

การประเมินค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน  
โดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

นางสาวปณาลี เจริญจิตมั่น

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2556

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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 Graduate School.

DEPENDABLE CAPACITY EVALUATION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION WITH  
CONSIDERATION OF GENERATION SYSTEM RELIABILITY

Miss Panalee Charoenchitman

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 2013

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประเมินค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ของการผลิตไฟฟ้าจาก  
พลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของ  
ระบบผลิตไฟฟ้า

โดย

นางสาวปณาลี เจริญจิตมั่น

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง  
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ  
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์)

.....กรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ดร.ฐิติพร สังข์เพชร)

ปณาลี เจริญจิตมั่น : การประเมินค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า. (DEPENDABLE CAPACITY EVALUATION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION WITH CONSIDERATION OF GENERATION SYSTEM RELIABILITY) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ. ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์, 262 หน้า.

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ในหลากหลายรูปแบบวิธี ซึ่งค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ถือว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างหนึ่งต่อการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าในระยะยาว การทดสอบวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้จะอาศัยการจำลองรูปแบบแผนการติดตั้งพลังงานหมุนเวียนเป็นระยะเวลา 10 ปี โดยมีการกำหนดเกณฑ์ทางความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในรูปแบบของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE โดยมีการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง และค่าลงทุนก่อสร้าง เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เกิดจากวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ที่แตกต่างกัน

นอกจากนี้ เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบที่แตกต่างกัน ดังนั้น การวิเคราะห์การเลือกพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมจึงถูกนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ด้วย โดยรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบประกอบไปด้วย 4 รูปแบบการติดตั้ง ได้แก่ การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพพลังงานหมุนเวียน การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และการติดตั้งโดยพิจารณาจากค่าสัมบูรณ์ระหว่างผลต่างของค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ ซึ่งการวิเคราะห์การเลือกพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะช่วยให้การวางแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอนาคตมีประสิทธิภาพทางด้านความเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้น

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อนิสิต.....  
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....  
 ปีการศึกษา.....2556.....

# # 5470260021: MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: DEPENDABLE CAPACITY / RENEWABLE ENERGY GENERATION SYSTEM / RELIABILITY / AREA OF INSTALLATION

PANALEE CHAROENCHITMAN: DEPENDABLE CAPACITY EVALUATION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION WITH CONSIDERATION OF GENERATION SYSTEM RELIABILITY: SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 262 pp.

This thesis presents dependable capacity calculation using various methods. Dependable capacity value is one of the important factors for long term planning of generation system. Methods of dependable capacity calculation have been tested with a 10 - year period by modeling the renewable energy generation system with specified criterion of generation system reliability, Reserve Margin and LOLE index. In addition, production cost, outage cost and investment cost are also considered in this thesis. These costs are used for analyzing the result of renewable energy generation system planning which is considered from different dependable capacity calculation methods.

According to the different reliability level in renewable energy generation system installation area, the area selection is also proposed in this thesis. The area selection of renewable energy generation system installation has been categorized into 4 types: (1) selection by popularity, (2) selection by renewable energy potential, (3) selection by the maximum LOLE, and (4) selection by different LOLE between before and after the renewable energy generation system installation. The analysis of area selection would lead to the higher reliability of generation system in the future.

Department : ..Electrical Engineering.....

Student's Signature: .....

Field of Study: ..Electrical Engineering.....

Advisor's Signature: .....

Academic Year:.....2013.....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความกรุณาและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา โดยได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ของ การทำวิทยานิพนธ์มาด้วยดีตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขจนสำเร็จเรียบร้อย นอกจากนี้ ผู้วิจัยต้องขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ และดร.ฐิติพร สังข์เพชร ที่ได้กรุณาตรวจสอบ แก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ คุณสัมพันธ์ สุทธิประภา เจ้าหน้าที่ศูนย์ตรวจวิเคราะห์ไอโซนและรังสี สำนักตรวจและเฝ้าระวังสภาวะอากาศ กรมอุตุนิยมวิทยา ที่ให้ความเอื้อเฟื้อข้อมูลจริงของอุณหภูมิ และความเข้มแสงอาทิตย์รายชั่วโมง ขอขอบคุณ รุ่งพี เพื่อน และรุ่งน้อง ในห้องปฏิบัติการวิจัยไฟฟ้า กำลัง สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ที่ให้คำปรึกษาและกำลังใจตลอดมา ที่คอยให้ความช่วยเหลือ ให้ คำปรึกษา และให้กำลังใจตลอดการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อนที่ น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ.....	ถ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์.....	3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	4
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
1.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้.....	5
1.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	6
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	7
บทที่ 2 พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย.....	8
2.1 แผนการพัฒนาต่างๆ ที่สำคัญของประเทศไทย.....	8
2.1.1 แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก.....	8
2.1.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573.....	9
2.2 สถานการณ์พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย.....	10
2.3 ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย.....	14
2.3.1 ศักยภาพและสถานการณ์พลังงานแสงอาทิตย์.....	14
2.3.2 ศักยภาพและสถานการณ์พลังงานลม.....	15
2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	15
2.4.1 รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	16
2.4.2 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย.....	17
บทที่ 3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	19
3.1 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า.....	21
3.1.1 กลุ่มของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม.....	21
3.1.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	21

