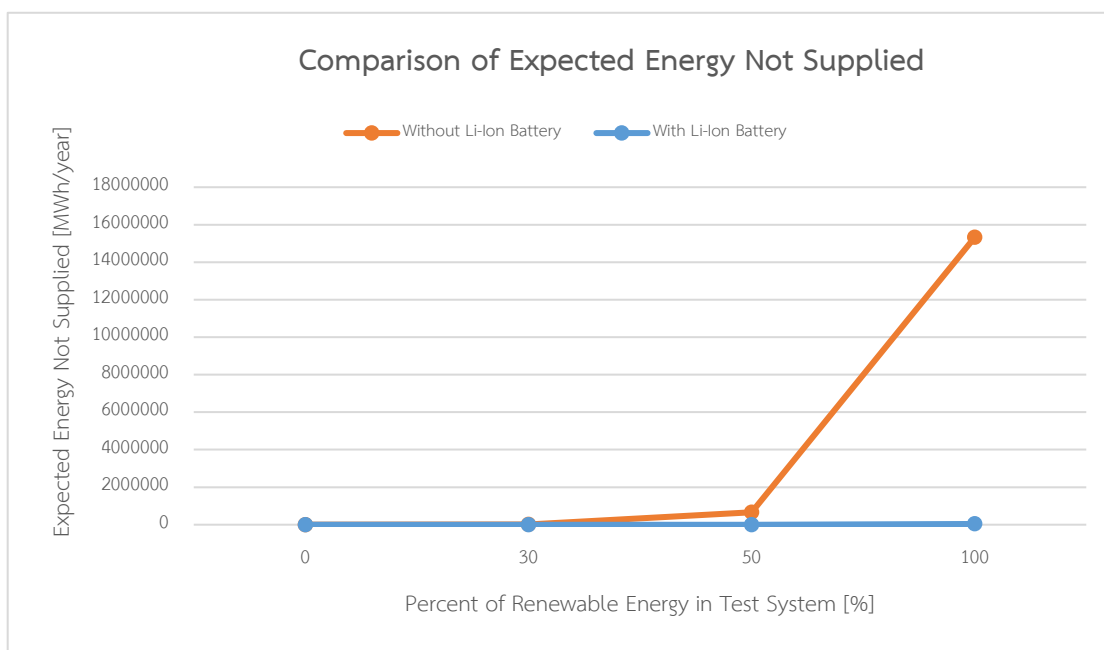
จากผลการทดสอบในหัวข้อที่ 4.3.1 และ 4.3.2 แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่า เมื่อแทนที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ในสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งที่แตกต่างกัน ส่งผลให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าลดลงในปริมาณที่แตกต่างกันตามไปด้วย ซึ่งเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลถูกแทนที่ด้วยพลังงานหมุนเวียนในปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่สูงขึ้น ทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าลดน้อยลงยิ่งขึ้นด้วยเช่นกัน หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งโดยรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบผลิตไฟฟ้า แปรผกผันกับความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้านั้น สังเกตได้จากดัชนีความเชื่อถือได้ใน

ตารางที่ 4.2 และ ตารางที่ 4.9 ดัชนีความเชื่อถือได้ส่วนใหญ่มีค่าเพิ่มสูงขึ้น เมื่อเปอร์เซ็นต์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-RTS (1996) มีมากขึ้น ยกเว้นค่า Loss of Load Frequency (LOLF) มีค่าลดลงเมื่อเพิ่มเปอร์เซ็นต์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจาก 50% เป็น 100% หมายความว่า ระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-RTS (1996) ที่มีอัตราส่วนของพลังงานหมุนเวียน 50% มีความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับในรอบปีมากกว่าเมื่อมีอัตราส่วนของพลังงานหมุนเวียน 100% ซึ่งน่าจะเกิดมาจากการที่ระบบผลิตไฟฟ้าเป็นพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 100% นั้น ย่อมส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการเป็นระยะเวลา ยาวนานต่อเนื่องสำหรับการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง ซึ่งสอดคล้องกับค่าดัชนี Loss of Load Duration (LOLD) ที่มีค่าสูงขึ้นมาก เมื่อเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเป็นพลังงานหมุนเวียนจาก 50% เป็น 100% หมายถึง ระบบผลิตไฟฟ้ามีช่วงเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับยาวนานขึ้นเมื่อเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั่นเอง ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่า การผสมเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่แตกต่างกัน ส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้านั้น ในลักษณะของการแปรผกผันกันซึ่งกันและกัน

จากผลการกำหนดขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-RTS (1996) ในหัวข้อที่ 4.3.3 แสดงให้เห็นว่า ขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนมีค่าสูงขึ้น เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลถูกแทนที่ด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอัตราส่วนที่สูงขึ้น สังเกตได้จากผลลัพธ์การกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสมในตารางที่ 4.16 ซึ่งผลเป็นไปตามสมการการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เนื่องจากการประยุกต์ใช้ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดที่ 95 ของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ดังกล่าว เพื่อให้แบตเตอรี่สามารถรองรับการจ่ายกำลังหรือพลังงานในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยส่วนใหญ่ได้ นอกจากนี้ ผลการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสมนั้นสอดคล้องและเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่า ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า ส่งผลกระทบต่อการกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสมเพื่อใช้สำรองไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า ในลักษณะของการแปรผันตรงต่อกัน

เมื่อกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-RTS (1996) ที่กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแตกต่างกันได้แล้ว จึงทดสอบการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมดอีกครั้งหนึ่ง ซึ่งผลการทดสอบในหัวข้อที่ 4.3.4 และ 4.3.5 ชี้ให้เห็นว่า เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนในขนาดที่เหมาะสมเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-RTS (1996) ที่อัตราส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแตกต่างกันแล้ว ส่งผลให้ดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อเทียบกับก่อนติดตั้ง

แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน ตามผลลัพธ์ในตารางที่ 4.23 และ ตารางที่ 4.31 ซึ่งสามารถนำมาสร้างเป็นเส้นกราฟตัวอย่างแสดงการเปลี่ยนแปลงของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-RTS (1996) ที่กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแตกต่างกัน เมื่อติดตั้งและไม่ได้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนได้ ดังรูปที่ 4.3 ดังนั้น จึงสรุปได้ว่า เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าด้วยขนาดที่เหมาะสมแล้ว ทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าดีขึ้น สังเกตได้จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดมีค่าลดลงนั่นเอง



รูปที่ 4.3 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบ IEEE-RTS (1996) ที่อัตราส่วนของพลังงานหมุนเวียนแต่ต่างกัน เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน

#### 4.4.2 ระบบไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP & AEDP 2015)

สำหรับระบบไฟฟ้าทดสอบอ้างอิงตาม PDP & AEDP 2015 ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำมาวิเคราะห์ในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม โดยพิจารณาแยกออกเป็น 6 ภูมิภาคและคำนึงถึงการรับส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่อยู่ติดกันผ่านสายส่งไฟฟ้า (Tie-Line) ร่วมด้วย เพื่อศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดจากการผสานเข้าสู่ระบบในปริมาณที่มากขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าและการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ซึ่งถูกพิจารณาเป็นรายพื้นที่และรายปีตามค่าดัชนีความเชื่อถือได้ด้วยเช่นกัน

จากผลการทดสอบในหัวข้อที่ 4.3.1 และ 4.3.2 แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่า ในช่วงปีแรกของแผน PDP & AEDP 2015 ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในแต่ละภูมิภาคมีความน่าเชื่อถือได้

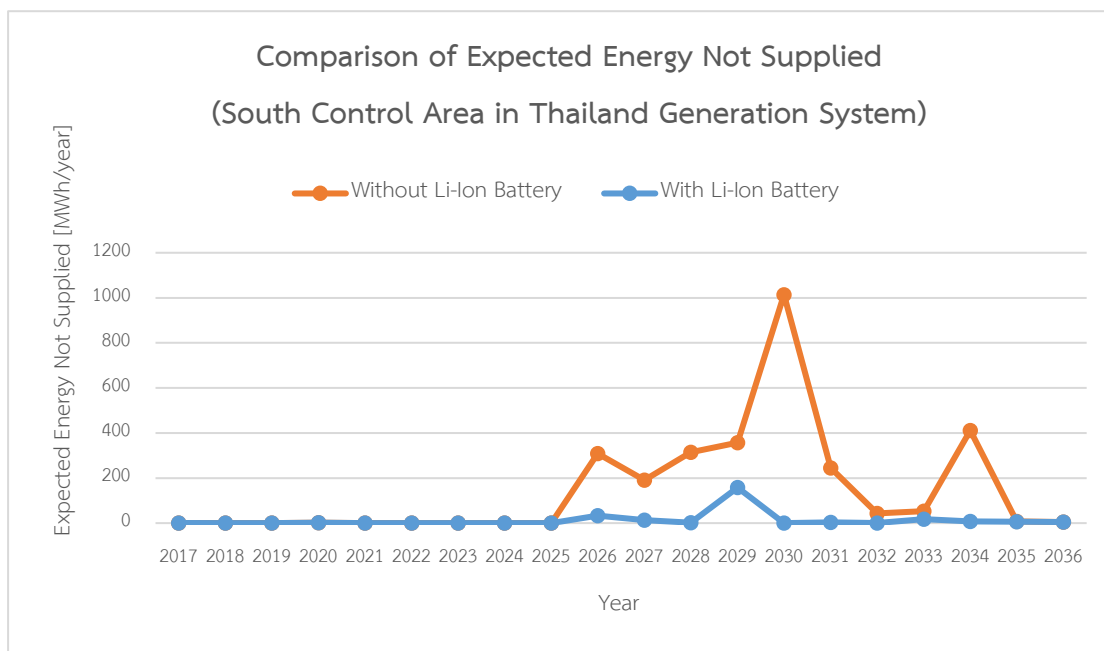
ค่อนข้างมาก เนื่องจากดัชนีความเชื่อถือได้โดยส่วนใหญ่มีค่าไม่สูงมาก ยกเว้นในส่วนของภาคกลางฝั่งตะวันออก และเมื่อพิจารณาตลอดทั้ง 20 ปีตามแผน แล้วเรียงลำดับภูมิภาคที่มีความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้ามากที่สุดไปยังน้อยที่สุดได้คือ ภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคใต้ ภาคกลางฝั่งตะวันตก และภาคกลางฝั่งตะวันออก ตามลำดับ โดยที่ทุกภูมิภาค (ยกเว้น ภาคเหนือและภาคกลาง) ล้วนมีลักษณะความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าที่คล้ายคลึงกัน คือ มีความน่าเชื่อถือลดลงเมื่อช่วงกลางและหลังของแผน PDP & AEDP แต่อาจจะมีความน่าเชื่อถือเพิ่มขึ้นในบางปี อันเนื่องมาจากมีการต่อเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่แห่งใหม่ สังเกตได้จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ดังตารางที่ 4.3 ถึง 4.8 และ ตารางที่ 4.10 ถึง 4.15 ตามลำดับ อย่างไรก็ตามสาเหตุหนึ่งที่ทำให้แนวโน้มเป็นไปในรูปแบบนี้ คือ การเข้ามาของพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้นแต่ละปีตามแผน AEDP และการปลดระวางโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลบางแห่งตามแผน PDP ส่งผลให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในภูมิภาคดังกล่าวมีค่าลดลง ดังนั้น ด้วยสาเหตุนี้จึงสามารถสรุปโดยเบื้องต้นได้ว่าการผสมผสานเข้าสู่ระบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่แตกต่างกัน ส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้านั้น ในลักษณะของการแปรผกผันกันซึ่งกันและกัน และยังคงเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับในกรณีระบบทดสอบ IEEE-RTS (1996) ด้วย

ในทำนองเดียวกัน ผลการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่เหมาะสม เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP & AEDP 2015 เป็นไปในทิศทางเดียวกับผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในแต่ละภูมิภาค ดังแสดงได้ในตารางที่ 4.17 ถึง 4.22 เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เลือกกำหนดขนาดแบตเตอรี่จากการประยุกต์ใช้ค่าเปอร์เซ็นต์โวลต์ที่ 95 ของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณา โดยผลการทดสอบพบว่า ภูมิภาคที่ไม่จำเป็นต้องมีการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนเพื่อสำรองไฟฟ้าเลย คือ ภาคเหนือและภาคกลาง เนื่องจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ภายในพื้นที่ค่อนข้างต่ำจนเกือบเท่ากับศูนย์ เพราะกำลังผลิตไฟฟ้าที่สูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ค่อนข้างมาก ทำให้เมื่อเกิดการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าเพียงบางแห่งไม่อาจส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่โดยภาพรวมได้ และลักษณะที่ตั้งของภูมิภาคดังกล่าวทำให้สามารถรับกำลังไฟฟ้าที่ส่งเข้าช่วยเหลือผ่านสายส่งไฟฟ้า (Tie-Line) ได้จากหลายภูมิภาคที่อยู่ติดกัน ส่งผลให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าในภูมิภาคดังกล่าวมีค่าค่อนข้างสูงอยู่แล้ว แต่อย่างไรก็ตาม ภูมิภาคที่ต้องการแบตเตอรี่เพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองมากที่สุดไล่ลำดับไปจนน้อยที่สุด ได้แก่ ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางฝั่งตะวันตก ภาคใต้ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งมีความต้องการขนาดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนแตกต่างกันไปในแต่ละปี ด้วยเหตุผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ภายในพื้นที่ค่อนข้างสูง เพราะกำลังผลิตไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่

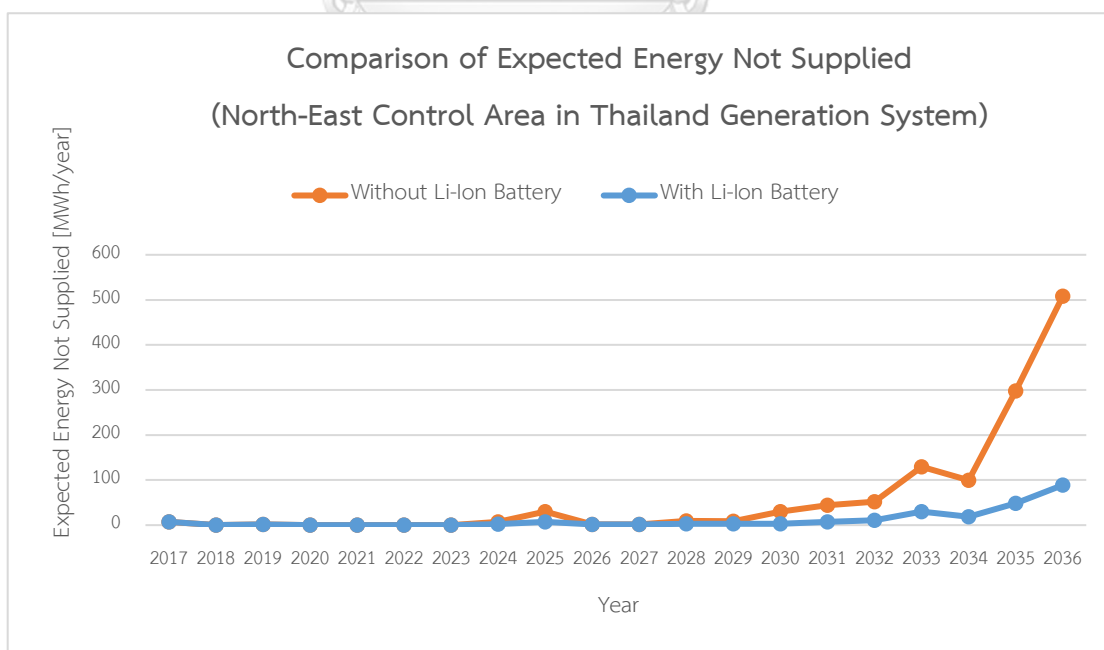
ค่อนข้างมาก ทำให้เมื่อเกิดการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าหรือการปลดระวางของโรงไฟฟ้าเพียงบางแห่งอาจส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่โดยภาพรวมได้ และลักษณะที่ตั้งของบางภูมิภาคดังกล่าวทำให้สามารถรับกำลังไฟฟ้าที่ส่งเข้าช่วยเหลือผ่านสายส่งไฟฟ้า (Tie-Line) ได้เพียงแค่ 1 ถึง 2 ภูมิภาคที่อยู่ติดกันเท่านั้น ส่งผลให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าในภูมิภาคดังกล่าวมีค่าค่อนข้างต่ำ จึงต้องการขนาดกำลังไฟฟ้าสำรองที่ค่อนข้างสูง ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่า ระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทยไม่จำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเพื่อสำรองไฟฟ้าเลย และภูมิภาคที่เหลือนในช่วงไม่กี่ปีต่อจากนี้ ยังคงไม่ต้องการแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเช่นกัน เนื่องจากมีกำลังผลิตสำรองค่อนข้างสูงอยู่แล้ว แต่อย่างไรก็ตามในอนาคตภูมิภาคที่เหลือนี้อาจจำเป็นต้องมีแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเพื่อใช้สำรองไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากการเข้ามาในระบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้น และการปลดระวางของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่บางแห่งนั่นเอง

เมื่อกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในแต่ละภูมิภาคและแต่ละปีได้แล้ว จึงทดสอบการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมดอีกครั้งหนึ่ง โดยพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางไม่ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเลย ส่งผลให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งหมดคงเดิมเหมือนกับการจำลองก่อนติดตั้งแบตเตอรี่ และพื้นที่ภาคใต้เริ่มติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนในปี 2026 ทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนติดตั้งแบตเตอรี่มีค่าเท่าเดิม และหลังจากติดตั้งแบตเตอรี่แล้วให้ผลลัพธ์ดังหัวข้อที่ 4.3.4 และ 4.3.5 เช่นเดียวกันกับภูมิภาคที่เหลือน แต่อย่างไรก็ตาม เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าและประโยชน์ในการใช้งานแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนให้มากที่สุด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเลือกติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนในปีที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้ามืดต่อเนื่องกันหลายปี โดยเริ่มติดตั้งในปีแรกตามค่าขนาดที่ประเมินได้ และในปีถัดไปใช้การติดตั้งแบตเตอรี่เพิ่มเติมจนกระทั่งเท่ากับขนาดที่เหมาะสมในปีนั้น ดังตัวอย่างเช่น พื้นที่ภาคใต้ เริ่มติดตั้งแบตเตอรี่ที่ขนาด 18.41 MWh ในปี 2026 และติดตั้งเพิ่มอีก 78.11 MWh ในปี 2027 เพื่อให้ได้ขนาดแบตเตอรี่ตามต้องการเท่ากับ 96.51 MWh เป็นต้น ซึ่งผลสรุปขนาดการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องการในแต่ละพื้นที่และแต่ละปีสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.24 โดยที่ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้ามืดของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในแต่ละภูมิภาค ซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 4.25 ถึง 4.30 ชี้ให้เห็นว่า เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนในขนาดและปีที่เหมาะสมเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในแต่ละภูมิภาคแล้ว ส่งผลให้ดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้ามืดทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อเทียบกับก่อนติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน โดยสามารถนำผลการทดสอบที่ได้มาสร้างเป็นเส้นกราฟตัวอย่างแสดงการเปลี่ยนแปลงของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในแต่ละภูมิภาค เมื่อติดตั้งและไม่ได้ติดตั้ง

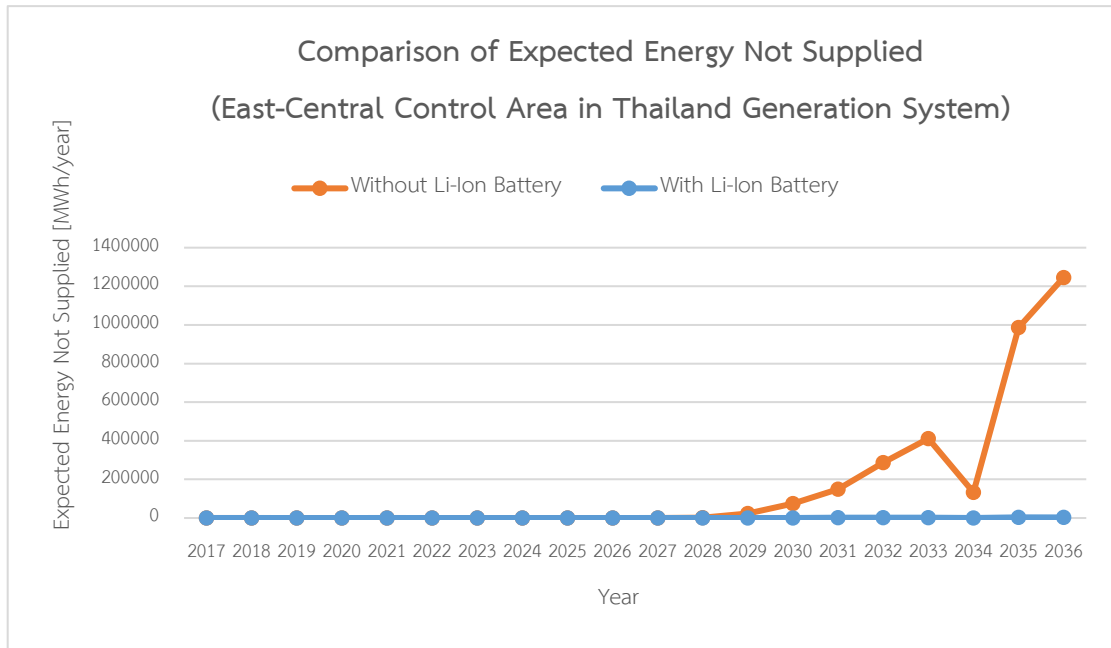
แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนได้ ดังรูปที่ 4.4 ถึง รูปที่ 4.7 ดังนั้น จึงสรุปได้ว่า เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในแต่ละภูมิภาคด้วยขนาดและปีที่เหมาะสมแล้ว ทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้างดงกล่าวนั้นดีขึ้น สังเกตได้จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยทั้งหมดมีค่าลดลงนั่นเอง



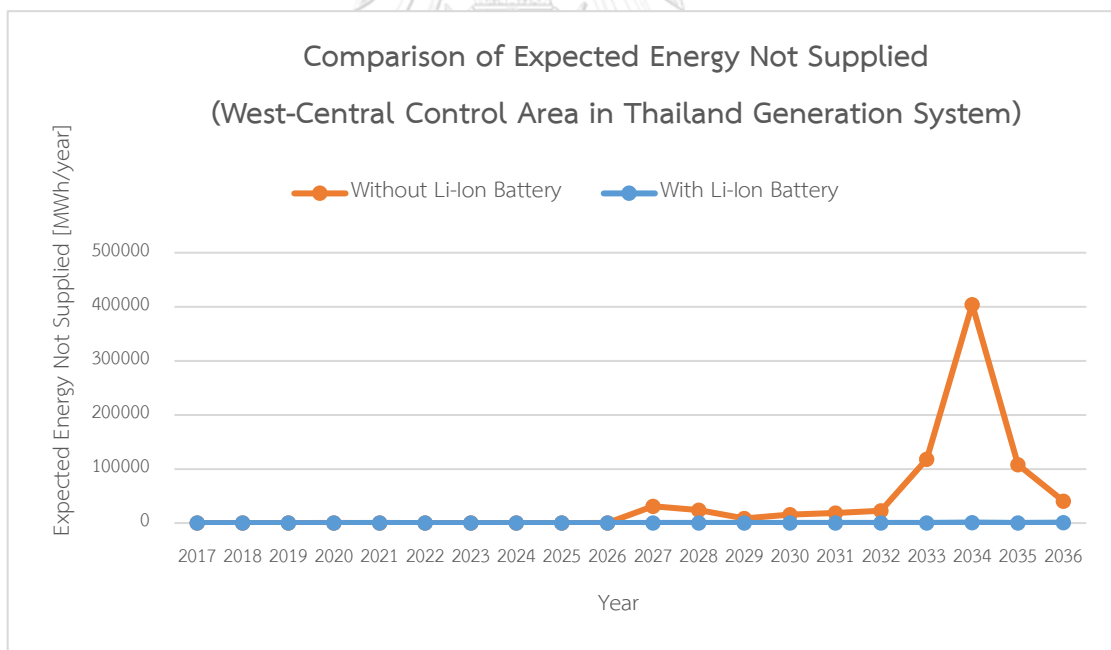
รูปที่ 4.4 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในพื้นที่ภาคใต้ ก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน



รูปที่ 4.5 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน



รูปที่ 4.6 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออก เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน



รูปที่ 4.7 การเปรียบเทียบค่า Expected Energy Not Supplied ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย ในพื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันตก เมื่อก่อนและหลังการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน



## บทที่ 5

### สรุปผล

#### 5.1 สรุปผลการวิจัย

เนื่องจากปัญหาการต่อเข้าสู่ระบบในปริมาณมากของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท และการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่ที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ อีกทั้งปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในทุกปี แต่กลับไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ขึ้นเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าที่ถูกลดระวางไปได้ ส่งผลให้มีความเสี่ยงในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นเป็นบริเวณกว้างในระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอแนวทางในการนำแบตเตอรี่เข้ามาใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้าและแนวทางในการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ดังกล่าวให้เหมาะสมกับวัตถุประสงค์การใช้งาน ซึ่งได้เลือกใช้แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนชนิดลิเทียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (NMC) เนื่องจากมีประสิทธิภาพและรอบการทำงานที่ค่อนข้างสูง อีกทั้งมีค่ากำลังหรือพลังงานจำเพาะที่สูงด้วย จึงทำให้แบตเตอรี่มีขนาดไม่ใหญ่มากและเบา รวมถึงแนวโน้มความนิยมในการใช้งานเพื่อเป็นระบบกักเก็บพลังงานให้กับระบบไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นในอนาคต ด้วยเหตุผลทางด้านราคาเทียบกับประสิทธิภาพ ในที่นี้การกำหนดขนาดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนดังกล่าวถือเป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการนำแบตเตอรี่ไปใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง เนื่องจากหากแบตเตอรี่มีขนาดใหญ่จนเกินไปย่อมก่อให้เกิดความเสี่ยงในเรื่องของงบประมาณที่ใช้ในการจัดซื้อและติดตั้งได้ แต่ถ้าหากแบตเตอรี่มีขนาดเล็กเกินไปอาจไม่สามารถสำรองกำลังหรือพลังงานไฟฟ้าได้ตลอดระยะเวลาในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ตามที่ต้องการเช่นกัน

ในส่วนของการขั้นตอนการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้านั้น เริ่มจากการจำลองรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ในราย 15 นาที เป็นเวลา 1 ปี แล้วนำมาพิจารณาร่วมกันกับระบบผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ที่อยู่ติดกัน โดยคำนึงถึงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบผลิตไฟฟ้าด้วย และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต เพื่อประเมินความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า แยกออกเป็นรายพื้นที่ ผ่านการจำลองเหตุการณ์แบบ Monte Carlo Simulation กับระบบผลิตไฟฟ้า IEEE-Reliability Test System (1996) เมื่อมีพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่แตกต่างกันต่ออยู่ในระยะเวลา 1 ปี เป็นจำนวน 2,000 เหตุการณ์จำลอง และระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP & AEDP 2015) ในระยะเวลา 20 ปี เป็นจำนวน 100 เหตุการณ์จำลอง แล้วคำนวณ

ค่าเฉลี่ยของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าในรายปีของเหตุการณ์จำลองทั้งหมด และนำค่าดัชนีดังกล่าวที่ได้มาประยุกต์ใช้ต่อไปในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับต่อไป

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ต้องการให้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสามารถสำรองกำลังและพลังงานไฟฟ้าได้ในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแต่ละเหตุการณ์โดยส่วนใหญ่ได้ จึงเลือกใช้ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดที่ 95 ของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้ามากำหนดเป็นพิกัดของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน โดยเลือกค่าดัชนีที่สูงที่สุดระหว่างความต้องการกำลังกับพลังงานไฟฟ้าในช่วงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ สุดท้าย ได้นำแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในขนาดที่เหมาะสมติดตั้งเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้า แล้วพิจารณาว่าเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแห่งหนึ่ง ซึ่งคำนึงถึงสถานะการทำงานด้วย เพื่อแสดงให้เห็นถึงผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นกับระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในขนาดที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรอง ในระบบผลิตไฟฟ้าแล้ว

สำหรับผลการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในระบบผลิตไฟฟ้า แสดงให้เห็นว่า ระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่แตกต่างกัน ย่อมมีความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่แตกต่างกันออกไป ขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้า ณ ขณะนั้น สังเกตได้จากดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าทดสอบแต่ละระบบ ซึ่งถ้าระบบผลิตไฟฟ้ามีปริมาณกำลังผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงมาก ย่อมส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมีความน่าเชื่อถือลดลงและมีความต้องการแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนเพื่อใช้เป็นระบบพลังงานสำรองในขนาดที่ใหญ่มากขึ้น นอกจากนี้ยังพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองในปริมาณที่แตกต่างกัน โดยในพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางไม่มีความต้องการแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนเพื่อใช้ในการสำรองไฟฟ้าเลย ในขณะที่พื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออกกลับต้องการแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในขนาดที่สูงสุดถึง 3,760.29 MWh ในปี พ.ศ. 2579 และภาคกลางฝั่งตะวันตกต้องการแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดสูงสุดที่ 1,346.60 MWh ในปี พ.ศ. 2575 และภาคใต้ต้องการแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดสูงสุดที่ 686.84 MWh ในปี พ.ศ. 2573 และสุดท้ายภาคตะวันออกเฉียงเหนือต้องการแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดสูงสุดเพียง 598.62 MWh ในปี พ.ศ. 2573 เท่านั้น ซึ่งสังเกตได้จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทยในแต่ละภูมิภาคที่สัมพันธ์กับขนาดของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในลักษณะการแปรผันตรงนั่นเอง และเมื่อนำแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในขนาดที่เหมาะสมดังกล่าวติดตั้งเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งเริ่มในปีที่มีค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเกิดขึ้นต่อเนื่องกันหลายปี และอาศัยการติดตั้งแบตเตอรี่เพิ่มขึ้นในปีถัดไปจนกระทั่งได้ค่าขนาดที่เหมาะสมตามที่ประเมินไว้ได้ พบว่าแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสามารถช่วยให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือได้มากขึ้น สังเกตได้จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีความเชื่อถือได้ต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับมีค่าลดลงทั้งหมดนั่นเอง

## 5.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

- 1) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของความเร็วลม และความเข้มแสงอาทิตย์กับ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ถูกสร้างขึ้นจากคุณสมบัติเฉพาะของพลังงานหมุนเวียนนั้นและอยู่บน พื้นฐานของข้อมูลจริง อย่างไรก็ตาม สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของอัตราการไหลของ น้ำ และความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพนั้น ถูกสร้างขึ้นจากแบบจำลองความน่าจะเป็น เพื่อให้มีความสอดคล้องกับลักษณะการทำงานตามความเป็นจริงของพลังงานหมุนเวียน ในทางทฤษฎีเท่านั้น จึงอาจจะก่อให้เกิดความคลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริงได้ ดังนั้น ในการ สร้างแบบจำลองของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทให้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุดนั้น จำเป็นต้องอาศัยข้อมูลทางสถิติของพลังงานหมุนเวียนที่มีความละเอียดและมากเพียงพอ
- 2) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า ในที่นี้อาศัยผลรวมของความต้องการ ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบเท่านั้น ไม่มีข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละพื้นที่ ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงประยุกต์ใช้การประมาณออกมาเป็นสัดส่วนในแต่ละภูมิภาคจาก ความ ต้องการใช้ไฟฟ้าฐานของทั้งระบบ ซึ่งในความเป็นจริงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละพื้นที่ อาจมีค่าแตกต่างกันไปจากการผลที่สามารถคำนวณได้
- 3) การกำหนดขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสม สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เลือกคาดการณ์กำลังผลิต ไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียน อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงาน ทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) ซึ่งยังเป็นเพียงการคาดการณ์ว่าระบบผลิตไฟฟ้าจะมี โรงไฟฟ้าใหม่ต่อเข้าสู่ระบบตามแผนดังกล่าวในอนาคต ซึ่งในปัจจุบันนี้ยังคงไม่มี ถ้าหากการต่อ เข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนไปจากแผนทั้งสองดังกล่าวแล้ว ย่อมส่งผลกระทบต่อ การกำหนดขนาดแบตเตอรี่ด้วย ดังนั้น จึงควรคำนึงถึงความเป็นจริงและความน่าจะเป็นใน การก่อสร้างและต่อเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งในอนาคตด้วยเช่นกัน
- 4) สำหรับสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบผลิตไฟฟ้าถูกสร้างขึ้นโดยอาศัย ข้อมูลของ Mean Time to Repair (MTTR) ของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นจาก IEEE Reliability Test System (1996) มาพิจารณาร่วมกันกับ Forced Outage Rates (FOR) ของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง เพื่อคำนวณอัตราความขัดข้องและซ่อมแซมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น ซึ่งในบางครั้งข้อมูล ดังกล่าวอาจมีความล่าช้าและไม่สอดคล้องกับสถานะการทำงานจริงของระบบผลิตไฟฟ้าใน ปัจจุบัน ดังนั้น ข้อมูลทางสถิติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับสถานะการทำงานในปัจจุบัน สามารถช่วยให้การจำลองสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความสมจริงมากขึ้นได้

## รายการอ้างอิง

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)," กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร, 30 มิถุนายน, 2558.
- [2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015)," กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร, กันยายน, 2558.
- [3] C. Grigg *et al.*, "The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, 1999.
- [4] I. Alsaidan, A. Khodaei, and W. Gao, "A Comprehensive Battery Energy Storage Optimal Sizing Model for Microgrid Applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3968-3980, 2018.
- [5] L. Xu, X. Ruan, C. Mao, B. Zhang, and Y. Luo, "An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 774-785, 2013.
- [6] T. K. A. Brekken, A. Yokochi, A. v. Jouanne, Z. Z. Yen, H. M. Hapke, and D. A. Halamay, "Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 69-77, 2011.
- [7] T. A. Nguyen, M. L. Crow, and A. C. Elmore, "Optimal Sizing of a Vanadium Redox Battery System for Microgrid Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 729-737, 2015.
- [8] H. Alharbi and K. Bhattacharya, "Optimal Sizing of Battery Energy Storage Systems for Microgrids," in 2014 *IEEE Electrical Power and Energy Conference*, 2014, pp. 275-280.
- [9] A. Baxter, M. Sanford, R. Smith, and R. Szczepanski, "Analysis of combined cycle operating patterns," in 2004 *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2004, pp. 850-854.

- [10] L. Drbal, K. Westra, and P. Boston, *Power Plant Engineering*. Springer US, 2012.
- [11] B.-F. Joseph and O. G. Schrom, "Combustion engine power plant," ed: Google Patents, 1946.
- [12] G. Kosmadakis, S. Karellas, and E. Kakaras, "Renewable and conventional electricity generation systems: Technologies and diversity of energy systems," in *Renewable Energy Governance*: Springer, 2013, pp. 9-30.
- [13] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "ไฟฟ้าพลังน้ำ," in "สารานุกรมพลังงานทดแทน (pp. 253, 256, 258, 260)." กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร, ประเทศไทย. 2557.
- [14] N. I. (Thailand), "Wind Turbine Control Methods," Bangkok, Thailand., Dec 22, 2008.
- [15] ชูดิษฐ์ อากาศิพัฒนา, "การหาขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเมื่อพิจารณาถึงการแกว่งของกำลังไฟฟ้าและความถี่," วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, วิศวกรรมไฟฟ้า, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพมหานคร, 2555.
- [16] R. Chedid, H. Akiki, and S. Rahman, "A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, no. 1, pp. 76-83, 1998.
- [17] A. Prapassornpittaya and K. Audomvongseeree, "Determining optimal battery capacity of wind generator with power fluctuation consideration," in *The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*, 2011, pp. 820-824.
- [18] Z. P. Jan Machacek, and Jiri Drapela, "The Temperature Dependant Efficiency of Photovoltaic Modules - a Long Term Evaluation of Experimental Measurements," in *Renewable Energy*, T J Hammons ed.: InTech, 2009, pp. 415-446.
- [19] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. L. Talavera, and M. Castro, "Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates," *Solar Energy*, vol. 81, no. 11, pp. 1396-1408, 2007/11/01/ 2007.

- [20] A. Chatterjee, A. Keyhani, and D. Kapoor, "Identification of Photovoltaic Source Models," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 3, pp. 883-889, 2011.
- [21] U. Cherubini, E. Luciano, and W. Vecchiato, *Copula methods in finance*. John Wiley & Sons, 2004.
- [22] P. Embrechts, "Copulas: A personal view," *Journal of Risk and Insurance*, vol. 76, no. 3, pp. 639-650, 2009.
- [23] A. G. Wilson and Z. Ghahramani, "Copula processes," in *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2010, pp. 2460-2468.
- [24] กรพินธ์ เหลืองสมบูรณ์, "คอปูลาของตัวแปรสุ่มที่ขึ้นต่อกัน," *โครงการงานปริญญาบัณฑิต, ภาควิชาคณิตศาสตร์ คณะวิทยาศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย*, 2553.
- [25] พ. ท. พรรณทิพา สุขธรรม, และ เรืองเดช ปั้นเดช, "การฟื้นฟูโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กมาก กรณีศึกษา โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคัง จังหวัดเชียงใหม่," *วิทยานิพนธ์ปริญญา มหาบัณฑิต, สาขาวิชาพลังงานทดแทน ภาควิชาวิทยาศาสตร์ คณะวิทยาศาสตร์, มหาวิทยาลัยนเรศวร*, 2550.
- [26] ประเสริญ อินทับ, "ขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กระดับหมู่บ้าน ในเขตภาคเหนือของประเทศไทย," *วิทยานิพนธ์ปริญญา มหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่*, 2546.
- [27] Woodbank Communications Ltd., "Hydroelectric Power," United Kingdom, 2005.
- [28] Renewables First, "Introduction to run-of-river micro hydropower," United Kingdom, 2011.
- [29] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำ," *กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร*, 2554.
- [30] มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, "โอกาสและการลงทุนเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน," *กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร*, 2554.
- [31] E. Vision, "พลังงานก๊าซชีวภาพ," กรุงเทพมหานคร, 2013.
- [32] นายสัญญาชัย ชนะสงคราม, "เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงขยะ," *สำนักงานสิ่งแวดล้อมภาคที่ 13, ชลบุรี*, 2553.
- [33] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "ศักยภาพชีวมวลในประเทศไทย," *กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร*, 2554.

- [34] ชาคริต ไชยวุฒิเทพารักษ์, "การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่," วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพมหานคร, 2556.
- [35] R. N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [36] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, "การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลแบบสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบและการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง," วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพมหานคร, 2542.
- [37] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน [Online]. Available: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_kdglossary&view=glossary&category=2](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_kdglossary&view=glossary&category=2).
- [38] บรรณ ญัตติ บริบูรณ์. พารามิเตอร์ของแบตเตอรี่ [Online]. Available: <http://academic.udru.ac.th/~banyat/?p=158>
- [39] MIT Electric Vehicle Team. A Guide to Understanding Battery Specifications [Online]. Available: [http://web.mit.edu/evt/summary\\_battery\\_specifications.pdf](http://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf)
- [40] I. Buchmann. Battery Definitions and what they mean [Online]. Available: [http://batteryuniversity.com/learn/article/battery\\_definitions](http://batteryuniversity.com/learn/article/battery_definitions)
- [41] I. Buchmann. How do Lithium Batteries Work? [Online]. Available: [http://batteryuniversity.com/learn/article/lithium\\_based\\_batteries](http://batteryuniversity.com/learn/article/lithium_based_batteries)
- [42] E. Acha, V. Agelidis, O. Anaya, and T. J. E. Miller, *Power electronic control in electrical systems*. Elsevier, 2001.
- [43] โคทม อารียา, อิเล็กทรอนิกส์กำลัง, 1 & 2 ed. กรุงเทพมหานคร: บริษัท ซีเอ็ดดูเคชั่น จำกัด (มหาชน), 2554.
- [44] A. M. L. d. Silva, R. A. González-Fernández, W. S. Sales, and L. A. F. Manso, "Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation," in *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2010, pp. 697-702.

- [45] Y.-F. Li and E. Zio, "A multi-state model for the reliability assessment of a distributed generation system via universal generating function," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 106, pp. 28-36, 2012.
- [46] M. Shirvani, A. Memaripour, M. Abdollahi, and A. Salimi, "Calculation of generation system reliability index: Expected Energy Not Served," *Life Science Journal*, vol. 9, no. 4, 2012.
- [47] L. de Magalhães Carvalho, "Using evolutionary swarms (EPSO) in power system reliability indices calculation," *Master's Thesis, University of Portugal, Portugal*, 2008.
- [48] M. Benidris, J. Mitra, and C. Singh, "Integrated Evaluation of Reliability and Stability of Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 4131-4139, 2017.
- [49] A. M. L. d. Silva, R. A. G. Fernandez, and C. Singh, "Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 129-137, 2010.
- [50] S. M. Rios, V. P. Vidal, and D. L. Kiguel, "Bus-based reliability indices and associated costs in the bulk power system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 719-724, 1998.
- [51] G. Albright, J. Edie, and S. Al-Hallaj, "A comparison of lead acid to lithium-ion in stationary storage applications," *Published by AllCell Technologies LLC*, 2012.
- [52] I. Buchmann. Types of Lithium-ion [Online]. Available: [http://batteryuniversity.com/learn/article/types\\_of\\_lithium\\_ion](http://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion)
- [53] N. R. Karki, R. Karki, A. K. Verma, and J. Choi, *Sustainable Power Systems: Modelling, Simulation and Analysis*. Springer Singapore, 2017.





ภาคผนวก

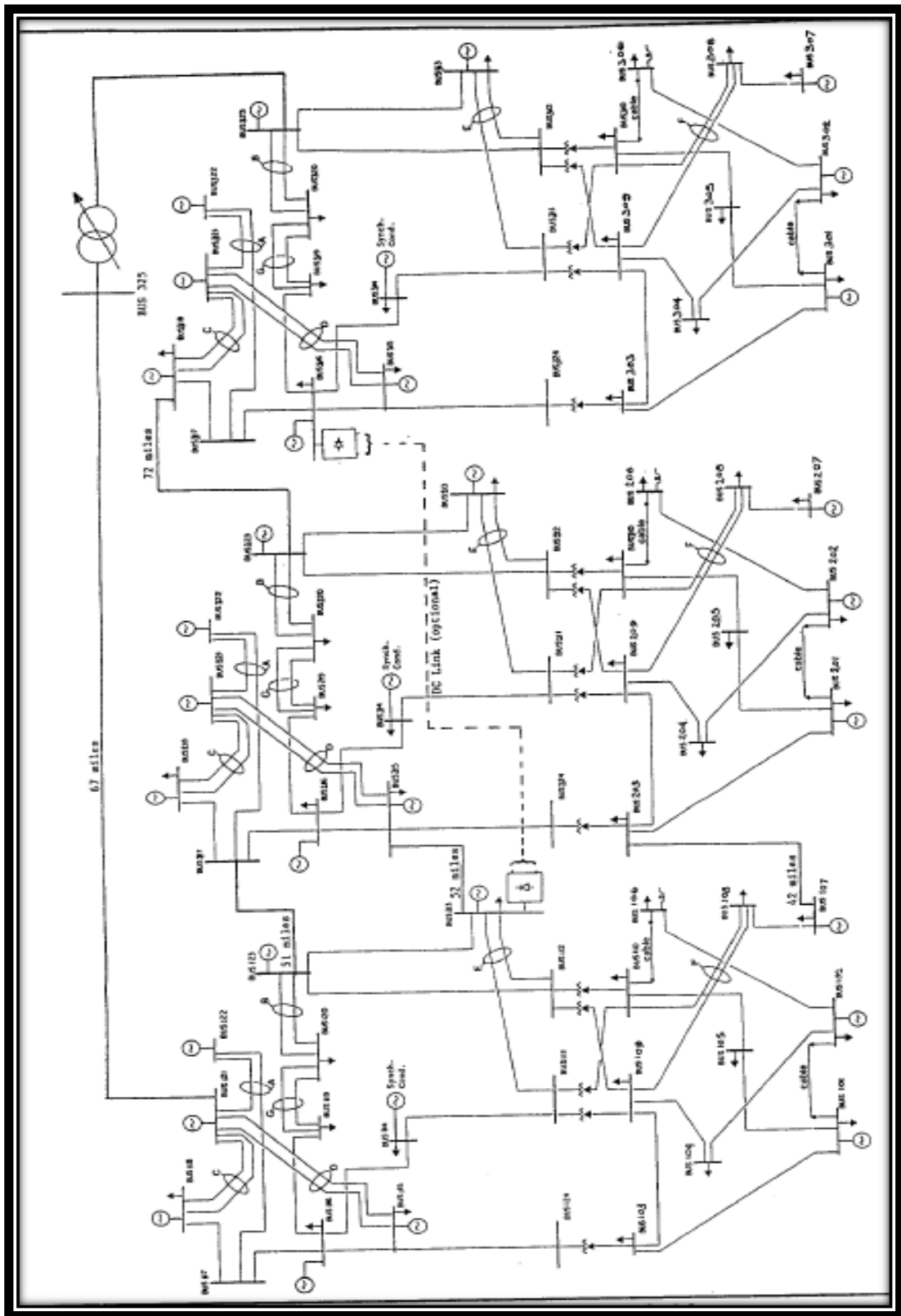
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**



ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ ก.1 แผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram)  
ของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996)

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ IEEE Reliability Test System (1996)

Unit type	Unit Size [MW]	FOR	MTTF [Hour]	MTTR [Hour]	Lamda [Occ./yr.]	Mew [Occ./yr.]
Oil/Steam	12	0.02	2940	60	2.9796	146.00
Oil/CT	20	0.10	450	50	19.4667	175.20
Hydro	50	0.01	1960	20	4.4694	438.00
Coal/Steam	76	0.02	1960	40	4.4694	219.00
Oil/Steam	100	0.04	1200	50	7.3000	175.20
Coal/Steam	155	0.04	960	40	9.1250	219.00
Oil/Steam	197	0.05	950	50	9.2211	175.20
Coal/Steam	350	0.08	1150	100	7.6174	87.60
Nuclear	400	0.12	1100	150	7.9636	58.40



ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015)

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
1	Bhumibol Dam (1)	Renew	Hydro	North	Mar, 1964	-	779.20	3.58
2	Sirikit Dam (1)	Renew	Hydro	North	Jan, 1974	-	500.00	3.58
3	Ubol Ratana Dam (1)	Renew	Hydro	North-East	Mar, 1966	-	25.20	6.76
4	Sirindhorn Dam (1)	Renew	Hydro	North-East	Nov, 1972	-	36.00	3.58
5	Chulabhorn Dam (1)	Renew	Hydro	North-East	Oct, 1972	-	40.00	3.58
6	Nam Pung Dam (1)	Renew	Hydro	North-East	Oct, 1965	-	6.0000	6.76
7	Srinagarind (1)	Renew	Hydro	West-Central	Feb, 1980	-	720.00	3.58
8	Vajiralongkorn Dam (1)	Renew	Hydro	West-Central	Feb, 1985	-	300.00	3.58
9	Tha Thung Na Dam (1)	Renew	Hydro	West-Central	Dec, 1982	-	39.00	3.58
10	Kaeng Krachan Dam (1)	Renew	Hydro	West-Central	Aug, 1974	-	19.00	6.76
11	Bang Lang Dam (1)	Renew	Hydro	South	Jul, 1981	-	72.00	3.58
12	Mae Ngat Dam (1)	Renew	Hydro	North	Oct, 1985	-	9.0000	6.76
13	Ban Yang + Huai Kum Dam + Ban Khun Klang	Renew	Hydro	North	Feb, 1974	-	2.7800	6.76
14	Rajjaprabha Dam (1)	Renew	Hydro	South	May, 1987	-	240.00	3.58
15	Pak Mun Dam (1)	Renew	Hydro	North-East	Oct, 1994	Dec, 2044	136.00	3.58
16	Lamtakhong Dam (1,2)	Renew	Hydro	North-East	Jun, 2004	Dec, 2054	500.00	2.86
17	South Bangkok (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Aug, 1993	Jan, 2020	316.00	5.00
18	South Bangkok (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jul, 1996	Jul, 2023	562.00	7.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
19	South Bangkok (3.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Mar, 2003	Jan, 2035	710.00	4.00
20	Bang Pakong (1)	Thermal	Natural Gas	East-Central	Sep, 1991	Apr, 2014	525.50	6.00
21	Bang Pakong (2)	Thermal	Natural Gas	East-Central	Sep, 1991	Apr, 2014	526.50	6.00
22	Bang Pakong (3)	Thermal	Natural Gas	East-Central	Jan, 1992	Jan, 2027	576.00	6.00
23	Bang Pakong (4)	Thermal	Natural Gas	East-Central	Dec, 1992	Jan, 2028	576.00	6.00
24	Bang Pakong (3.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 1991	Jan, 2017	314.00	7.00
25	Bang Pakong (4.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 1991	Jan, 2018	314.00	7.00
26	Bang Pakong (5.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jul, 2009	Jan, 2035	710.00	4.00
27	Mae Moh (4)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2018	140.00	5.00
28	Mae Moh (5)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2018	140.00	5.00
29	Mae Moh (6)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2018	140.00	5.00
30	Mae Moh (7)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2018	140.00	5.00
31	Mae Moh (8)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2022	270.00	5.00
32	Mae Moh (9)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Aug, 2022	270.00	5.00
33	Mae Moh (10)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2025	270.00	5.00
34	Mae Moh (11)	Thermal	Lignite	North	Sep, 1991	Jan, 2025	270.00	5.00
35	Mae Moh (12)	Thermal	Lignite	North	May, 1995	Jan, 2025	270.00	5.00
36	Mae Moh (13)	Thermal	Lignite	North	Nov, 1995	Jan, 2025	270.00	5.00
37	Krabi (1)	Thermal	Oil	South	Feb, 2004	Jan, 2034	315.00	10.00
38	Nam Phong (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	North-East	Jan, 1991	Jan, 2034	325.00	7.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
39	Nam Phong (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	North-East	Jun, 1993	Jan, 2024	325.00	7.00
40	Wang Noi (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Apr, 1996	Jan, 2023	612.00	6.00
41	Wang Noi (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Sep, 1996	Jan, 2023	612.00	6.00
42	Wang Noi (3.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Jul, 1997	Jan, 2023	686.00	6.00
43	Chana (1.1)*	Combine Cycle	Natural Gas	South	Mar, 2008	Mar, 2034	710.00	4.00
44	Mae Hong Son (1)	Gas Turbine	Diesel	North	May, 2007	Dec, 2032	4.4000	10.00
45	Theun Hinboun (Laos) (1)	Renew	Hydro	North-East	Apr, 1998	Dec, 2037	214.00	3.58
46	Houay Ho (Laos) (1)	Renew	Hydro	North-East	Sep, 1999	Sep, 2029	126.00	3.58
47	Thailand-Malaysia HVDC (1)	HVDC	HVDC	South	Dec, 2001	-	300.00	0.00
48	REGCO (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 1992	Dec, 2014	294.70	4.00
49	REGCO (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Mar, 1992	Dec, 2014	287.70	4.00
50	REGCO (3.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	May, 1992	Dec, 2014	289.80	4.00
51	REGCO (4.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Sep, 1993	Dec, 2014	302.90	4.00
52	KEGCO (2)	Thermal	Natural Gas	South	Sep, 1991	Jun, 2016	70.20	7.00
53	KEGCO (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	South	Feb, 1995	Jun, 2016	678.00	4.00
54	Ratchaburi (1)	Thermal	Natural Gas	West-Central	Jun, 2000	Oct, 2025	720.00	4.00
55	Ratchaburi (2)	Thermal	Natural Gas	West-Central	Oct, 2000	Oct, 2025	720.00	4.00
56	Ratchaburi (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	West-Central	Nov, 2001	Apr, 2027	685.00	5.00
57	Ratchaburi (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	West-Central	Dec, 2001	Apr, 2027	675.00	5.00
58	Ratchaburi (3.1)	Combine Cycle	Natural Gas	West-Central	Apr, 2002	Oct, 2026	681.00	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
59	TECO (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	West-Central	Jul, 2000	Jan, 2020	700.00	5.00
60	IPT (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jun, 2000	Aug, 2025	700.00	5.00
61	GLOW (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2002	Jun, 2028	356.50	5.00
62	GLOW (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2002	Jun, 2029	356.50	5.00
63	EPEC (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jul, 2002	Mar, 2023	350.00	4.00
64	BLCP (1)	Thermal	Bituminous	East-Central	Oct, 2006	Jan, 2029	673.25	6.00
65	BLCP (2)	Thermal	Bituminous	East-Central	Feb, 2007	Feb, 2029	673.25	6.00
66	GPG (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	May, 2007	Jan, 2032	734.00	5.00
67	GPG (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Mar, 2008	Jan, 2032	734.00	5.00
68	RGCO power (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	West-Central	Mar, 2008	Jan, 2032	700.00	5.00
69	RGCO power (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	West-Central	Jun, 2008	Jan, 2032	700.00	5.00
70	SPP (1)	COGEN	Natural Gas	Central	Apr, 1996	Apr, 2017	90.00	7.00
71	SPP (2)	COGEN	Natural Gas	Central	Oct, 1996	Oct, 2017	90.00	7.00
72	SPP (3)	COGEN	Bituminous	East-Central	Feb, 1997	Feb, 2018	9.5000	7.00
73	SPP (4)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Apr, 1997	Feb, 2018	32.00	7.00
74	SPP (5)	COGEN	Oil	North	Jun, 1998	Jul, 2019	4.5000	7.00
75	SPP (6)	COGEN	Natural Gas	Central	Aug, 1998	Oct, 2019	90.00	7.00
76	SPP (7)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Sep, 1998	Oct, 2019	90.00	7.00
77	SPP (8)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Dec, 1998	Feb, 2020	90.00	7.00
78	SPP (9)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jan, 1999	Feb, 2020	90.00	7.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
79	SPP (10)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Feb, 1998	Feb, 2021	55.00	7.00
80	SPP (11)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Sep, 1998	May, 2021	55.00	7.00
81	SPP (12)	COGEN	Natural Gas	Central	Oct, 2000	Oct, 2021	90.00	7.00
82	SPP (13)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Aug, 2001	Aug, 2022	60.00	7.00
83	SPP (14)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Oct, 2001	Oct, 2022	90.00	7.00
84	SPP (15)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Apr, 1998	Apr, 2023	41.00	7.00
85	SPP (16)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Feb, 2003	Feb, 2024	60.00	7.00
86	SPP (17)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Apr, 1999	Mar, 2024	60.00	7.00
87	SPP (18)	COGEN	Natural Gas	East-Central	May, 1999	May, 2024	90.00	7.00
88	SPP (19)	COGEN	Natural Gas	East-Central	May, 1999	May, 2024	60.00	7.00
89	SPP (20)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jun, 1999	Jun, 2024	90.00	7.00
90	SPP (21)	COGEN	Bituminous	East-Central	Mar, 1999	Mar, 2024	90.00	5.00
91	SPP (22)	COGEN	Bituminous	East-Central	Jul, 1999	Jul, 2024	90.00	5.00
92	SPP (23)	COGEN	Bituminous	East-Central	Sep, 1999	Sep, 2024	90.00	5.00
93	SPP (24)	COGEN	Bituminous	East-Central	Apr, 2000	Apr, 2025	90.00	5.00
94	SPP (25)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Oct, 2000	Oct, 2025	90.00	7.00
95	SPP (26)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Nov, 2010	Jun, 2035	90.00	7.00
96	North Bangkok (1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	May, 2010	Jan, 2035	670.00	4.00
97	NamTheun2 power plant 1 (1)	Renew	Hydro	North-East	Mar, 2010	Mar, 2035	948.00	4.00
98	NamNgum2 power plant 1 (1)	Renew	Hydro	North-East	Jan, 2011	Dec, 2061	596.60	4.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
99	SPP COGEN 2012 (1)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jun, 2012	Jun, 2037	74.00	4.00
100	SPP COGEN 2012 (2)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Sep, 2012	Sep, 2037	90.00	4.00
101	SPP COGEN 2012 (3)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Dec, 2012	Dec, 2037	90.00	4.00
102	Gheco-one (1)	Thermal	Bituminous	East-Central	May, 2012	Dec, 2041	660.00	6.00
103	Theun-Hinboun (expansion) 1 (1)	Renew	Hydro	North-East	Jul, 2012	Dec, 2037	220.00	4.00
104	SPP COGEN 2013 (1)	COGEN	Natural Gas	Central	Jan, 2013	Dec, 2038	90.00	4.00
105	SPP COGEN 2013 (2)	COGEN	Natural Gas	Central	Feb, 2013	Dec, 2038	90.00	4.00
106	SPP COGEN 2013 (3)	COGEN	Natural Gas	Central	Mar, 2013	-	90.00	4.00
107	SPP COGEN 2013 (4)	COGEN	Natural Gas	Central	Apr, 2013	-	90.00	4.00
108	SPP COGEN 2013 (5)	COGEN	Natural Gas	Central	Apr, 2013	-	90.00	4.00
109	SPP COGEN 2013 (6)	COGEN	Natural Gas	Central	May, 2013	-	90.00	4.00
110	SPP COGEN 2013 (7)	COGEN	Natural Gas	Central	Jun, 2013	-	90.00	4.00
111	SPP COGEN 2013 (8)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jun, 2013	-	90.00	4.00
112	SPP COGEN 2013 (9)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jun, 2013	-	90.00	4.00
113	SPP COGEN 2013 (10)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jul, 2013	-	90.00	4.00
114	SPP COGEN 2013 (11)	COGEN	Natural Gas	Central	Jul, 2013	-	90.00	4.00
115	SPP COGEN 2013 (12)	COGEN	Natural Gas	Central	Oct, 2013	-	90.00	4.00
116	SPP COGEN 2013 (13)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Nov, 2013	-	90.00	4.00
117	Chana (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	South	Jul, 2014	Dec, 2039	766.00	4.00
118	Wang Noi (4.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Apr, 2014	Dec, 2039	750.00	4.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
119	GULF JP NS (1.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Jun, 2014	Dec, 2039	800.00	4.00
120	GULF JP NS (2.1)	Combine Cycle	Natural Gas	Central	Dec, 2014	Dec, 2039	800.00	4.00
121	GULF JP UT (1)	Combine Cycle	Natural Gas	North	Jun, 2015	Dec, 2040	800.00	4.00
122	Hong Sa (1)	Thermal	Lignite	North	Jun, 2015	Dec, 2045	491.00	6.00
123	North Bangkok (2)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2016	Dec, 2041	848.30	4.00
124	Hong Sa (2)	Thermal	Lignite	North	Nov, 2015	Dec, 2045	491.00	6.00
125	GULF JP UT (2)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Dec, 2015	Dec, 2040	800.00	4.00
126	Hong Sa (3)	Thermal	Lignite	North	Mar, 2016	Dec, 2046	491.00	6.00
127	South Natural Gas Power Plant Substitution (1)	Combine Cycle	Natural Gas	South	Jul, 2016	Dec, 2041	930.00	4.00
128	National Power Supply (1)	Thermal	Bituminous	East-Central	Nov, 2016	Dec, 2041	135.00	6.00
129	National Power Supply (2)	Thermal	Bituminous	East-Central	Nov, 2016	Dec, 2041	135.00	6.00
130	National Power Supply (3)	Thermal	Bituminous	East-Central	Mar, 2017	Dec, 2042	135.00	6.00
131	National Power Supply (4)	Thermal	Bituminous	East-Central	Mar, 2017	Dec, 2042	135.00	6.00
132	Lamtakhong Dam (3,4)	Renew	Hydro	North-East	Feb, 2018	-	500.00	2.86
133	NamNgieb PP (1)	Renew	Hydro	North-East	Jul, 2019	Dec, 2069	269.00	4.00
134	Xe Pian PP (1)	Renew	Hydro	North-East	Jul, 2019	Dec, 2069	354.00	4.00
135	VSPB Biomass 2014	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2014	-	313.60	5.00
136	SPP COGEN (2)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jan, 2015	-	270.00	4.00
137	SPP COGEN (2)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jul, 2015	-	180.00	4.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
138	SPP COGEN (3)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jul, 2016	-	270.00	4.00
139	SPP COGEN (3)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jul, 2016	-	630.00	4.00
140	SPP COGEN (4)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jan, 2017	-	90.00	4.00
141	SPP COGEN (4)	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jul, 2017	-	990.00	4.00
142	SPP COGEN (5)	COGEN	Natural Gas	Central	Jan, 2018	-	90.00	4.00
143	SPP COGEN (5)	COGEN	Natural Gas	Central	Jul, 2018	-	450.00	4.00
144	SPP COGEN (6)	COGEN	Natural Gas	Central	Jan, 2019	-	180.00	4.00
145	SPP COGEN (6)	COGEN	Natural Gas	Central	Jul, 2019	-	450.00	4.00
146	VSPG COGEN 2019	COGEN	Natural Gas	East-Central	Jan, 2019	-	4.8000	4.00
147	Xayaburi PP (1)	Renew	Hydro	North	Oct, 2019	Dec, 2069	1,220.00	4.00
148	Gulf IPP NG PP (1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Oct, 2021	Dec, 2046	625.00	4.00
149	Gulf IPP NG PP (2)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Oct, 2021	Dec, 2046	625.00	4.00
150	Gulf IPP NG PP (3)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Oct, 2022	Dec, 2047	625.00	4.00
151	Gulf IPP NG PP (4)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Oct, 2022	Dec, 2047	625.00	4.00
152	Gulf IPP NG PP (5)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Mar, 2023	Dec, 2048	625.00	4.00
153	Gulf IPP NG PP (6)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Oct, 2023	Dec, 2048	625.00	4.00
154	Gulf IPP NG PP (7)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Mar, 2024	Dec, 2049	625.00	4.00
155	Gulf IPP NG PP (8)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Oct, 2024	Dec, 2049	625.00	4.00
156	EGAT - Renew 1	Renew	Small Hydro	North	Oct, 1982	-	1.2750	5.00
157	EGAT - Renew 2	Renew	Solar	Central	Sep, 1984	-	0.0195	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
158	EGAT - Renew 3	Renew	Small Hydro	North	Sep, 1984	-	0.0200	5.00
159	EGAT - Renew 4	Renew	Small Hydro	North	Sep, 1984	-	4.5000	5.00
160	EGAT - Renew 5	Renew	Small Hydro	North	Oct, 1985	-	4.5000	5.00
161	EGAT - Renew 6	Renew	Small Hydro	North	Sep, 1987	-	0.1000	5.00
162	EGAT - Renew 7	Renew	Geo	Central	Dec, 1989	-	0.3000	5.00
163	EGAT - Renew 8	Renew	Solar	Central	Mar, 1990	-	0.0080	5.00
164	EGAT - Renew 9	Renew	Wind	South	Aug, 1990	-	0.0185	5.00
165	EGAT - Renew 10	Renew	Wind	South	Aug, 1991	-	0.0030	5.00
166	EGAT - Renew 11	Renew	Wind	South	Feb, 1992	-	0.0009	5.00
167	EGAT - Renew 12	Renew	Solar	Central	Jun, 1993	-	0.0140	5.00
168	EGAT - Renew 13	Renew	Wind	South	Oct, 1993	-	0.0200	5.00
169	EGAT - Renew 14	Renew	Wind	South	Jul, 1996	-	0.1500	5.00
170	EGAT - Renew 15	Renew	Solar	Central	Apr, 2004	-	0.5000	5.00
171	EGAT - Renew 16	Renew	Small Hydro	North	Nov, 2004	-	0.0200	5.00
172	EGAT - Renew 17	Renew	Wind	South	May, 2009	-	2.5000	5.00
173	EGAT - Renew 18	Renew	Solar	Central	Nov, 2009	-	1.0120	5.00
174	EGAT - Renew 19	Renew	Small Hydro	North	May, 2012	-	12.00	5.00
175	EGAT - Renew 20	Renew	Small Hydro	North	Dec, 2013	-	8.0000	5.00
176	EGAT - Renew 21	Renew	Small Hydro	North	Dec, 2013	-	10.00	5.00
177	EGAT - Renew 22	Renew	Small Hydro	North	Dec, 2013	-	12.00	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
178	EGAT - Renew 23	Renew	Small Hydro	North	Dec, 2013	-	6.7000	5.00
179	EGAT - Renew 24	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2015	-	30.00	5.00
180	EGAT - Renew 25	Renew	Small Hydro	North	Nov, 2016	-	5.5000	5.00
181	EGAT - Renew 26	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2017	-	2.5000	5.00
182	EGAT - Renew 27	Renew	Small Hydro	North	Feb, 2018	-	1.2500	5.00
183	EGAT - Renew 28	Renew	Solar	Central	Aug, 2014	-	5.0000	5.00
184	EGAT - Renew 29	Renew	Small Hydro	North	Nov, 2019	-	14.00	5.00
185	EGAT - Renew 30	Renew	Small Hydro	North	Nov, 2019	-	18.00	5.00
186	EGAT - Renew 31	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2021	-	2.0000	5.00
187	EGAT - Renew 32	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2021	-	1.0000	5.00
188	EGAT - Renew 33	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2022	-	1.5000	5.00
189	EGAT - Renew 34	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2022	-	2.0000	5.00
190	EGAT - Renew 35	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2027	-	1.0000	5.00
191	EGAT - Renew 36	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2020	-	4.0000	5.00
192	EGAT - Renew 37	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2020	-	1.5000	5.00
193	EGAT - Renew 38	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2023	-	2.8000	5.00
194	EGAT - Renew 39	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2024	-	1.2000	5.00
195	EGAT - Renew 40	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2024	-	12.00	5.00
196	EGAT - Renew 41	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2025	-	1.5000	5.00
197	EGAT - Renew 42	Renew	Small Hydro	North	May, 2025	-	2.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
198	EGAT - Renew 43	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2026	-	1.5000	5.00
199	EGAT - Renew 44	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2026	-	1.0000	5.00
200	EGAT - Renew 45	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2027	-	1.0000	5.00
201	EGAT - Renew 46	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2028	-	1.0000	5.00
202	EGAT - Renew 47	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2028	-	1.0000	5.00
203	EGAT - Renew 48	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2029	-	1.0000	5.00
204	EGAT - Renew 49	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2029	-	1.5000	5.00
205	EGAT - Renew 50	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2030	-	2.0000	5.00
206	EGAT - Renew 51	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2030	-	2.0000	5.00
207	EGAT - Renew 52	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2031	-	16.00	5.00
208	EGAT - Renew 53	Renew	Small Hydro	North	Jun, 2031	-	1.2000	5.00
209	EGAT - Renew 54	Renew	Small Hydro	North	Apr, 2032	-	1.0000	5.00
210	EGAT - Renew 55	Renew	Solar	Central	Dec, 2015	-	0.2400	5.00
211	EGAT - Renew 56	Renew	Wind	South	May, 2015	-	18.00	5.00
212	EGAT - Renew 57	Renew	Solar	Central	Jun, 2016	-	1.0000	5.00
213	EGAT - Renew 58	Renew	Solar	Central	Dec, 2017	-	0.1200	5.00
214	EGAT - Renew 59	Renew	Wind	South	Jul, 2017	-	3.0000	5.00
215	EGAT - Renew 60	Renew	Wind	South	Dec, 2019	-	50.00	5.00
216	EGAT - Renew 61	Renew	Solar	Central	Dec, 2020	-	1.0000	5.00
217	EGAT - Renew 62	Renew	Solar	Central	Dec, 2021	-	3.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
218	EGAT - Renew 63	Renew	Solar	Central	Dec, 2022	-	1.0000	5.00
219	EGAT - Renew 64	Renew	Wind	South	Dec, 2022	-	10.00	5.00
220	EGAT - Renew 65	Renew	Solar	Central	Dec, 2023	-	0.1200	5.00
221	EGAT - Renew 66	Renew	Solar	Central	Dec, 2026	-	1.0000	5.00
222	EGAT - Renew 67	Renew	Wind	South	Dec, 2026	-	50.00	5.00
223	EGAT - Renew 68	Renew	Solar	Central	Dec, 2028	-	1.0000	5.00
224	EGAT - Renew 69	Renew	Solar	Central	Dec, 2029	-	3.0000	5.00
225	EGAT - Renew 70	Renew	Wind	South	Dec, 2029	-	10.00	5.00
226	EGAT - Renew 71	Renew	Solar	Central	Dec, 2030	-	10.00	5.00
227	EGAT - Renew 72	Renew	Wind	South	Dec, 2030	-	30.00	5.00
228	Bang Pakong Substitution (1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2019	Dec, 2044	1,300.00	4.00
229	Bang Pakong Substitution (2) train 1	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2032	Dec, 2044	650.00	4.00
230	Bang Pakong Substitution (2) train 2	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2032	Dec, 2044	650.00	4.00
231	Bang Pakong Substitution (3)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jul, 2033	Dec, 2044	1,300.00	4.00
232	South Bangkok Substitution (1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2019	Dec, 2044	1,300.00	4.00
233	South Bangkok Substitution (2)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2022	Dec, 2047	1,300.00	4.00
234	Wang Noi Substitution (1)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jan, 2023	Dec, 2048	1,300.00	4.00
235	Wang Noi Substitution (2)	Combine Cycle	Natural Gas	East-Central	Jul, 2023	Dec, 2048	1,300.00	4.00
236	Clean Coal PP EGAT (1)	Thermal	Bituminous	South	Dec, 2019	Dec, 2052	800.00	6.00
237	Clean Coal PP EGAT (2)	Thermal	Bituminous	South	Jan, 2021	Dec, 2055	1,000.00	6.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
238	Clean Coal PP EGAT (3)	Thermal	Bituminous	South	Jan, 2024	Dec, 2053	1,000.00	6.00
239	Clean Coal PP EGAT (4)	Thermal	Bituminous	South	Jan, 2032	Dec, 2052	1,000.00	6.00
240	Clean Coal PP EGAT (5)	Thermal	Bituminous	South	Jun, 2034	Dec, 2052	1,000.00	6.00
241	Clean Coal PP EGAT (6)	Thermal	Bituminous	South	Jun, 2035	Dec, 2055	1,000.00	6.00
242	Mae Moh (4) S	Thermal	Lignite	North	Jun, 2018	Jan, 2048	150.00	5.00
243	Mae Moh (5) S	Thermal	Lignite	North	Jun, 2018	Jan, 2048	150.00	5.00
244	Mae Moh (6) S	Thermal	Lignite	North	Jan, 2018	Jan, 2048	150.00	5.00
245	Mae Moh (7) S	Thermal	Lignite	North	Jan, 2018	Jan, 2048	150.00	5.00
246	Mae Moh (8) S	Thermal	Lignite	North	Jun, 2022	Jan, 2058	212.50	5.00
247	Mae Moh (9) S	Thermal	Lignite	North	Jun, 2022	Jan, 2058	212.50	5.00
248	Chulabhorn Pump Storage	Renew	Hydro	North-East	Jun, 2025	-	800.00	2.86
249	Kiritharn Pump Storage	Renew	Hydro	West-Central	Jun, 2028	-	801.00	2.86
250	Nuclear Power Plant	Thermal	Nuclear	North-East	Jan, 2035	-	1,000.00	6.00
251	Nuclear Power Plant	Thermal	Nuclear	East-Central	Jun, 2036	-	1,000.00	6.00
252	Import hydro Maitong 1	Renew	Hydro	North	Jan, 2026	Dec, 2080	700.00	4.00
253	Import hydro Maitong 2	Renew	Hydro	North	Jan, 2027	Dec, 2080	700.00	4.00
254	Import hydro Maitong 3	Renew	Hydro	North	Jun, 2028	Dec, 2080	700.00	4.00
255	Import hydro Maitong 4	Renew	Hydro	North	Jan, 2029	Dec, 2080	700.00	4.00
256	Import hydro Maitong 5	Renew	Hydro	North	Jan, 2030	Dec, 2080	700.00	4.00
257	Import hydro Maitong 6	Renew	Hydro	North	Jan, 2031	Dec, 2080	700.00	4.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
258	Import hydro Maitong 7	Renew	Hydro	North	Jan, 2032	Dec, 2080	700.00	4.00
259	Import hydro Maitong 8	Renew	Hydro	North	Jan, 2033	Dec, 2080	700.00	4.00
260	Import hydro Maitong 9	Renew	Hydro	North	Jun, 2034	Dec, 2080	700.00	4.00
261	Import hydro Maitong 10	Renew	Hydro	North	Jan, 2035	Dec, 2080	700.00	4.00
262	Import hydro Maitong 11	Renew	Hydro	North	Jun, 2036	Dec, 2080	700.00	4.00
263	Gas turbine (1)	Gas Turbine	Diesel	East-Central	Jan, 2033	Dec, 2058	250.00	4.00
264	Gas turbine (2)	Gas Turbine	Diesel	East-Central	Jan, 2033	Dec, 2058	250.00	4.00
265	Gas turbine (3)	Gas Turbine	Diesel	East-Central	Jan, 2034	Dec, 2059	250.00	4.00
266	Gas turbine (4)	Gas Turbine	Diesel	East-Central	Jan, 2035	Dec, 2060	250.00	4.00
267	Gas turbine (5)	Gas Turbine	Diesel	Central	Jan, 2035	Dec, 2060	250.00	4.00
268	Gas turbine (6)	Gas Turbine	Diesel	Central	Jan, 2035	Dec, 2060	250.00	4.00
269	Gas turbine (7)	Gas Turbine	Diesel	Central	Jun, 2036	Dec, 2061	250.00	4.00

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศไทย ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015)

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
1	SPP-NonFirm - Biomass 1997 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jun, 1997	-	8.0000	5.00
2	SPP-Firm - Biomass 1999 East-Central	Renew	Biomass	East-Central	Apr, 1999	May, 2024	41.00	5.00
3	SPP-Firm - Biomass 1999 East-Central	Renew	Biomass	East-Central	May, 1999	May, 2020	8.0000	5.00
4	SPP-NonFirm - Biomass 2000 East-Central	Renew	Biomass	West-Central	Feb, 2000	-	7.0000	5.00
5	SPP-NonFirm - Biomass 2002 East-Central	Renew	Biomass	Central	Jan, 2002	-	8.0000	5.00
6	SPP-NonFirm - Biomass 2003 East-Central	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2003	-	8.0000	5.00
7	SPP-Firm - Biomass 2003 North-East	Renew	Biomass	North-East	May, 2003	Jun, 2024	8.8000	5.00
8	SPP-NonFirm - Biomass 2003 North-East	Renew	Biomass	North-East	Aug, 2003	-	30.00	5.00
9	SPP-Firm - Biomass 2003 East-Central	Renew	Biomass	East-Central	Nov, 2003	Nov, 2028	50.00	5.00
10	SPP-NonFirm - Biomass 2004 North-East	Renew	Biomass	North-East	Apr, 2004	-	6.0000	5.00
11	SPP-Firm - Biomass 2004 East-Central	Renew	Biomass	West-Central	Jul, 2004	Jul, 2025	27.00	5.00
12	SPP-Firm - Biomass 2004 North-East	Renew	Biomass	North-East	Sep, 2004	Sep, 2025	29.00	5.00
13	SPP-Firm - Biomass 2005 North	Renew	Biomass	North	Dec, 2005	Dec, 2030	25.00	5.00
14	SPP-Firm - Biomass 2006 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2006	Jan, 2027	6.5000	5.00
15	SPP-NonFirm - Biogas 2006 East-Central	Renew	Biogas	Central	Jul, 2006	-	12.00	5.00
16	SPP-Firm - Biomass 2006 South	Renew	Biomass	South	Nov, 2006	Nov, 2031	20.20	5.00
17	SPP-Firm - Biomass 2006 North-East	Renew	Biomass	North-East	Dec, 2006	Jan, 2028	20.00	5.00
18	SPP-Firm - Biomass 2007 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2007	Feb, 2028	8.0000	5.00
19	SPP-NonFirm - Biogas 2007 North	Renew	Biogas	North	Jun, 2007	-	1.7230	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
20	SPP-Firm - Biomass 2007 South	Renew	Biomass	South	Sep, 2007	Sep, 2032	8.8000	5.00
21	SPP-Firm - Biomass 2009 East-Central	Renew	Biomass	West-Central	Nov, 2009	Nov, 2034	10.80	5.00
22	SPP-Firm - Biomass 2009 North-East	Renew	Biomass	North-East	Nov, 2009	Nov, 2034	10.00	5.00
23	SPP-NonFirm - Biomass 2010 East-Central	Renew	Biomass	North-East	Nov, 2009	-	22.00	5.00
24	SPP-NonFirm - Small Hydro 2011 East-Central	Renew	Small Hydro	East-Central	Mar, 2011	Dec, 2034	12.20	5.00
25	SPP-NonFirm - Wind 2012 East-Central	Renew	Wind	North-East	Jan, 2012	-	60.00	5.00
26	SPP-NonFirm - Biomass 2012 East-Central	Renew	Biomass	West-Central	May, 2012	-	25.00	5.00
27	SPP-Firm - Biomass 2012 North-East	Renew	Biomass	North-East	Sep, 2012	Sep, 2034	15.500	5.00
28	SPP-NonFirm - Wind 2012 North-East	Renew	Wind	North-East	Nov, 2012	-	90.00	5.00
29	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2013	Jan, 2038	21.00	5.00
30	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2013	Jan, 2038	21.00	5.00
31	SPP-NonFirm - Biomass 2013 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2013	-	28.00	5.00
32	SPP-NonFirm - Wind 2013 North-East	Renew	Wind	North-East	Feb, 2013	-	13.90	5.00
33	SPP-NonFirm - Wind 2013 North-East	Renew	Wind	North-East	Mar, 2013	-	50.00	5.00
34	SPP-NonFirm - Biomass 2013 East-Central	Renew	Biomass	West-Central	Apr, 2013	-	60.00	5.00
35	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jun, 2013	Jun, 2038	24.00	5.00
36	SPP-NonFirm - Biomass 2013 East-Central	Renew	Biomass	East-Central	Sep, 2013	-	20.00	5.00
37	SPP-NonFirm - Biomass 2013 East-Central	Renew	Biomass	East-Central	Dec, 2013	-	18.00	5.00
38	SPP-Firm - Biomass 2013 North-East	Renew	Biomass	North-East	Dec, 2013	-	22.00	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
39	VSPP - Solar 2010 North	Renew	Solar	North	Jan, 2010	-	96.00	5.00
40	VSPP - Biomass 2010 North	Renew	Biomass	North	Jan, 2010	-	33.1850	5.00
41	VSPP - Waste 2010 North	Renew	Waste	North	Jan, 2010	-	1.0000	5.00
42	VSPP - Wind 2010 South	Renew	Wind	South	Jan, 2010	-	0.3320	5.00
43	VSPP - Biomass 2010 South	Renew	Biomass	South	Jan, 2010	-	32.50	5.00
44	VSPP - Biogas 2010 South	Renew	Biogas	South	Jan, 2010	-	50.7670	5.00
45	VSPP - Waste 2010 South	Renew	Waste	South	Jan, 2010	-	2.8000	5.00
46	VSPP - Solar 2010 North-East	Renew	Solar	North-East	Jan, 2010	-	7.6254	5.00
47	VSPP - Biomass 2010 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2010	-	165.40	5.00
48	VSPP - Biogas 2010 North-East	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2010	-	23.9950	5.00
49	VSPP - Solar 2011 North	Renew	Solar	North	Jan, 2011	-	30.00	5.00
50	VSPP - Biomass 2011 North	Renew	Biomass	North	Jan, 2011	-	23.80	5.00
51	VSPP - Biogas 2011 North	Renew	Biogas	North	Jan, 2011	-	1.8370	5.00
52	VSPP - Wind 2011 South	Renew	Wind	South	Jan, 2011	-	1.5000	5.00
53	VSPP - Biomass 2011 South	Renew	Biomass	South	Jan, 2011	-	8.0000	5.00
54	VSPP - Biogas 2011 South	Renew	Biogas	South	Jan, 2011	Dec, 2034	7.0000	5.00
55	VSPP - Solar 2011 North-East	Renew	Solar	North-East	Jan, 2011	-	91.1230	5.00
56	VSPP - Biomass 2011 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2011	-	31.80	5.00
57	VSPP - Biogas 2011 North-East	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2011	Dec, 2034	16.80	5.00
58	VSPP - Solar 2011 East - Central	Renew	Solar	Central	Jan, 2011	Dec, 2034	108.2275	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
59	VSPP - Solar 2012 North	Renew	Solar	North	Jan, 2012	Dec, 2034	40.00	5.00
60	VSPP - Biomass 2012 North	Renew	Biomass	North	Jan, 2012	Dec, 2034	29.28	5.00
61	VSPP - Biogas 2012 North	Renew	Biogas	North	Jan, 2012	Dec, 2034	1.9500	5.00
62	VSPP - Waste 2012 North	Renew	Waste	North	Jan, 2012	-	1.2000	5.00
63	VSPP - Biomass 2012 South	Renew	Biomass	South	Jan, 2012	Dec, 2034	25.00	5.00
64	VSPP - Biogas 2012 South	Renew	Biogas	South	Jan, 2012	Dec, 2034	6.5900	5.00
65	VSPP - Waste 2012 South	Renew	Waste	South	Jan, 2012	-	13.00	5.00
66	VSPP - Solar 2012 North-East	Renew	Solar	North-East	Jan, 2012	-	163.0340	5.00
67	VSPP - Biomass 2012 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2012	Dec, 2034	97.34	5.00
68	VSPP - Biogas 2012 North-East	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2012	Dec, 2034	22.7680	5.00
69	VSPP - Solar 2012 East - Central	Renew	Solar	Central	Jan, 2012	-	226.9974	5.00
70	VSPP - Solar 2013 North	Renew	Solar	North	Jan, 2013	-	90.00	5.00
71	VSPP - Biomass 2013 North	Renew	Biomass	North	Jan, 2013	-	215.61	5.00
72	VSPP - Biogas 2013 North	Renew	Biogas	North	Jan, 2013	-	1.0000	5.00
73	VSPP - Biomass 2013 South	Renew	Biomass	South	Jan, 2013	-	29.5020	5.00
74	VSPP - Biogas 2013 South	Renew	Biogas	South	Jan, 2013	-	23.9930	5.00
75	VSPP - Waste 2013 South	Renew	Waste	South	Jan, 2013	-	1.0200	5.00
76	VSPP - Solar 2013 North-East	Renew	Solar	North-East	Jan, 2013	-	125.1361	5.00
77	VSPP - Biomass 2013 North-East	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2013	-	203.41	5.00
78	VSPP - Biogas 2013 North-East	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2013	-	13.1870	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
79	VSPP - Waste 2013 North-East	Renew	Waste	North-East	Jan, 2013	-	0.8000	5.00
80	VSPP - Solar 2013 East - Central	Renew	Solar	Central	Jan, 2013	-	19.6006	5.00
81	AEDP2015_PV North 2014	Renew	Solar	North	Jan, 2014	-	4.3677	5.00
82	AEDP2015_Wind North 2014	Renew	Wind	North	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
83	AEDP2015_Small Hydro North 2014	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2014	-	0.3300	5.00
84	AEDP2015_Waste North 2014	Renew	Waste	North	Jan, 2014	-	0.3820	5.00
85	AEDP2015_Biogas North 2014	Renew	Biogas	North	Jan, 2014	-	4.4570	5.00
86	AEDP2015_Biomass North 2014	Renew	Biomass	North	Jan, 2014	-	167.08	5.00
87	AEDP2015_Energy Crop North 2014	Renew	Biomass	North	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
88	AEDP2015_PV North-East 2014	Renew	Solar	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
89	AEDP2015_Wind North-East 2014	Renew	Wind	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
90	AEDP2015_Small Hydro North-East 2014	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
91	AEDP2015_Waste North-East 2014	Renew	Waste	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
92	AEDP2015_Biogas North-East 2014	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
93	AEDP2015_Biomass North-East 2014	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
94	AEDP2015_Energy Crop North-East 2014	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
95	AEDP2015_PV South 2014	Renew	Solar	South	Jan, 2014	-	0.0264	5.00
96	AEDP2015_Wind South 2014	Renew	Wind	South	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
97	AEDP2015_Small Hydro South 2014	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
98	AEDP2015_Waste South 2014	Renew	Waste	South	Jan, 2014	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
99	AEDP2015_Biogas South 2014	Renew	Biogas	South	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
100	AEDP2015_Biomass South 2014	Renew	Biomass	South	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
101	AEDP2015_Energy Crop South 2014	Renew	Biomass	South	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
102	AEDP2015_PV Central 2014	Renew	Solar	Central	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
103	AEDP2015_Wind Central 2014	Renew	Wind	Central	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
104	AEDP2015_Small Hydro Central 2014	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
105	AEDP2015_Waste Central 2014	Renew	Waste	Central	Jan, 2014	-	1.0000	5.00
106	AEDP2015_Biogas Central 2014	Renew	Biogas	Central	Jan, 2014	-	4.1720	5.00
107	AEDP2015_Biomass Central 2014	Renew	Biomass	Central	Jan, 2014	-	264.10	5.00
108	AEDP2015_Energy Crop Central 2014	Renew	Biomass	Central	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
109	AEDP2015_PV East-Central 2014	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2014	-	67.1757	5.00
110	AEDP2015_Wind East-Central 2014	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
111	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2014	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2014	-	1.8600	5.00
112	AEDP2015_Waste East-Central 2014	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2014	-	6.7000	5.00
113	AEDP2015_Biogas East-Central 2014	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2014	-	19.5950	5.00
114	AEDP2015_Biomass East-Central 2014	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2014	-	132.90	5.00
115	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2014	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2014	-	0.0000	5.00
116	AEDP2015_PV West-Central 2014	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2015	-	139.8809	5.00
117	AEDP2015_Wind West-Central 2014	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2015	-	0.0500	5.00
118	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2014	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
119	AEDP2015_Waste West-Central 2014	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2015	-	19.1750	5.00
120	AEDP2015_Biogas West-Central 2014	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2015	-	17.4160	5.00
121	AEDP2015_Biomass West-Central 2014	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2015	-	123.60	5.00
122	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2014	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
123	AEDP2015_PV North 2015	Renew	Solar	North	Jan, 2015	-	307.6680	5.00
124	AEDP2015_Wind North 2015	Renew	Wind	North	Jan, 2015	-	60.00	5.00
125	AEDP2015_Small Hydro North 2015	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2015	-	96.1740	5.00
126	AEDP2015_Waste North 2015	Renew	Waste	North	Jan, 2015	-	0.5600	5.00
127	AEDP2015_Biogas North 2015	Renew	Biogas	North	Jan, 2015	-	6.0000	5.00
128	AEDP2015_Biomass North 2015	Renew	Biomass	North	Jan, 2015	-	65.2750	5.00
129	AEDP2015_Energy Crop North 2015	Renew	Biomass	North	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
130	AEDP2015_PV North-East 2015	Renew	Solar	North-East	Jan, 2015	-	380.8420	5.00
131	AEDP2015_Wind North-East 2015	Renew	Wind	North-East	Jan, 2015	-	64.60	5.00
132	AEDP2015_Small Hydro North-East 2015	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2015	-	24.43	5.00
133	AEDP2015_Waste North-East 2015	Renew	Waste	North-East	Jan, 2015	-	0.7680	5.00
134	AEDP2015_Biogas North-East 2015	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2015	-	7.5560	5.00
135	AEDP2015_Biomass North-East 2015	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2015	-	142.34	5.00
136	AEDP2015_Energy Crop North-East 2015	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
137	AEDP2015_PV South 2015	Renew	Solar	South	Jan, 2015	-	41.3011	5.00
138	AEDP2015_Wind South 2015	Renew	Wind	South	Jan, 2015	-	38.7424	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
139	AEDP2015_Small Hydro South 2015	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2015	-	4.2950	5.00
140	AEDP2015_Waste South 2015	Renew	Waste	South	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
141	AEDP2015_Biogas South 2015	Renew	Biogas	South	Jan, 2015	-	9.5050	5.00
142	AEDP2015_Biomass South 2015	Renew	Biomass	South	Jan, 2015	-	31.6850	5.00
143	AEDP2015_Energy Crop South 2015	Renew	Biomass	South	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
144	AEDP2015_PV Central 2015	Renew	Solar	Central	Jan, 2015	-	90.5701	5.00
145	AEDP2015_Wind Central 2015	Renew	Wind	Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
146	AEDP2015_Small Hydro Central 2015	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2015	-	16.70	5.00
147	AEDP2015_Waste Central 2015	Renew	Waste	Central	Jan, 2015	-	79.00	5.00
148	AEDP2015_Biogas Central 2015	Renew	Biogas	Central	Jan, 2015	-	0.1230	5.00
149	AEDP2015_Biomass Central 2015	Renew	Biomass	Central	Jan, 2015	-	20.0000	5.00
150	AEDP2015_Energy Crop Central 2015	Renew	Biomass	Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
151	AEDP2015_PV East-Central 2015	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2015	-	476.8979	5.00
152	AEDP2015_Wind East-Central 2015	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
153	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2015	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2015	-	-1.0400	5.00
154	AEDP2015_Waste East-Central 2015	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2015	-	19.90	5.00
155	AEDP2015_Biogas East-Central 2015	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2015	-	0.0770	5.00
156	AEDP2015_Biomass East-Central 2015	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
157	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2015	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
158	AEDP2015_PV West-Central 2015	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2015	-	999.2020	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
159	AEDP2015_Wind West-Central 2015	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
160	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2015	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2015	-	12.10	5.00
161	AEDP2015_Waste West-Central 2015	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2015	-	7.8000	5.00
162	AEDP2015_Biogas West-Central 2015	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2015	-	2.8500	5.00
163	AEDP2015_Biomass West-Central 2015	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2015	-	15.1022	5.00
164	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2015	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2015	-	0.0000	5.00
165	AEDP2015_PV North 2016	Renew	Solar	North	Jan, 2016	-	47.8622	5.00
166	AEDP2015_Wind North 2016	Renew	Wind	North	Jan, 2016	-	44.00	5.00
167	AEDP2015_Small Hydro North 2016	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2016	-	0.0400	5.00
168	AEDP2015_Waste North 2016	Renew	Waste	North	Jan, 2016	-	2.0510	5.00
169	AEDP2015_Biogas North 2016	Renew	Biogas	North	Jan, 2016	-	2.0518	5.00
170	AEDP2015_Biomass North 2016	Renew	Biomass	North	Jan, 2016	-	79.50	5.00
171	AEDP2015_Energy Crop North 2016	Renew	Biomass	North	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
172	AEDP2015_PV North-East 2016	Renew	Solar	North-East	Jan, 2016	-	104.2220	5.00
173	AEDP2015_Wind North-East 2016	Renew	Wind	North-East	Jan, 2016	-	656.20	5.00
174	AEDP2015_Small Hydro North-East 2016	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
175	AEDP2015_Waste North-East 2016	Renew	Waste	North-East	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
176	AEDP2015_Biogas North-East 2016	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2016	-	1.2000	5.00
177	AEDP2015_Biomass North-East 2016	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2016	-	117.58	5.00
178	AEDP2015_Energy Crop North-East 2016	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2016	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
179	AEDP2015_PV South 2016	Renew	Solar	South	Jan, 2016	-	0.0031	5.00
180	AEDP2015_Wind South 2016	Renew	Wind	South	Jan, 2016	-	92.00	5.00
181	AEDP2015_Small Hydro South 2016	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
182	AEDP2015_Waste South 2016	Renew	Waste	South	Jan, 2016	-	10.00	5.00
183	AEDP2015_Biogas South 2016	Renew	Biogas	South	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
184	AEDP2015_Biomass South 2016	Renew	Biomass	South	Jan, 2016	-	78.1525	5.00
185	AEDP2015_Energy Crop South 2016	Renew	Biomass	South	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
186	AEDP2015_PV Central 2016	Renew	Solar	Central	Jan, 2016	-	17.95	5.00
187	AEDP2015_Wind Central 2016	Renew	Wind	Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
188	AEDP2015_Small Hydro Central 2016	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
189	AEDP2015_Waste Central 2016	Renew	Waste	Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
190	AEDP2015_Biogas Central 2016	Renew	Biogas	Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
191	AEDP2015_Biomass Central 2016	Renew	Biomass	Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
192	AEDP2015_Energy Crop Central 2016	Renew	Biomass	Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
193	AEDP2015_PV East-Central 2016	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2016	-	109.7067	5.00
194	AEDP2015_Wind East-Central 2016	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
195	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2016	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2016	-	11.6180	5.00
196	AEDP2015_Waste East-Central 2016	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2016	-	1.6000	5.00
197	AEDP2015_Biogas East-Central 2016	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2016	-	2.6598	5.00
198	AEDP2015_Biomass East-Central 2016	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2016	-	20.1703	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
199	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2016	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
200	AEDP2015_PV West-Central 2016	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2016	-	36.54	5.00
201	AEDP2015_Wind West-Central 2016	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2016	-	0.0490	5.00
202	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2016	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
203	AEDP2015_Waste West-Central 2016	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2016	-	0.3000	5.00
204	AEDP2015_Biogas West-Central 2016	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
205	AEDP2015_Biomass West-Central 2016	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2016	-	19.00	5.00
206	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2016	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2016	-	0.0000	5.00
207	AEDP2015_PV North 2017	Renew	Solar	North	Jan, 2017	-	40.46	5.00
208	AEDP2015_Wind North 2017	Renew	Wind	North	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
209	AEDP2015_Small Hydro North 2017	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2017	-	10.54	5.00
210	AEDP2015_Waste North 2017	Renew	Waste	North	Jan, 2017	-	0.2400	5.00
211	AEDP2015_Biogas North 2017	Renew	Biogas	North	Jan, 2017	-	0.8500	5.00
212	AEDP2015_Biomass North 2017	Renew	Biomass	North	Jan, 2017	-	137.34	5.00
213	AEDP2015_EnergyCrop North 2017	Renew	Biomass	North	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
214	AEDP2015_PV North-East 2017	Renew	Solar	North-East	Jan, 2017	-	99.6050	5.00
215	AEDP2015_Wind North-East 2017	Renew	Wind	North-East	Jan, 2017	-	419.80	5.00
216	AEDP2015_Small Hydro North-East 2017	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
217	AEDP2015_Waste North-East 2017	Renew	Waste	North-East	Jan, 2017	-	4.9000	5.00
218	AEDP2015_Biogas North-East 2017	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2017	-	1.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
219	AEDP2015_Biomass North-East 2017	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2017	-	185.00	5.00
220	AEDP2015_Energy Crop North-East 2017	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
221	AEDP2015_PV South 2017	Renew	Solar	South	Jan, 2017	-	2.0027	5.00
222	AEDP2015_Wind South 2017	Renew	Wind	South	Jan, 2017	-	7.0500	5.00
223	AEDP2015_Small Hydro South 2017	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
224	AEDP2015_Waste South 2017	Renew	Waste	South	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
225	AEDP2015_Biogas South 2017	Renew	Biogas	South	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
226	AEDP2015_Biomass South 2017	Renew	Biomass	South	Jan, 2017	-	51.6801	5.00
227	AEDP2015_Energy Crop South 2017	Renew	Biomass	South	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
228	AEDP2015_PV Central 2017	Renew	Solar	Central	Jan, 2017	-	27.75	5.00
229	AEDP2015_Wind Central 2017	Renew	Wind	Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
230	AEDP2015_Small Hydro Central 2017	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
231	AEDP2015_Waste Central 2017	Renew	Waste	Central	Jan, 2017	-	0.5000	5.00
232	AEDP2015_Biogas Central 2017	Renew	Biogas	Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
233	AEDP2015_Biomass Central 2017	Renew	Biomass	Central	Jan, 2017	-	33.40	5.00
234	AEDP2015_Energy Crop Central 2017	Renew	Biomass	Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
235	AEDP2015_PV East-Central 2017	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2017	-	56.4356	5.00
236	AEDP2015_Wind East-Central 2017	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
237	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2017	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
238	AEDP2015_Waste East-Central 2017	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2017	-	9.9000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
239	AEDP2015_Biogas East-Central 2017	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2017	-	0.4708	5.00
240	AEDP2015_Biomass East-Central 2017	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2017	-	20.4081	5.00
241	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2017	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2017	-	8.4776	5.00
242	AEDP2015_PV West-Central 2017	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2017	-	17.4680	5.00
243	AEDP2015_Wind West-Central 2017	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2017	-	95.00	5.00
244	AEDP2015_SmallHydro West-Central 2017	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
245	AEDP2015_Waste West-Central 2017	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2017	-	0.2994	5.00
246	AEDP2015_Biogas West-Central 2017	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2017	-	0.2797	5.00
247	AEDP2015_Biomass West-Central 2017	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2017	-	19.00	5.00
248	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2017	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2017	-	0.0000	5.00
249	AEDP2015_PV North 2018	Renew	Solar	North	Jan, 2018	-	57.75	5.00
250	AEDP2015_Wind North 2018	Renew	Wind	North	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
251	AEDP2015_SmallHydro North 2018	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2018	-	3.3500	5.00
252	AEDP2015_Waste North 2018	Renew	Waste	North	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
253	AEDP2015_Biogas North 2018	Renew	Biogas	North	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
254	AEDP2015_Biomass North 2018	Renew	Biomass	North	Jan, 2018	-	232.0971	5.00
255	AEDP2015_EnergyCrop North 2018	Renew	Biomass	North	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
256	AEDP2015_PV North-East 2018	Renew	Solar	North-East	Jan, 2018	-	113.7080	5.00
257	AEDP2015_Wind North-East 2018	Renew	Wind	North-East	Jan, 2018	-	18.00	5.00
258	AEDP2015_SmallHydro North-East 2018	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2018	-	1.2500	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
259	AEDP2015_Waste North-East 2018	Renew	Waste	North-East	Jan, 2018	-	3.5000	5.00
260	AEDP2015_Biogas North-East 2018	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2018	-	3.8320	5.00
261	AEDP2015_Biomass North-East 2018	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2018	-	78.40	5.00
262	AEDP2015_Energy Crop North-East 2018	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
263	AEDP2015_PV South 2018	Renew	Solar	South	Jan, 2018	-	0.0010	5.00
264	AEDP2015_Wind South 2018	Renew	Wind	South	Jan, 2018	-	10.9650	5.00
265	AEDP2015_Small Hydro South 2018	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
266	AEDP2015_Waste South 2018	Renew	Waste	South	Jan, 2018	-	7.0000	5.00
267	AEDP2015_Biogas South 2018	Renew	Biogas	South	Jan, 2018	-	16.4780	5.00
268	AEDP2015_Biomass South 2018	Renew	Biomass	South	Jan, 2018	-	14.5640	5.00
269	AEDP2015_Energy Crop South 2018	Renew	Biomass	South	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
270	AEDP2015_PV Central 2018	Renew	Solar	Central	Jan, 2018	-	1.2500	5.00
271	AEDP2015_Wind Central 2018	Renew	Wind	Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
272	AEDP2015_Small Hydro Central 2018	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
273	AEDP2015_Waste Central 2018	Renew	Waste	Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
274	AEDP2015_Biogas Central 2018	Renew	Biogas	Central	Jan, 2018	-	0.2000	5.00
275	AEDP2015_Biomass Central 2018	Renew	Biomass	Central	Jan, 2018	-	0.0964	5.00
276	AEDP2015_Energy Crop Central 2018	Renew	Biomass	Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
277	AEDP2015_PV East-Central 2018	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2018	-	49.9119	5.00
278	AEDP2015_Wind East-Central 2018	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
279	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2018	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
280	AEDP2015_Waste East-Central 2018	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2018	-	21.10	5.00
281	AEDP2015_Biogas East-Central 2018	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2018	-	4.3662	5.00
282	AEDP2015_Biomass East-Central 2018	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2018	-	59.4286	5.00
283	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2018	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2018	-	0.5845	5.00
284	AEDP2015_PV West-Central 2018	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2018	-	25.30	5.00
285	AEDP2015_Wind West-Central 2018	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
286	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2018	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2018	-	0.0000	5.00
287	AEDP2015_Waste West-Central 2018	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2018	-	0.4962	5.00
288	AEDP2015_Biogas West-Central 2018	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2018	-	0.8272	5.00
289	AEDP2015_Biomass West-Central 2018	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2018	-	23.80	5.00
290	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2018	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2018	-	5.0000	5.00
291	AEDP2015_PV North 2019	Renew	Solar	North	Jan, 2019	-	40.00	5.00
292	AEDP2015_Wind North 2019	Renew	Wind	North	Jan, 2019	-	104.50	5.00
293	AEDP2015_Small Hydro North 2019	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2019	-	0.0550	5.00
294	AEDP2015_Waste North 2019	Renew	Waste	North	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
295	AEDP2015_Biogas North 2019	Renew	Biogas	North	Jan, 2019	-	1.6916	5.00
296	AEDP2015_Biomass North 2019	Renew	Biomass	North	Jan, 2019	-	137.6425	5.00
297	AEDP2015_EnergyCrop North 2019	Renew	Biomass	North	Jan, 2019	-	3.8364	5.00
298	AEDP2015_PV North-East 2019	Renew	Solar	North-East	Jan, 2019	-	109.24	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
299	AEDP2015_Wind North-East 2019	Renew	Wind	North-East	Jan, 2019	-	52.50	5.00
300	AEDP2015_Small Hydro North-East 2019	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
301	AEDP2015_Waste North-East 2019	Renew	Waste	North-East	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
302	AEDP2015_Biogas North-East 2019	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2019	-	4.7760	5.00
303	AEDP2015_Biomass North-East 2019	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2019	-	79.20	5.00
304	AEDP2015_Energy Crop North-East 2019	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
305	AEDP2015_PV South 2019	Renew	Solar	South	Jan, 2019	-	0.0062	5.00
306	AEDP2015_Wind South 2019	Renew	Wind	South	Jan, 2019	-	19.05	5.00
307	AEDP2015_Small Hydro South 2019	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
308	AEDP2015_Waste South 2019	Renew	Waste	South	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
309	AEDP2015_Biogas South 2019	Renew	Biogas	South	Jan, 2019	-	5.0160	5.00
310	AEDP2015_Biomass South 2019	Renew	Biomass	South	Jan, 2019	-	3.8332	5.00
311	AEDP2015_Energy Crop South 2019	Renew	Biomass	South	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
312	AEDP2015_PV Central 2019	Renew	Solar	Central	Jan, 2019	-	20.1760	5.00
313	AEDP2015_Wind Central 2019	Renew	Wind	Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
314	AEDP2015_Small Hydro Central 2019	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
315	AEDP2015_Waste Central 2019	Renew	Waste	Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
316	AEDP2015_Biogas Central 2019	Renew	Biogas	Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
317	AEDP2015_Biomass Central 2019	Renew	Biomass	Central	Jan, 2019	-	19.8507	5.00
318	AEDP2015_Energy Crop Central 2019	Renew	Biomass	Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
319	AEDP2015_PV East-Central 2019	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2019	-	104.7454	5.00
320	AEDP2015_Wind East-Central 2019	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
321	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2019	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
322	AEDP2015_Waste East-Central 2019	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
323	AEDP2015_Biogas East-Central 2019	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2019	-	1.0824	5.00
324	AEDP2015_Biomass East-Central 2019	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2019	-	99.0390	5.00
325	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2019	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2019	-	0.9092	5.00
326	AEDP2015_PV West-Central 2019	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2019	-	15.50	5.00
327	AEDP2015_Wind West-Central 2019	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2019	-	6.8840	5.00
328	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2019	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2019	-	18.00	5.00
329	AEDP2015_Waste West-Central 2019	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2019	-	1.4835	5.00
330	AEDP2015_Biogas West-Central 2019	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2019	-	4.1400	5.00
331	AEDP2015_Biomass West-Central 2019	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2019	-	59.40	5.00
332	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2019	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2019	-	0.0000	5.00
333	AEDP2015_PV North 2020	Renew	Solar	North	Jan, 2020	-	2.0000	5.00
334	AEDP2015_Wind North 2020	Renew	Wind	North	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
335	AEDP2015_Small Hydro North 2020	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2020	-	16.0750	5.00
336	AEDP2015_Waste North 2020	Renew	Waste	North	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
337	AEDP2015_Biogas North 2020	Renew	Biogas	North	Jan, 2020	-	2.0270	5.00
338	AEDP2015_Biomass North 2020	Renew	Biomass	North	Jan, 2020	-	90.7381	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
339	AEDP2015_Energy Crop North 2020	Renew	Biomass	North	Jan, 2020	-	0.8780	5.00
340	AEDP2015_PV North-East 2020	Renew	Solar	North-East	Jan, 2020	-	7.9400	5.00
341	AEDP2015_Wind North-East 2020	Renew	Wind	North-East	Jan, 2020	-	18.05	5.00
342	AEDP2015_Small Hydro North-East 2020	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
343	AEDP2015_Waste North-East 2020	Renew	Waste	North-East	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
344	AEDP2015_Biogas North-East 2020	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2020	-	6.3872	5.00
345	AEDP2015_Biomass North-East 2020	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2020	-	182.4038	5.00
346	AEDP2015_Energy Crop North-East 2020	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2020	-	5.7721	5.00
347	AEDP2015_PV South 2020	Renew	Solar	South	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
348	AEDP2015_Wind South 2020	Renew	Wind	South	Jan, 2020	-	2.7224	5.00
349	AEDP2015_Small Hydro South 2020	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
350	AEDP2015_Waste South 2020	Renew	Waste	South	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
351	AEDP2015_Biogas South 2020	Renew	Biogas	South	Jan, 2020	-	2.3615	5.00
352	AEDP2015_Biomass South 2020	Renew	Biomass	South	Jan, 2020	-	19.6335	5.00
353	AEDP2015_Energy Crop South 2020	Renew	Biomass	South	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
354	AEDP2015_PV Central 2020	Renew	Solar	Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
355	AEDP2015_Wind Central 2020	Renew	Wind	Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
356	AEDP2015_Small Hydro Central 2020	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
357	AEDP2015_Waste Central 2020	Renew	Waste	Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
358	AEDP2015_Biogas Central 2020	Renew	Biogas	Central	Jan, 2020	-	5.4860	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
359	AEDP2015_Biomass Central 2020	Renew	Biomass	Central	Jan, 2020	-	19.8244	5.00
360	AEDP2015_EnergyCrop Central 2020	Renew	Biomass	Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
361	AEDP2015_PV East-Central 2020	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2020	-	100.0743	5.00
362	AEDP2015_Wind East-Central 2020	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
363	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2020	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
364	AEDP2015_Waste East-Central 2020	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2020	-	1.0348	5.00
365	AEDP2015_Biogas East-Central 2020	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2020	-	17.6894	5.00
366	AEDP2015_Biomass East-Central 2020	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2020	-	59.40	5.00
367	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2020	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2020	-	5.0000	5.00
368	AEDP2015_PV West-Central 2020	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2020	-	10.00	5.00
369	AEDP2015_Wind West-Central 2020	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
370	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2020	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
371	AEDP2015_Waste West-Central 2020	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2020	-	1.4731	5.00
372	AEDP2015_Biogas West-Central 2020	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2020	-	4.8420	5.00
373	AEDP2015_Biomass West-Central 2020	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2020	-	16.00	5.00
374	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2020	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2020	-	0.0000	5.00
375	AEDP2015_PV North 2021	Renew	Solar	North	Jan, 2021	-	2.0000	5.00
376	AEDP2015_Wind North 2021	Renew	Wind	North	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
377	AEDP2015_Small Hydro North 2021	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2021	-	0.6505	5.00
378	AEDP2015_Waste North 2021	Renew	Waste	North	Jan, 2021	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
379	AEDP2015_Biogas North 2021	Renew	Biogas	North	Jan, 2021	-	0.6081	5.00
380	AEDP2015_Biomass North 2021	Renew	Biomass	North	Jan, 2021	-	98.7778	5.00
381	AEDP2015_Energy Crop North 2021	Renew	Biomass	North	Jan, 2021	-	1.1160	5.00
382	AEDP2015_PV North-East 2021	Renew	Solar	North-East	Jan, 2021	-	2.0000	5.00
383	AEDP2015_Wind North-East 2021	Renew	Wind	North-East	Jan, 2021	-	2.5000	5.00
384	AEDP2015_Small Hydro North-East 2021	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2021	-	1.5000	5.00
385	AEDP2015_Waste North-East 2021	Renew	Waste	North-East	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
386	AEDP2015_Biogas North-East 2021	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2021	-	11.9033	5.00
387	AEDP2015_Biomass North-East 2021	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2021	-	154.7946	5.00
388	AEDP2015_Energy Crop North-East 2021	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2021	-	0.9702	5.00
389	AEDP2015_PV South 2021	Renew	Solar	South	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
390	AEDP2015_Wind South 2021	Renew	Wind	South	Jan, 2021	-	12.80	5.00
391	AEDP2015_Small Hydro South 2021	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
392	AEDP2015_Waste South 2021	Renew	Waste	South	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
393	AEDP2015_Biogas South 2021	Renew	Biogas	South	Jan, 2021	-	14.9570	5.00
394	AEDP2015_Biomass South 2021	Renew	Biomass	South	Jan, 2021	-	2.3817	5.00
395	AEDP2015_Energy Crop South 2021	Renew	Biomass	South	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
396	AEDP2015_PV Central 2021	Renew	Solar	Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
397	AEDP2015_Wind Central 2021	Renew	Wind	Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
398	AEDP2015_Small Hydro Central 2021	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
399	AEDP2015_Waste Central 2021	Renew	Waste	Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
400	AEDP2015_Biogas Central 2021	Renew	Biogas	Central	Jan, 2021	-	11.5753	5.00
401	AEDP2015_Biomass Central 2021	Renew	Biomass	Central	Jan, 2021	-	0.2653	5.00
402	AEDP2015_Energy Crop Central 2021	Renew	Biomass	Central	Jan, 2021	-	0.0601	5.00
403	AEDP2015_PV East-Central 2021	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2021	-	71.6394	5.00
404	AEDP2015_Wind East-Central 2021	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
405	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2021	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2021	-	2.1873	5.00
406	AEDP2015_Waste East-Central 2021	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2021	-	1.0375	5.00
407	AEDP2015_Biogas East-Central 2021	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2021	-	4.2457	5.00
408	AEDP2015_Biomass East-Central 2021	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2021	-	69.20	5.00
409	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2021	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2021	-	2.3144	5.00
410	AEDP2015_PV West-Central 2021	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
411	AEDP2015_Wind West-Central 2021	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
412	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2021	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
413	AEDP2015_Waste West-Central 2021	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2021	-	1.3692	5.00
414	AEDP2015_Biogas West-Central 2021	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2021	-	5.0000	5.00
415	AEDP2015_Biomass West-Central 2021	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
416	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2021	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2021	-	0.0000	5.00
417	AEDP2015_PV North 2022	Renew	Solar	North	Jan, 2022	-	0.5414	5.00
418	AEDP2015_Wind North 2022	Renew	Wind	North	Jan, 2022	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
419	AEDP2015_Small Hydro North 2022	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2022	-	9.3421	5.00
420	AEDP2015_Waste North 2022	Renew	Waste	North	Jan, 2022	-	1.0610	5.00
421	AEDP2015_Biogas North 2022	Renew	Biogas	North	Jan, 2022	-	0.0348	5.00
422	AEDP2015_Biomass North 2022	Renew	Biomass	North	Jan, 2022	-	10.6563	5.00
423	AEDP2015_Energy Crop North 2022	Renew	Biomass	North	Jan, 2022	-	8.0757	5.00
424	AEDP2015_PV North-East 2022	Renew	Solar	North-East	Jan, 2022	-	2.0000	5.00
425	AEDP2015_Wind North-East 2022	Renew	Wind	North-East	Jan, 2022	-	10.00	5.00
426	AEDP2015_Small Hydro North-East 2022	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2022	-	5.0000	5.00
427	AEDP2015_Waste North-East 2022	Renew	Waste	North-East	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
428	AEDP2015_Biogas North-East 2022	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2022	-	2.4209	5.00
429	AEDP2015_Biomass North-East 2022	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2022	-	44.6247	5.00
430	AEDP2015_Energy Crop North-East 2022	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2022	-	0.6516	5.00
431	AEDP2015_PV South 2022	Renew	Solar	South	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
432	AEDP2015_Wind South 2022	Renew	Wind	South	Jan, 2022	-	0.6359	5.00
433	AEDP2015_Small Hydro South 2022	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2022	-	0.0719	5.00
434	AEDP2015_Waste South 2022	Renew	Waste	South	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
435	AEDP2015_Biogas South 2022	Renew	Biogas	South	Jan, 2022	-	23.0888	5.00
436	AEDP2015_Biomass South 2022	Renew	Biomass	South	Jan, 2022	-	34.8690	5.00
437	AEDP2015_Energy Crop South 2022	Renew	Biomass	South	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
438	AEDP2015_PV Central 2022	Renew	Solar	Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
439	AEDP2015_Wind Central 2022	Renew	Wind	Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
440	AEDP2015_Small Hydro Central 2022	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
441	AEDP2015_Waste Central 2022	Renew	Waste	Central	Jan, 2022	-	2.4240	5.00
442	AEDP2015_Biogas Central 2022	Renew	Biogas	Central	Jan, 2022	-	5.5900	5.00
443	AEDP2015_Biomass Central 2022	Renew	Biomass	Central	Jan, 2022	-	19.8487	5.00
444	AEDP2015_Energy Crop Central 2022	Renew	Biomass	Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
445	AEDP2015_PV East-Central 2022	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2022	-	73.8927	5.00
446	AEDP2015_Wind East-Central 2022	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
447	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2022	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2022	-	2.1974	5.00
448	AEDP2015_Waste East-Central 2022	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2022	-	1.0364	5.00
449	AEDP2015_Biogas East-Central 2022	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2022	-	2.5617	5.00
450	AEDP2015_Biomass East-Central 2022	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
451	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2022	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2022	-	0.8213	5.00
452	AEDP2015_PV West-Central 2022	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2022	-	10.00	5.00
453	AEDP2015_Wind West-Central 2022	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
454	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2022	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00
455	AEDP2015_Waste West-Central 2022	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2022	-	0.8262	5.00
456	AEDP2015_Biogas West-Central 2022	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2022	-	3.9950	5.00
457	AEDP2015_Biomass West-Central 2022	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2022	-	28.00	5.00
458	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2022	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2022	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
459	AEDP2015_PV North 2023	Renew	Solar	North	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
460	AEDP2015_Wind North 2023	Renew	Wind	North	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
461	AEDP2015_Small Hydro North 2023	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2023	-	0.2911	5.00
462	AEDP2015_Waste North 2023	Renew	Waste	North	Jan, 2023	-	1.0681	5.00
463	AEDP2015_Biogas North 2023	Renew	Biogas	North	Jan, 2023	-	0.0345	5.00
464	AEDP2015_Biomass North 2023	Renew	Biomass	North	Jan, 2023	-	5.8423	5.00
465	AEDP2015_Energy Crop North 2023	Renew	Biomass	North	Jan, 2023	-	0.3767	5.00
466	AEDP2015_PV North-East 2023	Renew	Solar	North-East	Jan, 2023	-	5.2593	5.00
467	AEDP2015_Wind North-East 2023	Renew	Wind	North-East	Jan, 2023	-	50.00	5.00
468	AEDP2015_Small Hydro North-East 2023	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2023	-	3.2898	5.00
469	AEDP2015_Waste North-East 2023	Renew	Waste	North-East	Jan, 2023	-	8.9600	5.00
470	AEDP2015_Biogas North-East 2023	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2023	-	1.1889	5.00
471	AEDP2015_Biomass North-East 2023	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2023	-	20.0255	5.00
472	AEDP2015_Energy Crop North-East 2023	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
473	AEDP2015_PV South 2023	Renew	Solar	South	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
474	AEDP2015_Wind South 2023	Renew	Wind	South	Jan, 2023	-	7.8950	5.00
475	AEDP2015_Small Hydro South 2023	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
476	AEDP2015_Waste South 2023	Renew	Waste	South	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
477	AEDP2015_Biogas South 2023	Renew	Biogas	South	Jan, 2023	-	0.0064	5.00
478	AEDP2015_Biomass South 2023	Renew	Biomass	South	Jan, 2023	-	6.5083	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
479	AEDP2015_Energy Crop South 2023	Renew	Biomass	South	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
480	AEDP2015_PV Central 2023	Renew	Solar	Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
481	AEDP2015_Wind Central 2023	Renew	Wind	Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
482	AEDP2015_Small Hydro Central 2023	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
483	AEDP2015_Waste Central 2023	Renew	Waste	Central	Jan, 2023	-	1.3760	5.00
484	AEDP2015_Biogas Central 2023	Renew	Biogas	Central	Jan, 2023	-	0.0349	5.00
485	AEDP2015_Biomass Central 2023	Renew	Biomass	Central	Jan, 2023	-	0.8917	5.00
486	AEDP2015_Energy Crop Central 2023	Renew	Biomass	Central	Jan, 2023	-	0.9533	5.00
487	AEDP2015_PV East-Central 2023	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2023	-	74.5520	5.00
488	AEDP2015_Wind East-Central 2023	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
489	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2023	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2023	-	2.1912	5.00
490	AEDP2015_Waste East-Central 2023	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2023	-	1.0308	5.00
491	AEDP2015_Biogas East-Central 2023	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2023	-	0.1683	5.00
492	AEDP2015_Biomass East-Central 2023	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
493	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2023	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2023	-	0.8142	5.00
494	AEDP2015_PV West-Central 2023	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
495	AEDP2015_Wind West-Central 2023	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
496	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2023	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2023	-	1.5000	5.00
497	AEDP2015_Waste West-Central 2023	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2023	-	1.5080	5.00
498	AEDP2015_Biogas West-Central 2023	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
499	AEDP2015_Biomass West-Central 2023	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2023	-	1.0216	5.00
500	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2023	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2023	-	0.0000	5.00
501	AEDP2015_PV North 2024	Renew	Solar	North	Jan, 2024	-	2.0000	5.00
502	AEDP2015_Wind North 2024	Renew	Wind	North	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
503	AEDP2015_Small Hydro North 2024	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2024	-	1.9524	5.00
504	AEDP2015_Waste North 2024	Renew	Waste	North	Jan, 2024	-	5.1416	5.00
505	AEDP2015_Biogas North 2024	Renew	Biogas	North	Jan, 2024	-	0.3064	5.00
506	AEDP2015_Biomass North 2024	Renew	Biomass	North	Jan, 2024	-	22.5428	5.00
507	AEDP2015_Energy Crop North 2024	Renew	Biomass	North	Jan, 2024	-	5.2462	5.00
508	AEDP2015_PV North-East 2024	Renew	Solar	North-East	Jan, 2024	-	26.0491	5.00
509	AEDP2015_Wind North-East 2024	Renew	Wind	North-East	Jan, 2024	-	22.1925	5.00
510	AEDP2015_Small Hydro North-East 2024	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2024	-	5.2494	5.00
511	AEDP2015_Waste North-East 2024	Renew	Waste	North-East	Jan, 2024	-	25.41	5.00
512	AEDP2015_Biogas North-East 2024	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2024	-	34.5839	5.00
513	AEDP2015_Biomass North-East 2024	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2024	-	8.7357	5.00
514	AEDP2015_Energy Crop North-East 2024	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2024	-	180.4367	5.00
515	AEDP2015_PV South 2024	Renew	Solar	South	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
516	AEDP2015_Wind South 2024	Renew	Wind	South	Jan, 2024	-	3.0381	5.00
517	AEDP2015_Small Hydro South 2024	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
518	AEDP2015_Waste South 2024	Renew	Waste	South	Jan, 2024	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
519	AEDP2015_Biogas South 2024	Renew	Biogas	South	Jan, 2024	-	0.0065	5.00
520	AEDP2015_Biomass South 2024	Renew	Biomass	South	Jan, 2024	-	7.5229	5.00
521	AEDP2015_Energy Crop South 2024	Renew	Biomass	South	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
522	AEDP2015_PV Central 2024	Renew	Solar	Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
523	AEDP2015_Wind Central 2024	Renew	Wind	Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
524	AEDP2015_Small Hydro Central 2024	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
525	AEDP2015_Waste Central 2024	Renew	Waste	Central	Jan, 2024	-	5.3713	5.00
526	AEDP2015_Biogas Central 2024	Renew	Biogas	Central	Jan, 2024	-	0.3378	5.00
527	AEDP2015_Biomass Central 2024	Renew	Biomass	Central	Jan, 2024	-	0.8634	5.00
528	AEDP2015_Energy Crop Central 2024	Renew	Biomass	Central	Jan, 2024	-	0.9013	5.00
529	AEDP2015_PV East-Central 2024	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
530	AEDP2015_Wind East-Central 2024	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
531	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2024	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2024	-	2.2931	5.00
532	AEDP2015_Waste East-Central 2024	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2024	-	19.0461	5.00
533	AEDP2015_Biogas East-Central 2024	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2024	-	0.0701	5.00
534	AEDP2015_Biomass East-Central 2024	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
535	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2024	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2024	-	0.8628	5.00
536	AEDP2015_PV West-Central 2024	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2024	-	10.00	5.00
537	AEDP2015_Wind West-Central 2024	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
538	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2024	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2024	-	1.2000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
539	AEDP2015_Waste West-Central 2024	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2024	-	1.6035	5.00
540	AEDP2015_Biogas West-Central 2024	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
541	AEDP2015_Biomass West-Central 2024	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2024	-	2.3739	5.00
542	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2024	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2024	-	0.0000	5.00
543	AEDP2015_PV North 2025	Renew	Solar	North	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
544	AEDP2015_Wind North 2025	Renew	Wind	North	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
545	AEDP2015_Small Hydro North 2025	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2025	-	5.7456	5.00
546	AEDP2015_Waste North 2025	Renew	Waste	North	Jan, 2025	-	7.1608	5.00
547	AEDP2015_Biogas North 2025	Renew	Biogas	North	Jan, 2025	-	0.9638	5.00
548	AEDP2015_Biomass North 2025	Renew	Biomass	North	Jan, 2025	-	2.5801	5.00
549	AEDP2015_Energy Crop North 2025	Renew	Biomass	North	Jan, 2025	-	1.2842	5.00
550	AEDP2015_PV North-East 2025	Renew	Solar	North-East	Jan, 2025	-	14.31	5.00
551	AEDP2015_Wind North-East 2025	Renew	Wind	North-East	Jan, 2025	-	16.8805	5.00
552	AEDP2015_Small Hydro North-East 2025	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2025	-	2.0915	5.00
553	AEDP2015_Waste North-East 2025	Renew	Waste	North-East	Jan, 2025	-	15.63	5.00
554	AEDP2015_Biogas North-East 2025	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2025	-	5.7293	5.00
555	AEDP2015_Biomass North-East 2025	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2025	-	4.4956	5.00
556	AEDP2015_Energy Crop North-East 2025	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2025	-	26.9376	5.00
557	AEDP2015_PV South 2025	Renew	Solar	South	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
558	AEDP2015_Wind South 2025	Renew	Wind	South	Jan, 2025	-	11.0843	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
559	AEDP2015_Small Hydro South 2025	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2025	-	0.4310	5.00
560	AEDP2015_Waste South 2025	Renew	Waste	South	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
561	AEDP2015_Biogas South 2025	Renew	Biogas	South	Jan, 2025	-	0.1973	5.00
562	AEDP2015_Biomass South 2025	Renew	Biomass	South	Jan, 2025	-	8.3645	5.00
563	AEDP2015_Energy Crop South 2025	Renew	Biomass	South	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
564	AEDP2015_PV Central 2025	Renew	Solar	Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
565	AEDP2015_Wind Central 2025	Renew	Wind	Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
566	AEDP2015_Small Hydro Central 2025	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
567	AEDP2015_Waste Central 2025	Renew	Waste	Central	Jan, 2025	-	13.8920	5.00
568	AEDP2015_Biogas Central 2025	Renew	Biogas	Central	Jan, 2025	-	3.0248	5.00
569	AEDP2015_Biomass Central 2025	Renew	Biomass	Central	Jan, 2025	-	9.2445	5.00
570	AEDP2015_Energy Crop Central 2025	Renew	Biomass	Central	Jan, 2025	-	0.4262	5.00
571	AEDP2015_PV East-Central 2025	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2025	-	14.5163	5.00
572	AEDP2015_Wind East-Central 2025	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
573	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2025	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2025	-	5.5302	5.00
574	AEDP2015_Waste East-Central 2025	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2025	-	46.1112	5.00
575	AEDP2015_Biogas East-Central 2025	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2025	-	5.7059	5.00
576	AEDP2015_Biomass East-Central 2025	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2025	-	8.0174	5.00
577	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2025	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2025	-	2.2342	5.00
578	AEDP2015_PV West-Central 2025	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
579	AEDP2015_Wind West-Central 2025	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
580	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2025	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
581	AEDP2015_Waste West-Central 2025	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2025	-	1.6373	5.00
582	AEDP2015_Biogas West-Central 2025	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2025	-	10.5569	5.00
583	AEDP2015_Biomass West-Central 2025	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2025	-	38.3353	5.00
584	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2025	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2025	-	0.0000	5.00
585	AEDP2015_PV North 2026	Renew	Solar	North	Jan, 2026	-	10.00	5.00
586	AEDP2015_Wind North 2026	Renew	Wind	North	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
587	AEDP2015_Small Hydro North 2026	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2026	-	5.5434	5.00
588	AEDP2015_Waste North 2026	Renew	Waste	North	Jan, 2026	-	0.5175	5.00
589	AEDP2015_Biogas North 2026	Renew	Biogas	North	Jan, 2026	-	0.5445	5.00
590	AEDP2015_Biomass North 2026	Renew	Biomass	North	Jan, 2026	-	0.7092	5.00
591	AEDP2015_Energy Crop North 2026	Renew	Biomass	North	Jan, 2026	-	4.9358	5.00
592	AEDP2015_PV North-East 2026	Renew	Solar	North-East	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
593	AEDP2015_Wind North-East 2026	Renew	Wind	North-East	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
594	AEDP2015_Small Hydro North-East 2026	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
595	AEDP2015_Waste North-East 2026	Renew	Waste	North-East	Jan, 2026	-	3.0000	5.00
596	AEDP2015_Biogas North-East 2026	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2026	-	1.7943	5.00
597	AEDP2015_Biomass North-East 2026	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2026	-	1.4803	5.00
598	AEDP2015_Energy Crop North-East 2026	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2026	-	0.0000	5.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
599	AEDP2015_PV South 2026	Renew	Solar	South	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
600	AEDP2015_Wind South 2026	Renew	Wind	South	Jan, 2026	-	9.6536	5.00
601	AEDP2015_Small Hydro South 2026	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
602	AEDP2015_Waste South 2026	Renew	Waste	South	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
603	AEDP2015_Biogas South 2026	Renew	Biogas	South	Jan, 2026	-	0.1065	5.00
604	AEDP2015_Biomass South 2026	Renew	Biomass	South	Jan, 2026	-	10.6904	5.00
605	AEDP2015_Energy Crop South 2026	Renew	Biomass	South	Jan, 2026	-	5.0000	5.00
606	AEDP2015_PV Central 2026	Renew	Solar	Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
607	AEDP2015_Wind Central 2026	Renew	Wind	Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
608	AEDP2015_Small Hydro Central 2026	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
609	AEDP2015_Waste Central 2026	Renew	Waste	Central	Jan, 2026	-	14.4450	5.00
610	AEDP2015_Biogas Central 2026	Renew	Biogas	Central	Jan, 2026	-	1.2972	5.00
611	AEDP2015_Biomass Central 2026	Renew	Biomass	Central	Jan, 2026	-	1.8212	5.00
612	AEDP2015_Energy Crop Central 2026	Renew	Biomass	Central	Jan, 2026	-	0.3498	5.00
613	AEDP2015_PV East-Central 2026	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2026	-	81.6863	5.00
614	AEDP2015_Wind East-Central 2026	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2026	-	10.00	5.00
615	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2026	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2026	-	1.5000	5.00
616	AEDP2015_Waste East-Central 2026	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2026	-	1.1111	5.00
617	AEDP2015_Biogas East-Central 2026	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2026	-	2.7292	5.00
618	AEDP2015_Biomass East-Central 2026	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2026	-	0.7750	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
619	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2026	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2026	-	3.8711	5.00
620	AEDP2015_PV West-Central 2026	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
621	AEDP2015_Wind West-Central 2026	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
622	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2026	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
623	AEDP2015_Waste West-Central 2026	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2026	-	1.6867	5.00
624	AEDP2015_Biogas West-Central 2026	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2026	-	6.0847	5.00
625	AEDP2015_Biomass West-Central 2026	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2026	-	5.4406	5.00
626	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2026	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2026	-	0.0000	5.00
627	AEDP2015_PV North 2027	Renew	Solar	North	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
628	AEDP2015_Wind North 2027	Renew	Wind	North	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
629	AEDP2015_Small Hydro North 2027	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2027	-	4.2315	5.00
630	AEDP2015_Waste North 2027	Renew	Waste	North	Jan, 2027	-	1.0535	5.00
631	AEDP2015_Biogas North 2027	Renew	Biogas	North	Jan, 2027	-	0.1920	5.00
632	AEDP2015_Biomass North 2027	Renew	Biomass	North	Jan, 2027	-	0.7385	5.00
633	AEDP2015_EnergyCrop North 2027	Renew	Biomass	North	Jan, 2027	-	5.5743	5.00
634	AEDP2015_PV North-East 2027	Renew	Solar	North-East	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
635	AEDP2015_Wind North-East 2027	Renew	Wind	North-East	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
636	AEDP2015_Small Hydro North-East 2027	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2027	-	1.6661	5.00
637	AEDP2015_Waste North-East 2027	Renew	Waste	North-East	Jan, 2027	-	3.0000	5.00
638	AEDP2015_Biogas North-East 2027	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2027	-	1.8476	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
639	AEDP2015_Biomass North-East 2027	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2027	-	0.0123	5.00
640	AEDP2015_EnergyCrop North-East 2027	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
641	AEDP2015_PV South 2027	Renew	Solar	South	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
642	AEDP2015_Wind South 2027	Renew	Wind	South	Jan, 2027	-	17.5766	5.00
643	AEDP2015_Small Hydro South 2027	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2027	-	0.2161	5.00
644	AEDP2015_Waste South 2027	Renew	Waste	South	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
645	AEDP2015_Biogas South 2027	Renew	Biogas	South	Jan, 2027	-	0.1846	5.00
646	AEDP2015_Biomass South 2027	Renew	Biomass	South	Jan, 2027	-	13.4451	5.00
647	AEDP2015_Energy Crop South 2027	Renew	Biomass	South	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
648	AEDP2015_PV Central 2027	Renew	Solar	Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
649	AEDP2015_Wind Central 2027	Renew	Wind	Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
650	AEDP2015_Small Hydro Central 2027	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
651	AEDP2015_Waste Central 2027	Renew	Waste	Central	Jan, 2027	-	13.9325	5.00
652	AEDP2015_Biogas Central 2027	Renew	Biogas	Central	Jan, 2027	-	1.6691	5.00
653	AEDP2015_Biomass Central 2027	Renew	Biomass	Central	Jan, 2027	-	1.3533	5.00
654	AEDP2015_Energy Crop Central 2027	Renew	Biomass	Central	Jan, 2027	-	0.3437	5.00
655	AEDP2015_PV East-Central 2027	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2027	-	82.8397	5.00
656	AEDP2015_Wind East-Central 2027	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
657	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2027	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2027	-	0.4963	5.00
658	AEDP2015_Waste East-Central 2027	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2027	-	1.0797	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
659	AEDP2015_Biogas East-Central 2027	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2027	-	3.0846	5.00
660	AEDP2015_Biomass East-Central 2027	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2027	-	0.4050	5.00
661	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2027	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2027	-	3.5557	5.00
662	AEDP2015_PV West-Central 2027	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
663	AEDP2015_Wind West-Central 2027	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
664	AEDP2015_SmallHydro West-Central 2027	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2027	-	0.0000	5.00
665	AEDP2015_Waste West-Central 2027	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2027	-	1.3623	5.00
666	AEDP2015_Biogas West-Central 2027	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2027	-	6.9414	5.00
667	AEDP2015_Biomass West-Central 2027	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2027	-	3.6910	5.00
668	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2027	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2027	-	1.0912	5.00
669	AEDP2015_PV North 2028	Renew	Solar	North	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
670	AEDP2015_Wind North 2028	Renew	Wind	North	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
671	AEDP2015_SmallHydro North 2028	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2028	-	3.5566	5.00
672	AEDP2015_Waste North 2028	Renew	Waste	North	Jan, 2028	-	2.7277	5.00
673	AEDP2015_Biogas North 2028	Renew	Biogas	North	Jan, 2028	-	0.3543	5.00
674	AEDP2015_Biomass North 2028	Renew	Biomass	North	Jan, 2028	-	0.3802	5.00
675	AEDP2015_EnergyCrop North 2028	Renew	Biomass	North	Jan, 2028	-	6.8766	5.00
676	AEDP2015_PV North-East 2028	Renew	Solar	North-East	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
677	AEDP2015_Wind North-East 2028	Renew	Wind	North-East	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
678	AEDP2015_SmallHydro North-East 2028	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2028	-	3.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
679	AEDP2015_Waste North-East 2028	Renew	Waste	North-East	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
680	AEDP2015_Biogas North-East 2028	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2028	-	1.8372	5.00
681	AEDP2015_Biomass North-East 2028	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2028	-	0.0120	5.00
682	AEDP2015_EnergyCrop North-East 2028	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
683	AEDP2015_PV South 2028	Renew	Solar	South	Jan, 2028	-	10.00	5.00
684	AEDP2015_Wind South 2028	Renew	Wind	South	Jan, 2028	-	17.8819	5.00
685	AEDP2015_Small Hydro South 2028	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2028	-	0.0003	5.00
686	AEDP2015_Waste South 2028	Renew	Waste	South	Jan, 2028	-	5.0000	5.00
687	AEDP2015_Biogas South 2028	Renew	Biogas	South	Jan, 2028	-	0.1722	5.00
688	AEDP2015_Biomass South 2028	Renew	Biomass	South	Jan, 2028	-	11.9677	5.00
689	AEDP2015_Energy Crop South 2028	Renew	Biomass	South	Jan, 2028	-	5.0000	5.00
690	AEDP2015_PV Central 2028	Renew	Solar	Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
691	AEDP2015_Wind Central 2028	Renew	Wind	Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
692	AEDP2015_Small Hydro Central 2028	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
693	AEDP2015_Waste Central 2028	Renew	Waste	Central	Jan, 2028	-	15.0351	5.00
694	AEDP2015_Biogas Central 2028	Renew	Biogas	Central	Jan, 2028	-	2.4903	5.00
695	AEDP2015_Biomass Central 2028	Renew	Biomass	Central	Jan, 2028	-	0.7420	5.00
696	AEDP2015_Energy Crop Central 2028	Renew	Biomass	Central	Jan, 2028	-	0.3686	5.00
697	AEDP2015_PV East-Central 2028	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2028	-	79.5691	5.00
698	AEDP2015_Wind East-Central 2028	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
699	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2028	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
700	AEDP2015_Waste East-Central 2028	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2028	-	1.1538	5.00
701	AEDP2015_Biogas East-Central 2028	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2028	-	3.2841	5.00
702	AEDP2015_Biomass East-Central 2028	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2028	-	0.3942	5.00
703	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2028	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2028	-	4.0967	5.00
704	AEDP2015_PV West-Central 2028	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
705	AEDP2015_Wind West-Central 2028	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2028	-	30.00	5.00
706	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2028	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2028	-	0.0000	5.00
707	AEDP2015_Waste West-Central 2028	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2028	-	0.5648	5.00
708	AEDP2015_Biogas West-Central 2028	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2028	-	5.5633	5.00
709	AEDP2015_Biomass West-Central 2028	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2028	-	10.6193	5.00
710	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2028	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2028	-	3.7087	5.00
711	AEDP2015_PV North 2029	Renew	Solar	North	Jan, 2029	-	3.0000	5.00
712	AEDP2015_Wind North 2029	Renew	Wind	North	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
713	AEDP2015_Small Hydro North 2029	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2029	-	3.6497	5.00
714	AEDP2015_Waste North 2029	Renew	Waste	North	Jan, 2029	-	3.2187	5.00
715	AEDP2015_Biogas North 2029	Renew	Biogas	North	Jan, 2029	-	1.2857	5.00
716	AEDP2015_Biomass North 2029	Renew	Biomass	North	Jan, 2029	-	0.6284	5.00
717	AEDP2015_EnergyCrop North 2029	Renew	Biomass	North	Jan, 2029	-	7.4904	5.00
718	AEDP2015_PV North-East 2029	Renew	Solar	North-East	Jan, 2029	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
719	AEDP2015_Wind North-East 2029	Renew	Wind	North-East	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
720	AEDP2015_Small Hydro North-East 2029	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
721	AEDP2015_Waste North-East 2029	Renew	Waste	North-East	Jan, 2029	-	2.9320	5.00
722	AEDP2015_Biogas North-East 2029	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2029	-	1.7878	5.00
723	AEDP2015_Biomass North-East 2029	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2029	-	0.0132	5.00
724	AEDP2015_Energy Crop North-East 2029	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
725	AEDP2015_PV South 2029	Renew	Solar	South	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
726	AEDP2015_Wind South 2029	Renew	Wind	South	Jan, 2029	-	28.1696	5.00
727	AEDP2015_Small Hydro South 2029	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
728	AEDP2015_Waste South 2029	Renew	Waste	South	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
729	AEDP2015_Biogas South 2029	Renew	Biogas	South	Jan, 2029	-	0.3544	5.00
730	AEDP2015_Biomass South 2029	Renew	Biomass	South	Jan, 2029	-	21.5011	5.00
731	AEDP2015_Energy Crop South 2029	Renew	Biomass	South	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
732	AEDP2015_PV Central 2029	Renew	Solar	Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
733	AEDP2015_Wind Central 2029	Renew	Wind	Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
734	AEDP2015_Small Hydro Central 2029	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
735	AEDP2015_Waste Central 2029	Renew	Waste	Central	Jan, 2029	-	15.2396	5.00
736	AEDP2015_Biogas Central 2029	Renew	Biogas	Central	Jan, 2029	-	2.0860	5.00
737	AEDP2015_Biomass Central 2029	Renew	Biomass	Central	Jan, 2029	-	0.7508	5.00
738	AEDP2015_Energy Crop Central 2029	Renew	Biomass	Central	Jan, 2029	-	0.7651	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
739	AEDP2015_PV East-Central 2029	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2029	-	79.4034	5.00
740	AEDP2015_Wind East-Central 2029	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
741	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2029	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2029	-	1.0000	5.00
742	AEDP2015_Waste East-Central 2029	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2029	-	0.3586	5.00
743	AEDP2015_Biogas East-Central 2029	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2029	-	1.2853	5.00
744	AEDP2015_Biomass East-Central 2029	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2029	-	0.8063	5.00
745	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2029	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2029	-	6.3226	5.00
746	AEDP2015_PV West-Central 2029	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
747	AEDP2015_Wind West-Central 2029	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
748	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2029	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2029	-	0.0000	5.00
749	AEDP2015_Waste West-Central 2029	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2029	-	0.6686	5.00
750	AEDP2015_Biogas West-Central 2029	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2029	-	2.0043	5.00
751	AEDP2015_Biomass West-Central 2029	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2029	-	10.8020	5.00
752	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2029	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2029	-	7.0190	5.00
753	AEDP2015_PV North 2030	Renew	Solar	North	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
754	AEDP2015_Wind North 2030	Renew	Wind	North	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
755	AEDP2015_Small Hydro North 2030	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2030	-	21.4955	5.00
756	AEDP2015_Waste North 2030	Renew	Waste	North	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
757	AEDP2015_Biogas North 2030	Renew	Biogas	North	Jan, 2030	-	0.1644	5.00
758	AEDP2015_Biomass North 2030	Renew	Biomass	North	Jan, 2030	-	3.6663	5.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
759	AEDP2015_Energy Crop North 2030	Renew	Biomass	North	Jan, 2030	-	7.5381	5.00
760	AEDP2015_PV North-East 2030	Renew	Solar	North-East	Jan, 2030	-	10.00	5.00
761	AEDP2015_Wind North-East 2030	Renew	Wind	North-East	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
762	AEDP2015_Small Hydro North-East 2030	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
763	AEDP2015_Waste North-East 2030	Renew	Waste	North-East	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
764	AEDP2015_Biogas North-East 2030	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2030	-	1.3821	5.00
765	AEDP2015_Biomass North-East 2030	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2030	-	0.0136	5.00
766	AEDP2015_Energy Crop North-East 2030	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2030	-	5.0000	5.00
767	AEDP2015_PV South 2030	Renew	Solar	South	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
768	AEDP2015_Wind South 2030	Renew	Wind	South	Jan, 2030	-	31.2186	5.00
769	AEDP2015_Small Hydro South 2030	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
770	AEDP2015_Waste South 2030	Renew	Waste	South	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
771	AEDP2015_Biogas South 2030	Renew	Biogas	South	Jan, 2030	-	0.2038	5.00
772	AEDP2015_Biomass South 2030	Renew	Biomass	South	Jan, 2030	-	27.3547	5.00
773	AEDP2015_Energy Crop South 2030	Renew	Biomass	South	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
774	AEDP2015_PV Central 2030	Renew	Solar	Central	Jan, 2030	-	0.2997	5.00
775	AEDP2015_Wind Central 2030	Renew	Wind	Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
776	AEDP2015_Small Hydro Central 2030	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2030	-	0.4755	5.00
777	AEDP2015_Waste Central 2030	Renew	Waste	Central	Jan, 2030	-	15.6745	5.00
778	AEDP2015_Biogas Central 2030	Renew	Biogas	Central	Jan, 2030	-	0.9252	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
779	AEDP2015_Biomass Central 2030	Renew	Biomass	Central	Jan, 2030	-	0.7687	5.00
780	AEDP2015_EnergyCrop Central 2030	Renew	Biomass	Central	Jan, 2030	-	1.5597	5.00
781	AEDP2015_PV East-Central 2030	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2030	-	71.6921	5.00
782	AEDP2015_Wind East-Central 2030	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
783	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2030	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
784	AEDP2015_Waste East-Central 2030	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
785	AEDP2015_Biogas East-Central 2030	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2030	-	0.7435	5.00
786	AEDP2015_Biomass East-Central 2030	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2030	-	0.4913	5.00
787	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2030	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2030	-	7.6494	5.00
788	AEDP2015_PV West-Central 2030	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
789	AEDP2015_Wind West-Central 2030	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
790	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2030	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2030	-	0.0000	5.00
791	AEDP2015_Waste West-Central 2030	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2030	-	3.6863	5.00
792	AEDP2015_Biogas West-Central 2030	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2030	-	5.5517	5.00
793	AEDP2015_Biomass West-Central 2030	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2030	-	4.5741	5.00
794	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2030	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2030	-	7.2341	5.00
795	AEDP2015_PV North 2031	Renew	Solar	North	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
796	AEDP2015_Wind North 2031	Renew	Wind	North	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
797	AEDP2015_Small Hydro North 2031	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2031	-	3.8461	5.00
798	AEDP2015_Waste North 2031	Renew	Waste	North	Jan, 2031	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
799	AEDP2015_Biogas North 2031	Renew	Biogas	North	Jan, 2031	-	0.1788	5.00
800	AEDP2015_Biomass North 2031	Renew	Biomass	North	Jan, 2031	-	3.9439	5.00
801	AEDP2015_Energy Crop North 2031	Renew	Biomass	North	Jan, 2031	-	9.7865	5.00
802	AEDP2015_PV North-East 2031	Renew	Solar	North-East	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
803	AEDP2015_Wind North-East 2031	Renew	Wind	North-East	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
804	AEDP2015_Small Hydro North-East 2031	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
805	AEDP2015_Waste North-East 2031	Renew	Waste	North-East	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
806	AEDP2015_Biogas North-East 2031	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2031	-	1.6182	5.00
807	AEDP2015_Biomass North-East 2031	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2031	-	0.0149	5.00
808	AEDP2015_Energy Crop North-East 2031	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
809	AEDP2015_PV South 2031	Renew	Solar	South	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
810	AEDP2015_Wind South 2031	Renew	Wind	South	Jan, 2031	-	34.5126	5.00
811	AEDP2015_Small Hydro South 2031	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
812	AEDP2015_Waste South 2031	Renew	Waste	South	Jan, 2031	-	3.0000	5.00
813	AEDP2015_Biogas South 2031	Renew	Biogas	South	Jan, 2031	-	0.0727	5.00
814	AEDP2015_Biomass South 2031	Renew	Biomass	South	Jan, 2031	-	34.8694	5.00
815	AEDP2015_Energy Crop South 2031	Renew	Biomass	South	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
816	AEDP2015_PV Central 2031	Renew	Solar	Central	Jan, 2031	-	0.3353	5.00
817	AEDP2015_Wind Central 2031	Renew	Wind	Central	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
818	AEDP2015_Small Hydro Central 2031	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2031	-	1.3364	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
819	AEDP2015_Waste Central 2031	Renew	Waste	Central	Jan, 2031	-	4.4100	5.00
820	AEDP2015_Biogas Central 2031	Renew	Biogas	Central	Jan, 2031	-	5.2896	5.00
821	AEDP2015_Biomass Central 2031	Renew	Biomass	Central	Jan, 2031	-	6.8062	5.00
822	AEDP2015_Energy Crop Central 2031	Renew	Biomass	Central	Jan, 2031	-	3.1160	5.00
823	AEDP2015_PV East-Central 2031	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2031	-	72.5786	5.00
824	AEDP2015_Wind East-Central 2031	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
825	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2031	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2031	-	1.0000	5.00
826	AEDP2015_Waste East-Central 2031	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
827	AEDP2015_Biogas East-Central 2031	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2031	-	0.8526	5.00
828	AEDP2015_Biomass East-Central 2031	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2031	-	0.5375	5.00
829	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2031	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2031	-	7.7761	5.00
830	AEDP2015_PV West-Central 2031	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
831	AEDP2015_Wind West-Central 2031	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2031	-	0.0000	5.00
832	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2031	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2031	-	0.0666	5.00
833	AEDP2015_Waste West-Central 2031	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2031	-	0.7396	5.00
834	AEDP2015_Biogas West-Central 2031	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2031	-	5.6241	5.00
835	AEDP2015_Biomass West-Central 2031	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2031	-	4.0091	5.00
836	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2031	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2031	-	11.7410	5.00
837	AEDP2015_PV North 2032	Renew	Solar	North	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
838	AEDP2015_Wind North 2032	Renew	Wind	North	Jan, 2032	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
839	AEDP2015_Small Hydro North 2032	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2032	-	16.0020	5.00
840	AEDP2015_Waste North 2032	Renew	Waste	North	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
841	AEDP2015_Biogas North 2032	Renew	Biogas	North	Jan, 2032	-	0.4330	5.00
842	AEDP2015_Biomass North 2032	Renew	Biomass	North	Jan, 2032	-	1.0837	5.00
843	AEDP2015_Energy Crop North 2032	Renew	Biomass	North	Jan, 2032	-	9.9881	5.00
844	AEDP2015_PV North-East 2032	Renew	Solar	North-East	Jan, 2032	-	10.00	5.00
845	AEDP2015_Wind North-East 2032	Renew	Wind	North-East	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
846	AEDP2015_Small Hydro North-East 2032	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
847	AEDP2015_Waste North-East 2032	Renew	Waste	North-East	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
848	AEDP2015_Biogas North-East 2032	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2032	-	1.6420	5.00
849	AEDP2015_Biomass North-East 2032	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2032	-	0.0153	5.00
850	AEDP2015_Energy Crop North-East 2032	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2032	-	5.0000	5.00
851	AEDP2015_PV South 2032	Renew	Solar	South	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
852	AEDP2015_Wind South 2032	Renew	Wind	South	Jan, 2032	-	50.0244	5.00
853	AEDP2015_Small Hydro South 2032	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2032	-	1.5065	5.00
854	AEDP2015_Waste South 2032	Renew	Waste	South	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
855	AEDP2015_Biogas South 2032	Renew	Biogas	South	Jan, 2032	-	0.1018	5.00
856	AEDP2015_Biomass South 2032	Renew	Biomass	South	Jan, 2032	-	44.4075	5.00
857	AEDP2015_Energy Crop South 2032	Renew	Biomass	South	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
858	AEDP2015_PV Central 2032	Renew	Solar	Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
859	AEDP2015_Wind Central 2032	Renew	Wind	Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
860	AEDP2015_Small Hydro Central 2032	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
861	AEDP2015_Waste Central 2032	Renew	Waste	Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
862	AEDP2015_Biogas Central 2032	Renew	Biogas	Central	Jan, 2032	-	0.6681	5.00
863	AEDP2015_Biomass Central 2032	Renew	Biomass	Central	Jan, 2032	-	0.7842	5.00
864	AEDP2015_Energy Crop Central 2032	Renew	Biomass	Central	Jan, 2032	-	17.7473	5.00
865	AEDP2015_PV East-Central 2032	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2032	-	72.5901	5.00
866	AEDP2015_Wind East-Central 2032	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
867	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2032	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
868	AEDP2015_Waste East-Central 2032	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
869	AEDP2015_Biogas East-Central 2032	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2032	-	0.8749	5.00
870	AEDP2015_Biomass East-Central 2032	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2032	-	0.5514	5.00
871	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2032	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2032	-	8.2149	5.00
872	AEDP2015_PV West-Central 2032	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
873	AEDP2015_Wind West-Central 2032	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
874	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2032	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2032	-	0.0000	5.00
875	AEDP2015_Waste West-Central 2032	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2032	-	0.7557	5.00
876	AEDP2015_Biogas West-Central 2032	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2032	-	1.3083	5.00
877	AEDP2015_Biomass West-Central 2032	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2032	-	4.0981	5.00
878	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2032	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2032	-	15.9741	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
879	AEDP2015_PV North 2033	Renew	Solar	North	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
880	AEDP2015_Wind North 2033	Renew	Wind	North	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
881	AEDP2015_Small Hydro North 2033	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2033	-	4.6287	5.00
882	AEDP2015_Waste North 2033	Renew	Waste	North	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
883	AEDP2015_Biogas North 2033	Renew	Biogas	North	Jan, 2033	-	3.5009	5.00
884	AEDP2015_Biomass North 2033	Renew	Biomass	North	Jan, 2033	-	3.7916	5.00
885	AEDP2015_Energy Crop North 2033	Renew	Biomass	North	Jan, 2033	-	9.6718	5.00
886	AEDP2015_PV North-East 2033	Renew	Solar	North-East	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
887	AEDP2015_Wind North-East 2033	Renew	Wind	North-East	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
888	AEDP2015_Small Hydro North-East 2033	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
889	AEDP2015_Waste North-East 2033	Renew	Waste	North-East	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
890	AEDP2015_Biogas North-East 2033	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2033	-	1.6751	5.00
891	AEDP2015_Biomass North-East 2033	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2033	-	0.0141	5.00
892	AEDP2015_EnergyCrop North-East 2033	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
893	AEDP2015_PV South 2033	Renew	Solar	South	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
894	AEDP2015_Wind South 2033	Renew	Wind	South	Jan, 2033	-	71.8316	5.00
895	AEDP2015_Small Hydro South 2033	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2033	-	1.1580	5.00
896	AEDP2015_Waste South 2033	Renew	Waste	South	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
897	AEDP2015_Biogas South 2033	Renew	Biogas	South	Jan, 2033	-	0.6082	5.00
898	AEDP2015_Biomass South 2033	Renew	Biomass	South	Jan, 2033	-	56.0634	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
899	AEDP2015_Energy Crop South 2033	Renew	Biomass	South	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
900	AEDP2015_PV Central 2033	Renew	Solar	Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
901	AEDP2015_Wind Central 2033	Renew	Wind	Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
902	AEDP2015_Small Hydro Central 2033	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
903	AEDP2015_Waste Central 2033	Renew	Waste	Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
904	AEDP2015_Biogas Central 2033	Renew	Biogas	Central	Jan, 2033	-	1.4496	5.00
905	AEDP2015_Biomass Central 2033	Renew	Biomass	Central	Jan, 2033	-	0.0260	5.00
906	AEDP2015_Energy Crop Central 2033	Renew	Biomass	Central	Jan, 2033	-	18.0595	5.00
907	AEDP2015_PV East-Central 2033	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2033	-	73.3446	5.00
908	AEDP2015_Wind East-Central 2033	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
909	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2033	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
910	AEDP2015_Waste East-Central 2033	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
911	AEDP2015_Biogas East-Central 2033	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2033	-	0.8905	5.00
912	AEDP2015_Biomass East-Central 2033	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2033	-	0.5095	5.00
913	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2033	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2033	-	8.2939	5.00
914	AEDP2015_PV West-Central 2033	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
915	AEDP2015_Wind West-Central 2033	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2033	-	9.3164	5.00
916	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2033	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2033	-	0.0000	5.00
917	AEDP2015_Waste West-Central 2033	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2033	-	0.7693	5.00
918	AEDP2015_Biogas West-Central 2033	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2033	-	1.4495	5.00



No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
919	AEDP2015_Biomass West-Central 2033	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2033	-	4.0220	5.00
920	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2033	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2033	-	14.1453	5.00
921	AEDP2015_PV North 2034	Renew	Solar	North	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
922	AEDP2015_Wind North 2034	Renew	Wind	North	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
923	AEDP2015_Small Hydro North 2034	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2034	-	9.1296	5.00
924	AEDP2015_Waste North 2034	Renew	Waste	North	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
925	AEDP2015_Biogas North 2034	Renew	Biogas	North	Jan, 2034	-	2.1222	5.00
926	AEDP2015_Biomass North 2034	Renew	Biomass	North	Jan, 2034	-	3.3381	5.00
927	AEDP2015_Energy Crop North 2034	Renew	Biomass	North	Jan, 2034	-	10.7440	5.00
928	AEDP2015_PV North-East 2034	Renew	Solar	North-East	Jan, 2034	-	10.00	5.00
929	AEDP2015_Wind North-East 2034	Renew	Wind	North-East	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
930	AEDP2015_Small Hydro North-East 2034	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
931	AEDP2015_Waste North-East 2034	Renew	Waste	North-East	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
932	AEDP2015_Biogas North-East 2034	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2034	-	1.7157	5.00
933	AEDP2015_Biomass North-East 2034	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2034	-	0.0123	5.00
934	AEDP2015_Energy Crop North-East 2034	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2034	-	5.0000	5.00
935	AEDP2015_PV South 2034	Renew	Solar	South	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
936	AEDP2015_Wind South 2034	Renew	Wind	South	Jan, 2034	-	120.4629	5.00
937	AEDP2015_Small Hydro South 2034	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2034	-	2.0090	5.00
938	AEDP2015_Waste South 2034	Renew	Waste	South	Jan, 2034	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
939	AEDP2015_Biogas South 2034	Renew	Biogas	South	Jan, 2034	-	2.8977	5.00
940	AEDP2015_Biomass South 2034	Renew	Biomass	South	Jan, 2034	-	60.3141	5.00
941	AEDP2015_Energy Crop South 2034	Renew	Biomass	South	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
942	AEDP2015_PV Central 2034	Renew	Solar	Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
943	AEDP2015_Wind Central 2034	Renew	Wind	Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
944	AEDP2015_Small Hydro Central 2034	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
945	AEDP2015_Waste Central 2034	Renew	Waste	Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
946	AEDP2015_Biogas Central 2034	Renew	Biogas	Central	Jan, 2034	-	1.2897	5.00
947	AEDP2015_Biomass Central 2034	Renew	Biomass	Central	Jan, 2034	-	0.0227	5.00
948	AEDP2015_Energy Crop Central 2034	Renew	Biomass	Central	Jan, 2034	-	19.2216	5.00
949	AEDP2015_PV East-Central 2034	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2034	-	74.0060	5.00
950	AEDP2015_Wind East-Central 2034	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
951	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2034	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2034	-	0.8660	5.00
952	AEDP2015_Waste East-Central 2034	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
953	AEDP2015_Biogas East-Central 2034	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2034	-	0.9200	5.00
954	AEDP2015_Biomass East-Central 2034	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2034	-	0.4446	5.00
955	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2034	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2034	-	8.3077	5.00
956	AEDP2015_PV West-Central 2034	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00
957	AEDP2015_Wind West-Central 2034	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2034	-	10.7618	5.00
958	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2034	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2034	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
959	AEDP2015_Waste West-Central 2034	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2034	-	0.0905	5.00
960	AEDP2015_Biogas West-Central 2034	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2034	-	2.9023	5.00
961	AEDP2015_Biomass West-Central 2034	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2034	-	0.3568	5.00
962	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2034	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2034	-	17.5434	5.00
963	AEDP2015_PV North 2035	Renew	Solar	North	Jan, 2035	-	0.1789	5.00
964	AEDP2015_Wind North 2035	Renew	Wind	North	Jan, 2035	-	2.2330	5.00
965	AEDP2015_Small Hydro North 2035	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2035	-	3.1078	5.00
966	AEDP2015_Waste North 2035	Renew	Waste	North	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
967	AEDP2015_Biogas North 2035	Renew	Biogas	North	Jan, 2035	-	4.4087	5.00
968	AEDP2015_Biomass North 2035	Renew	Biomass	North	Jan, 2035	-	0.0072	5.00
969	AEDP2015_Energy Crop North 2035	Renew	Biomass	North	Jan, 2035	-	14.5940	5.00
970	AEDP2015_PV North-East 2035	Renew	Solar	North-East	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
971	AEDP2015_Wind North-East 2035	Renew	Wind	North-East	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
972	AEDP2015_Small Hydro North-East 2035	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
973	AEDP2015_Waste North-East 2035	Renew	Waste	North-East	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
974	AEDP2015_Biogas North-East 2035	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2035	-	1.7129	5.00
975	AEDP2015_Biomass North-East 2035	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2035	-	0.0130	5.00
976	AEDP2015_Energy Crop North-East 2035	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
977	AEDP2015_PV South 2035	Renew	Solar	South	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
978	AEDP2015_Wind South 2035	Renew	Wind	South	Jan, 2035	-	185.7776	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
979	AEDP2015_Small Hydro South 2035	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
980	AEDP2015_Waste South 2035	Renew	Waste	South	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
981	AEDP2015_Biogas South 2035	Renew	Biogas	South	Jan, 2035	-	0.2217	5.00
982	AEDP2015_Biomass South 2035	Renew	Biomass	South	Jan, 2035	-	75.3081	5.00
983	AEDP2015_Energy Crop South 2035	Renew	Biomass	South	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
984	AEDP2015_PV Central 2035	Renew	Solar	Central	Jan, 2035	-	0.1773	5.00
985	AEDP2015_Wind Central 2035	Renew	Wind	Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
986	AEDP2015_Small Hydro Central 2035	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
987	AEDP2015_Waste Central 2035	Renew	Waste	Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
988	AEDP2015_Biogas Central 2035	Renew	Biogas	Central	Jan, 2035	-	0.6742	5.00
989	AEDP2015_Biomass Central 2035	Renew	Biomass	Central	Jan, 2035	-	0.0240	5.00
990	AEDP2015_Energy Crop Central 2035	Renew	Biomass	Central	Jan, 2035	-	20.2331	5.00
991	AEDP2015_PV East-Central 2035	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2035	-	75.9895	5.00
992	AEDP2015_Wind East-Central 2035	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2035	-	4.1719	5.00
993	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2035	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
994	AEDP2015_Waste East-Central 2035	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
995	AEDP2015_Biogas East-Central 2035	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2035	-	0.6619	5.00
996	AEDP2015_Biomass East-Central 2035	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2035	-	0.4698	5.00
997	AEDP2015_Energy Crop East-Central 2035	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2035	-	7.9968	5.00
998	AEDP2015_PV West-Central 2035	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
999	AEDP2015_Wind West-Central 2035	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2035	-	10.9708	5.00
1000	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2035	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
1001	AEDP2015_Waste West-Central 2035	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2035	-	0.0000	5.00
1002	AEDP2015_Biogas West-Central 2035	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2035	-	2.1939	5.00
1003	AEDP2015_Biomass West-Central 2035	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2035	-	0.3770	5.00
1004	AEDP2015_Energy Crop West-Central 2035	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2035	-	18.7503	5.00
1005	AEDP2015_PV North 2036	Renew	Solar	North	Jan, 2036	-	20.1252	5.00
1006	AEDP2015_Wind North 2036	Renew	Wind	North	Jan, 2036	-	11.0470	5.00
1007	AEDP2015_Small Hydro North 2036	Renew	Small Hydro	North	Jan, 2036	-	2.3585	5.00
1008	AEDP2015_Waste North 2036	Renew	Waste	North	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1009	AEDP2015_Biogas North 2036	Renew	Biogas	North	Jan, 2036	-	1.1803	5.00
1010	AEDP2015_Biomass North 2036	Renew	Biomass	North	Jan, 2036	-	2.4097	5.00
1011	AEDP2015_Energy Crop North 2036	Renew	Biomass	North	Jan, 2036	-	12.5507	5.00
1012	AEDP2015_PV North-East 2036	Renew	Solar	North-East	Jan, 2036	-	10.00	5.00
1013	AEDP2015_Wind North-East 2036	Renew	Wind	North-East	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1014	AEDP2015_Small Hydro North-East 2036	Renew	Small Hydro	North-East	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1015	AEDP2015_Waste North-East 2036	Renew	Waste	North-East	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1016	AEDP2015_Biogas North-East 2036	Renew	Biogas	North-East	Jan, 2036	-	1.7894	5.00
1017	AEDP2015_Biomass North-East 2036	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2036	-	0.0152	5.00
1018	AEDP2015_Energy Crop North-East 2036	Renew	Biomass	North-East	Jan, 2036	-	5.0000	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
1019	AEDP2015_PV South 2036	Renew	Solar	South	Jan, 2036	-	15.7429	5.00
1020	AEDP2015_Wind South 2036	Renew	Wind	South	Jan, 2036	-	251.7520	5.00
1021	AEDP2015_Small Hydro South 2036	Renew	Small Hydro	South	Jan, 2036	-	0.2611	5.00
1022	AEDP2015_Waste South 2036	Renew	Waste	South	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1023	AEDP2015_Biogas South 2036	Renew	Biogas	South	Jan, 2036	-	4.2332	5.00
1024	AEDP2015_Biomass South 2036	Renew	Biomass	South	Jan, 2036	-	83.3931	5.00
1025	AEDP2015_Energy Crop South 2036	Renew	Biomass	South	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1026	AEDP2015_PV Central 2036	Renew	Solar	Central	Jan, 2036	-	7.3037	5.00
1027	AEDP2015_Wind Central 2036	Renew	Wind	Central	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1028	AEDP2015_Small Hydro Central 2036	Renew	Small Hydro	Central	Jan, 2036	-	1.1990	5.00
1029	AEDP2015_Waste Central 2036	Renew	Waste	Central	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1030	AEDP2015_Biogas Central 2036	Renew	Biogas	Central	Jan, 2036	-	0.7007	5.00
1031	AEDP2015_Biomass Central 2036	Renew	Biomass	Central	Jan, 2036	-	0.0280	5.00
1032	AEDP2015_Energy Crop Central 2036	Renew	Biomass	Central	Jan, 2036	-	19.5309	5.00
1033	AEDP2015_PV East-Central 2036	Renew	Solar	East-Central	Jan, 2036	-	87.9963	5.00
1034	AEDP2015_Wind East-Central 2036	Renew	Wind	East-Central	Jan, 2036	-	5.3898	5.00
1035	AEDP2015_Small Hydro East-Central 2036	Renew	Small Hydro	East-Central	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1036	AEDP2015_Waste East-Central 2036	Renew	Waste	East-Central	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1037	AEDP2015_Biogas East-Central 2036	Renew	Biogas	East-Central	Jan, 2036	-	0.6922	5.00
1038	AEDP2015_Biomass East-Central 2036	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2036	-	0.5487	5.00

No.	Name	Generation Type	Fuel Type	Control Area	Commission	Retirement	Capacity [MW]	Plant FOR [%]
1039	AEDP2015_EnergyCrop East-Central 2036	Renew	Biomass	East-Central	Jan, 2036	-	5.9513	5.00
1040	AEDP2015_PV West-Central 2036	Renew	Solar	West-Central	Jan, 2036	-	9.0935	5.00
1041	AEDP2015_Wind West-Central 2036	Renew	Wind	West-Central	Jan, 2036	-	26.3268	5.00
1042	AEDP2015_Small Hydro West-Central 2036	Renew	Small Hydro	West-Central	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1043	AEDP2015_Waste West-Central 2036	Renew	Waste	West-Central	Jan, 2036	-	0.0000	5.00
1044	AEDP2015_Biogas West-Central 2036	Renew	Biogas	West-Central	Jan, 2036	-	1.5194	5.00
1045	AEDP2015_Biomass West-Central 2036	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2036	-	0.4403	5.00
1046	AEDP2015_EnergyCrop West-Central 2036	Renew	Biomass	West-Central	Jan, 2036	-	14.7711	5.00









ภาคผนวก ข

ข้อมูลระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลกำลังฟัดของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ในปี ค.ศ.2017 - 2020

Line No.	From Area	To Area	Number of Circuit	FOR [%]	MVA (Per Circuit)			
					2017	2018	2019	2020
1	East-Central	West-Central	3	5.00	3734.19	3734.19	3734.19	3734.19
2	East-Central	Central	2	5.00	2833.55	2833.55	2833.55	2833.55
3	East-Central	Central	1	5.00	3734.19	0.0000	0.0000	0.0000
4	East-Central	Central	2	5.00	2833.55	2833.55	2833.55	2833.55
5	Central	North	1	5.00	2833.55	0.0000	0.0000	0.0000
6	East-Central	West-Central	1	4.00	3734.19	0.0000	0.0000	0.0000
7	East-Central	West-Central	2	4.00	858.86	858.86	858.86	858.86
8	East-Central	West-Central	1	4.00	3734.19	0.0000	0.0000	0.0000
9	East-Central	Central	4	4.00	858.86	858.86	858.86	858.86
10	Central	West-Central	1	5.00	2833.55	0.0000	0.0000	0.0000
11	East-Central	Central	2	5.00	2833.55	0.0000	0.0000	0.0000
12	Central	North	2	5.00	2833.55	0.0000	0.0000	0.0000
13	Central	North	2	4.00	429.43	429.43	429.43	429.43
14	Central	North	2	4.00	429.43	429.43	429.43	429.43
15	Central	North	1	4.00	858.86	858.86	858.86	858.86
16	Central	North	1	4.00	858.86	858.86	858.86	858.86
17	Central	North-East	2	4.00	760.87	760.87	760.87	760.87
18	West-Central	South	2	4.00	858.86	0.0000	0.0000	0.0000
19	West-Central	South	2	4.00	429.43	0.0000	0.0000	0.0000

Line No.	From Area	To Area	Number of Circuit	FOR [%]	MVA (Per Circuit)			
					2017	2018	2019	2020
20	North	North-East	2	4.00	429.43	429.43	429.43	429.43
21	North	North-East	2	4.00	429.43	0.0000	0.0000	0.0000
22	East-Central	Central	1	5.00	0.0000	2833.55	2833.55	2833.55
23	East-Central	Central	1	5.00	0.0000	2833.55	2833.55	2833.55
24	East-Central	West-Central	2	4.00	0.0000	3734.19	3734.19	3734.19
25	East-Central	Central	2	4.00	0.0000	3734.19	3734.19	3734.19
26	Central	North	3	5.00	0.0000	2833.55	2833.55	2833.55
27	East-Central	Central	2	5.00	0.0000	2833.55	2833.55	2833.55
28	Central	North-East	2	4.00	0.0000	858.86	858.86	858.86
29	West-Central	South	2	5.00	0.0000	3734.19	3734.19	3734.19
30	West-Central	South	2	4.00	0.0000	858.86	858.86	858.86
31	North	North-East	2	4.00	0.0000	429.43	429.43	429.43
32	West-Central	South	4	5.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
33	Central	West-Central	1	5.00	0.0000	2833.55	2833.55	2833.55

ตารางที่ ๒.2 ข้อมูลกำลังพิกัดของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ในปี ค.ศ.2021 - 2036

Line No.	From Area	To Area	Number of Circuit	FOR [%]	MVA (Per Circuit)	
					2021 - 2036	2021 - 2036
1	East-Central	West-Central	3	5.00		3734.19
2	East-Central	Central	2	5.00		2833.55
3	East-Central	Central	1	5.00		0.0000
4	East-Central	Central	2	5.00		2833.55
5	Central	North	1	5.00		0.0000
6	East-Central	West-Central	1	4.00		0.0000
7	East-Central	West-Central	2	4.00		858.86
8	East-Central	West-Central	1	4.00		0.0000
9	East-Central	Central	4	4.00		858.86
10	Central	West-Central	1	5.00		0.0000
11	East-Central	Central	2	5.00		0.0000
12	Central	North	2	5.00		0.0000
13	Central	North	2	4.00		429.43
14	Central	North	2	4.00		429.43
15	Central	North	1	4.00		858.86
16	Central	North	1	4.00		858.86
17	Central	North-East	2	4.00		760.87
18	West-Central	South	2	4.00		0.0000
19	West-Central	South	2	4.00		0.0000

Line No.	From Area	To Area	Number of Circuit	FOR [%]	MVA (Per Circuit)	
					2021 – 2036	
20	North	North-East	2	4.00	429.43	
21	North	North-East	2	4.00	0.0000	
22	East-Central	Central	1	5.00	2833.55	
23	East-Central	Central	1	5.00	2833.55	
24	East-Central	West-Central	2	4.00	3734.19	
25	East-Central	Central	2	4.00	3734.19	
26	Central	North	3	5.00	2833.55	
27	East-Central	Central	2	5.00	2833.55	
28	Central	North-East	2	4.00	858.86	
29	West-Central	South	2	5.00	0.0000	
30	West-Central	South	2	4.00	858.86	
31	North	North-East	2	4.00	429.43	
32	West-Central	South	4	5.00	3734.19	
33	Central	West-Central	1	5.00	2833.55	



ภาคผนวก ค

ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ค.1 ความเร็วลมเฉลี่ยแต่ละเดือน ของปี พ.ศ.2548 ณ บริเวณแหลมพรหมเทพ จ.ภูเก็ต

เดือน	ความเร็วลม [m/s]	เดือน	ความเร็วลม [m/s]
มกราคม	6.03	กรกฎาคม	7.38
กุมภาพันธ์	4.80	สิงหาคม	6.39
มีนาคม	5.22	กันยายน	6.48
เมษายน	4.00	ตุลาคม	4.74
พฤษภาคม	5.24	พฤศจิกายน	4.21
มิถุนายน	7.08	ธันวาคม	5.64

ตารางที่ ค.2 ระดับความเร็วลมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมรุ่น DeWind D6-1250

ระดับความเร็วลม	ความเร็วลม [m/s]
ความเร็วลมเข้าระบบ (Cut-in Speed)	2.8
ความเร็วลมเต็มพิกัด (Nominal or Rated Wind Speed)	12.5
ความเร็วลมตัดออก (Cut-out Wind Speed)	23

ตารางที่ ค.3 ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล

ชั่วโมง	ความเร็วลมในแต่ละฤดู [m/s]			ชั่วโมง	ความเร็วลมในแต่ละฤดู [m/s]		
	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน
1	5.023097	5.361823	6.114633	13	5.273727	5.328746	6.135622
2	5.333031	5.107254	6.230987	14	5.708895	5.183230	6.521348
3	5.021410	5.380161	5.665252	15	5.356315	5.382313	6.146731
4	5.191660	5.411383	6.046494	16	5.289101	5.634856	6.340065
5	5.002902	5.040668	6.354089	17	5.087979	5.004967	6.417576
6	5.235122	5.393733	6.280955	18	5.130245	5.495877	5.953362
7	5.291449	5.528281	6.035546	19	5.069434	5.347554	6.536653
8	5.085919	5.365979	6.286418	20	5.235235	5.169870	5.987508
9	5.652379	5.101217	6.325065	21	5.197467	5.354199	6.219599
10	4.775389	5.56653	6.429313	22	4.733282	5.349153	6.357155
11	5.317346	5.255554	6.083991	23	5.177131	5.494930	6.298403
12	5.075287	5.178833	6.753120	24	4.965493	5.367475	6.398169



ตารางที่ ค.4 ความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล

เวลา	ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง [ $W/m^2$ ]			อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง [ $^{\circ}C$ ]		
	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน
07.00	14.788	38.108	62.071	8.9991	11.1032	12.7176
08.00	97.71	175.4	233.45	19.8331	24.7934	27.3518
09.00	286.864	372.654	438.831	20.433	25.2359	26.4078
10.00	509.153	573.212	616.372	23.1691	29.0361	28.0875
11.00	666.613	733.391	750.968	25.3076	24.3094	29.0842
12.00	754.092	821.414	874.419	26.9863	26.1715	30.022
13.00	768.689	826.248	660.657	28.0113	33.8656	30.5411
14.00	705.474	753.437	414.426	28.7477	33.6749	30.816
15.00	568.873	613.572	412.548	29.0883	34.2632	30.8586
16.00	370.524	430.651	310.561	29.2088	34.3547	31.0059
17.00	156.27	230.646	162.391	27.4852	32.9517	29.8543
18.00	24.5011	69.5114	67.2376	27.4852	34.5292	32.0082

ตารางที่ ค.5 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล เมื่อหาด้วยวิธี MLE

เวลา	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง [ $W/m^2$ ]			ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง [ $^{\circ}C$ ]		
	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน
07.00	0.4709	1.0758	0.6244	0.1663	0.1925	0.0393
08.00	0.3463	0.4306	0.4289	0.1765	0.1707	0.0489
09.00	0.2521	0.2473	0.2771	0.1423	0.1312	0.0503
10.00	0.138	0.1959	0.2657	0.1162	0.1066	0.0574
11.00	0.1046	0.1644	0.1707	0.0879	0.0966	0.0637
12.00	0.0925	0.1557	0.2366	0.0816	0.0967	0.0655
13.00	0.0764	0.156	0.2365	0.0795	0.0994	0.0703
14.00	0.0759	0.1539	0.2815	0.0769	0.1059	0.0751
15.00	0.079	0.1976	0.4129	0.0785	0.1198	0.0862
16.00	0.1966	0.3128	0.2047	0.0858	0.1285	0.085
17.00	0.5651	0.3700	0.7776	0.0918	0.1252	0.0838
18.00	0.5651	0.7151	4.3724	0.0888	0.1182	0.0836

ตารางที่ ค.6 คุณสมบัติเครื่องกังหันน้ำในโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง จ.เชียงใหม่

Type	Cross Flow
Output	40 kW
Net Head	90 m.
Discharge	60 Lt/sec
Speed	1,500 rpm
Runaway Speed	1,875 rpm

ตารางที่ ค.7 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง จ.เชียงใหม่

Type	Induction Generator
Voltage	400 V
Frequency	50 Hz, 3 Phase
Output	37 kW
Efficiency	90%

ตารางที่ ค.8 ข้อมูลอัตราการไหลของน้ำเฉลี่ยรายเดือน ในรอบ 1 ปี

เดือน	อัตราการไหลของน้ำเฉลี่ย ( Lt/s )
มกราคม	39.0
กุมภาพันธ์	37.2
มีนาคม	39.3
เมษายน	44.0
พฤษภาคม	0.0
มิถุนายน	0.0
กรกฎาคม	0.0
สิงหาคม	0.0
กันยายน	43.5
ตุลาคม	65.4
พฤศจิกายน	70.7
ธันวาคม	61.0

ตารางที่ ค.9 ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในแบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงของพลังงานชีวภาพ แต่ละเดือนในรอบ 1 ปี

เดือน	ค่าพารามิเตอร์รูปร่าง (,Shape parameter)	ค่าพารามิเตอร์สเกล (Scale parameter)
มกราคม	4.0017	0.8229
กุมภาพันธ์	3.3030	0.6984
มีนาคม	4.0017	0.8229
เมษายน	2.7267	0.5926
พฤษภาคม	3.2451	0.6879
มิถุนายน	3.1294	0.6669
กรกฎาคม	3.2451	0.6879
สิงหาคม	3.1294	0.6669
กันยายน	1.8252	0.4151
ตุลาคม	1.9914	0.4496
พฤศจิกายน	4.2944	0.8743
ธันวาคม	4.2944	0.8743

ข้อมูลค่าพารามิเตอร์อื่นของแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน มีดังต่อไปนี้

- 1) ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์กับอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถอธิบายได้ด้วยความสัมพันธ์ของ Gumbel Copula ในช่วงเวลา 7.00 - 13.00 น. และความสัมพันธ์ของ Frank Copula ในช่วงเวลา 14.00 - 18.00 น.
- 2) กำหนดให้อัตราการไหลของน้ำมีค่าพิกัดอยู่ที่ 60 ลิตรต่อวินาที
- 3) แบบจำลองอัตราการไหลของน้ำ มีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 5% ของค่าเฉลี่ย ณ เดือนนั้น
- 4) กำหนดให้ความสามารถในการแปลงพลังงาน (Conversion Factor) ของระบบผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล อธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติรอบค่าเฉลี่ยเท่ากับ 95% และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 5% ของค่าเฉลี่ย ณ เวลานั้น
- 5) กำหนดให้ความสามารถในการแปลงพลังงาน (Conversion Factor) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ อธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบไวบูล์ ซึ่งมีค่าพารามิเตอร์สเกลและค่าพารามิเตอร์รูปร่าง เท่ากับ 55 และ 25 ตามลำดับ
- 6) แบบจำลองความสามารถในการคัดแยกขยะ อธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบไวบูล์ ซึ่งค่าพารามิเตอร์สเกลและค่าพารามิเตอร์รูปร่าง เท่ากับ 90 และ 40 ตามลำดับ สำหรับร้อยละของสัดส่วน RDF ต่อสัดส่วนขยะที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ อธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการ

กระจายตัวแบบปกติ รอบค่าเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 20 และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับร้อยละ 1 ของค่าเฉลี่ย ณ เวลานั้น

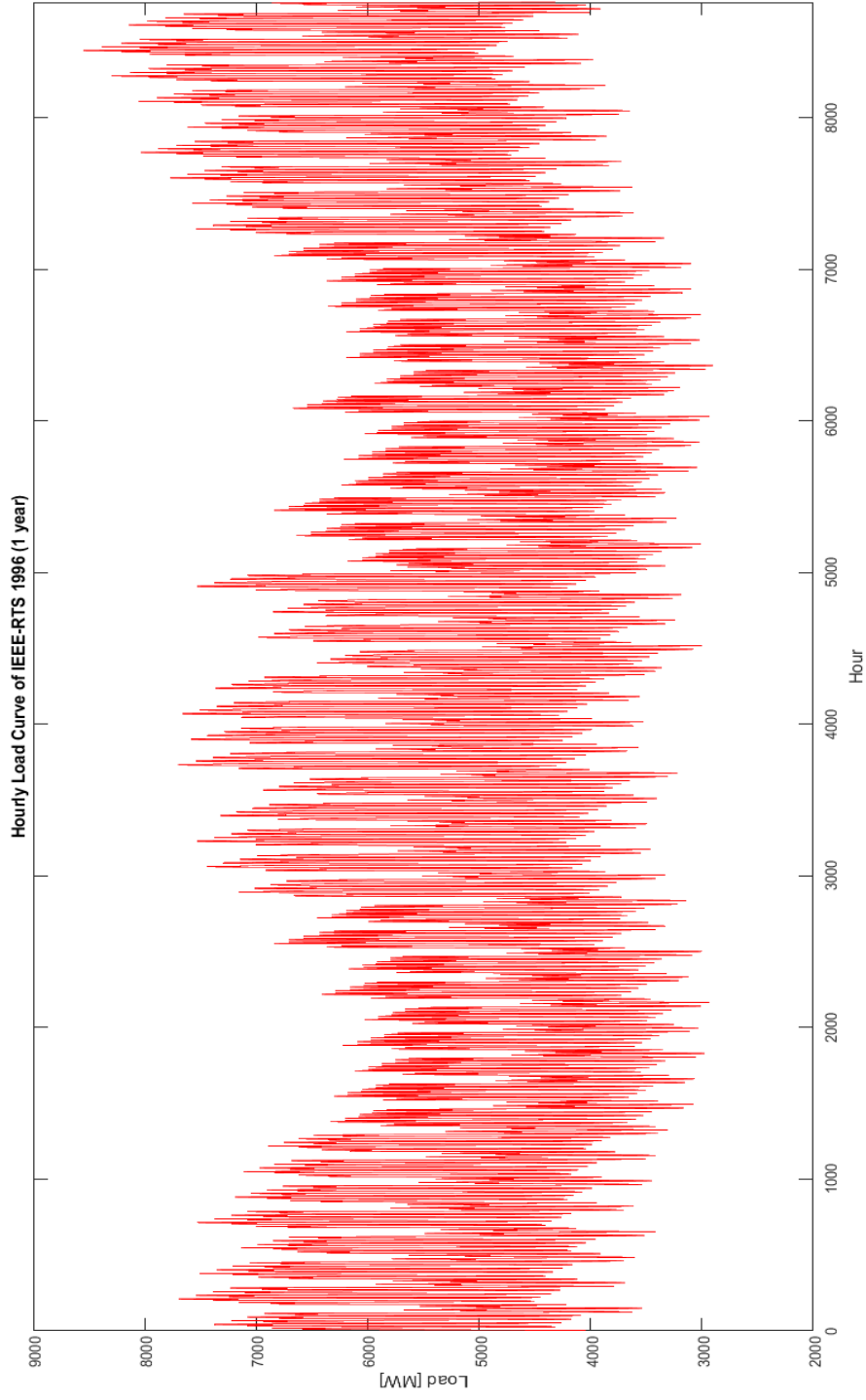
- 7) กำหนดให้ความสามารถในการแปลงพลังงานของเทคโนโลยีความร้อนกับขยะทั่วไป (Conversion Factor<sub>1</sub>) อธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติรอบค่าเฉลี่ยเท่ากับ 95% และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 5% ของค่าเฉลี่ย ณ เวลานั้น และความสามารถในการแปลงพลังงานของเทคโนโลยีความร้อนกับ RDF (Conversion Factor<sub>2</sub>) มีค่าคงที่เท่ากับ 100%



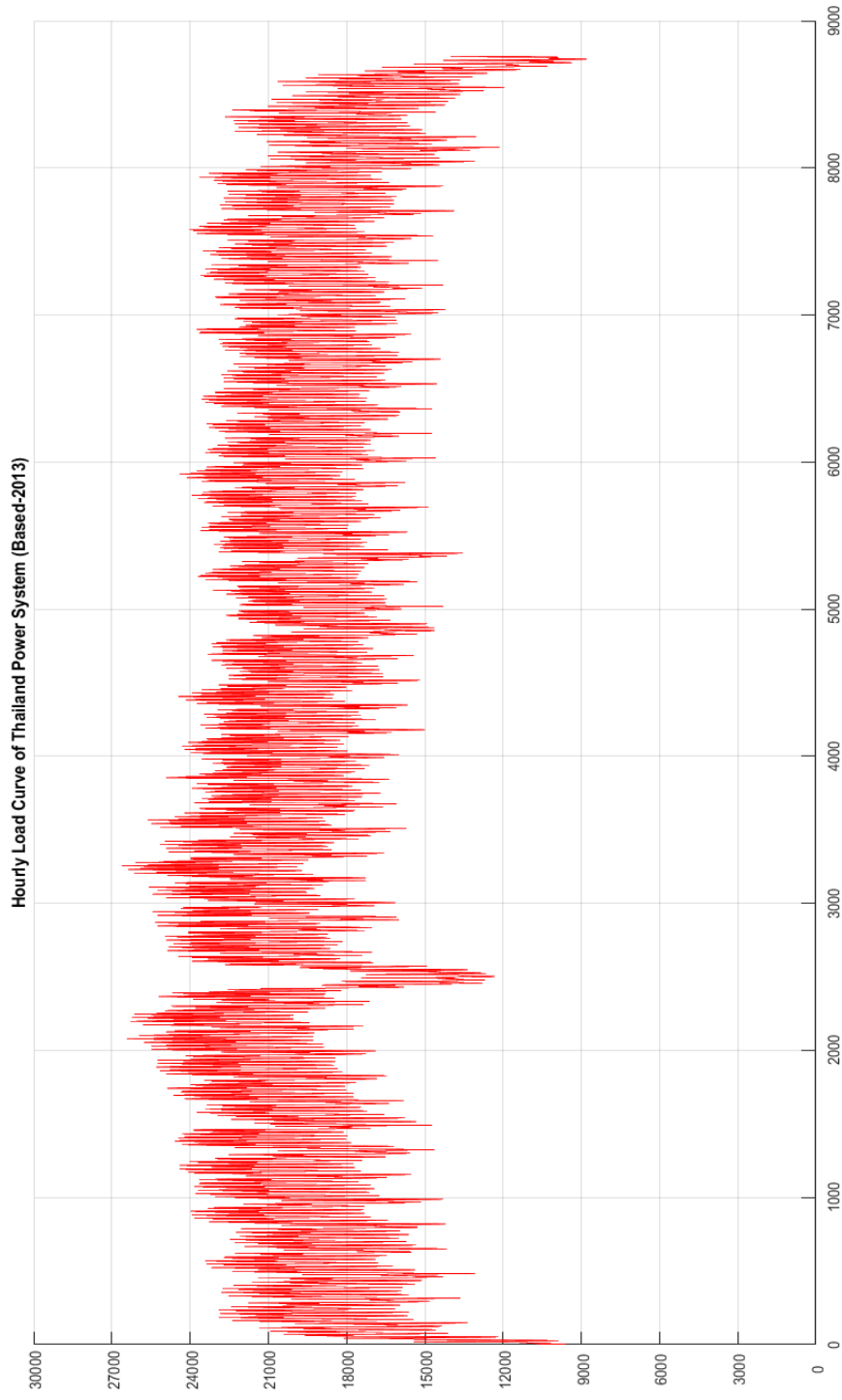


ภาคผนวก ง  
ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ ง.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบ IEEE-Reliability Test System (1996) ใน 1 ปี



รูปที่ ๓.๒ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าประเทศไทย ในปีฐาน (ค.ศ.2013)

ตารางที่ ง.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

ปี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [MW]	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า [ล้านหน่วย]
2560	31,385	205,649
2561	32,429	212,515
2562	33,635	220,503
2563	34,808	228,238
2564	35,775	234,654
2565	36,776	241,273
2566	37,740	247,671
2567	38,750	254,334
2568	39,752	260,764
2569	40,791	267,629
2570	41,693	273,440
2571	42,681	279,939
2572	43,489	285,384
2573	44,424	291,519
2574	45,438	298,234
2575	46,295	303,856
2576	47,025	309,021
2577	47,854	314,465
2578	48,713	320,114
2579	49,655	326,119





ภาคผนวก จ

ข้อมูลค่าลักษณะเฉพาะของแมตเทอริ์และอุปกรณ์แปลงพลังงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ จ.1 ค่าลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเธียมนิกเกิลแมงกานีสโคบอลต์ออกไซด์ (NMC) ที่เลือกใช้

ลักษณะเฉพาะ	ค่าของลักษณะเฉพาะ	หน่วย
Efficiency	98	%
DOD	80	%
C rate	2	C

ตารางที่ จ.2 ค่าตัวแปรเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน

ตัวแปร	ค่าของตัวแปร[53]	หน่วย
Mean Time to Failure (MTTF)	2,400	Hour
Mean Time to Repair (MTTR)	6	Hour

- ❖ ข้อมูลค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงพลังงาน (Inverter) คือ 95%



## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย พชรพล สกฤษดิ์บุตร เกิดเมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม พ.ศ. 2537 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2558 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