	หน้า
3.1.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม.....	24
3.1.1.3 การสู่มสถานการณ์ทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม .....	27
3.1.2 กลุ่มของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ .....	27
3.1.3 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ .....	28
3.1.4 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา.....	31
3.2 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	35
3.2.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด .....	35
3.2.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า.....	36
3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	39
3.3.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง .....	39
3.3.2 โอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (LOLE) .....	40
3.3.3 พลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (EENS).....	42
บทที่ 4 การคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้.....	44
4.1 นิยามของค่ากำลังผลิตพึงได้ .....	44
4.2 การศึกษาค่ากำลังผลิตพึงได้ในประเทศไทย .....	46
4.3 การศึกษาค่ากำลังผลิตพึงได้ในต่างประเทศ .....	48
4.4 การศึกษาค่ากำลังผลิตพึงได้ในงานวิจัย .....	49
4.4.1 ค่าองค์ประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (PF).....	50
4.4.2 ค่ากำลังผลิตพึงได้เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ECP) .....	51
4.4.3 ค่ากำลังผลิตพึงได้เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้า (ELCC).....	55
4.4.4 ค่ากำลังผลิตพึงได้เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยการประมาณของ การ์เวอร์ (Garver).....	59
4.4.5 ค่าประกอบกำลังผลิตโดยการประมาณ (CFb) .....	63
บทที่ 5 การประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้า.....	66
5.1 หลักการที่ใช้ในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า.....	67
5.2 การศึกษาผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบไฟฟ้า .....	68
5.2.1 ขั้นตอนการทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ ในระบบไฟฟ้า .....	68
5.2.2 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ.....	72
5.2.3 การคำนวณค่าใช้จ่ายของแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน หมุนเวียนในระบบไฟฟ้า.....	73
5.2.3.1 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า .....	74
5.2.3.2 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง.....	75
5.2.3.3 ค่าลงทุนก่อสร้าง.....	75



บทที่ 6 การประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน .....	76
6.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน .....	77
6.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน .....	77
6.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	77
6.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	82
6.5 การศึกษาการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ .....	88
บทที่ 7 การทดสอบและผลการทดสอบ .....	91
7.1 ข้อมูลที่ใช้ทดสอบ .....	91
7.1.1 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ .....	91
7.1.2 ข้อมูลพลังงานลม และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม .....	92
7.1.3 ข้อมูลของระบบทดสอบ (IEEE – RTS 79) .....	92
7.1.4 ข้อมูลของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย .....	94
7.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ .....	94
7.3 การทดสอบค่ากำลังผลิตพึงได้เบื้องต้น .....	97
7.3.1 การทดสอบโดยการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน .....	97
7.3.2 การทดสอบโดยการเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตพึงได้ในแต่ละพื้นที่ .....	101
7.4 การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 .....	103
7.4.1 การทดสอบโดยใช้เฉพาะเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง .....	104
7.4.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE .....	111
7.5 การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย .....	117
7.5.1 การทดสอบโดยใช้เฉพาะเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง .....	118
7.5.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE .....	120
7.6 การทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 .....	121
7.6.1 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ .....	122
7.6.1.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน .....	122
7.6.1.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน .....	124
7.6.1.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	132
7.6.1.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	142

7.6.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและ ค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่ .....	154
7.6.2.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน .....	158
7.6.2.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน .....	158
7.6.2.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	160
7.6.2.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงสุด .....	166
7.7 การทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย .....	174
7.7.1 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและ ค่าดัชนี LOLE ของระบบ.....	175
7.7.1.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน .....	175
7.7.1.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน .....	177
7.7.1.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	179
7.7.1.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงสุด .....	181
7.7.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและ ค่าดัชนี LOLE ของระบบ .....	185
7.7.2.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน .....	185
7.7.2.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน .....	185
7.7.2.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด .....	187
7.7.2.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงสุด .....	194
บทที่ 8 สรุปและข้อเสนอแนะ .....	199
8.1 สรุปผลงานวิจัย .....	199
8.2 ข้อเสนอแนะ.....	202
รายการอ้างอิง .....	203
ภาคผนวก.....	209
ภาคผนวก ก.....	210
ภาคผนวก ข.....	214
ภาคผนวก ค.....	250
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	262

## สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	ค่ากำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [2].....	8
ตารางที่ 2.2	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในแผน PDP 2010 [3].....	9
ตารางที่ 2.3	กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายปีแยกตามประเภทเชื้อเพลิง [3]....	10
ตารางที่ 2.4	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามสำนักงานเขต. 13	
ตารางที่ 2.5	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำแนกตาม ชนิดเชื้อเพลิงและภูมิภาค.....	13
ตารางที่ 3.1	ค่า Ground surface friction coefficient [18].....	26
ตารางที่ 3.2	ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน ..	29
ตารางที่ 3.3	ตัวอย่าง COPT .....	34
ตารางที่ 3.4	ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า .....	37
ตารางที่ 3.5	ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนี LOLE .....	41
ตารางที่ 4.1	ค่ากำลังผลิตฟิงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [10] .....	48
ตารางที่ 4.2	ตัวอย่างการศึกษาและการนำค่ากำลังผลิตฟิงได้ไปใช้ [37].....	48
ตารางที่ 4.3	ข้อมูลในตัวอย่างการคำนวณค่า Garver.....	62
ตารางที่ 4.4	ข้อมูลในตัวอย่างการคำนวณค่า CFb .....	64
ตารางที่ 4.5	สรุปวิธีการคำนวณกำลังผลิตฟิงได้ .....	65
ตารางที่ 5.1	ตัวอย่างลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและค่าดัชนี EENS ในการคำนวณ พลังงานไฟฟ้าของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา .....	75
ตารางที่ 7.1	ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยจากข้อมูลรายชั่วโมง .....	91
ตารางที่ 7.2	ศักยภาพพลังงานลมเฉลี่ยจากข้อมูลรายชั่วโมง .....	92
ตารางที่ 7.3	ราคาเชื้อเพลิงแต่ละประเภท [30].....	94
ตารางที่ 7.4	ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้า [30] .....	95
ตารางที่ 7.5	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมรายปี แยกตามประเภทเชื้อเพลิง ปี พ.ศ. 2555 – 2564 [3].....	96
ตารางที่ 7.6	อัตราส่วนของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปี .....	96
ตารางที่ 7.7	ผลทดสอบการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ....	97
ตารางที่ 7.8	ผลทดสอบการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม .....	98
ตารางที่ 7.9	ค่ากำลังผลิตฟิงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่.....	101
ตารางที่ 7.10	ค่ากำลังผลิตฟิงได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ .....	101
ตารางที่ 7.11	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.4.1 .....	104
ตารางที่ 7.12	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.4.1 .....	105

ตารางที่ 7.13	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่.....	107
ตารางที่ 7.14	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี การเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่.....	107
ตารางที่ 7.15	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	108
ตารางที่ 7.16	ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมิน ครบจำนวนปีที่กำหนด .....	108
ตารางที่ 7.17	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.4.1.....	109
ตารางที่ 7.18	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....	113
ตารางที่ 7.19	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....	113
ตารางที่ 7.20	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	114
ตารางที่ 7.21	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	114
ตารางที่ 7.22	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	115
ตารางที่ 7.23	ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมิน ครบจำนวนปีที่กำหนด .....	115
ตารางที่ 7.24	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.4.2.....	116
ตารางที่ 7.25	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.5.1.....	118
ตารางที่ 7.26	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.5.2.....	120
ตารางที่ 7.27	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.1.....	123
ตารางที่ 7.28	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.1.2 .....	124
ตารางที่ 7.29	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.1.2 .....	125
ตารางที่ 7.30	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่.....	127
ตารางที่ 7.31	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี การเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่.....	127
ตารางที่ 7.32	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....	128
ตารางที่ 7.33	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....	128

	หน้า
ตารางที่ 7.34	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....129
ตารางที่ 7.35	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1 .....129
ตารางที่ 7.36	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมิน ในปีที่ 1 .....130
ตารางที่ 7.37	ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินครบจำนวนปีที่กำหนด .....130
ตารางที่ 7.38	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.2.....131
ตารางที่ 7.39	ผลการคำนวณค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม ในปีที่ 1 .....132
ตารางที่ 7.40	ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 ในปีที่ 1.....133
ตารางที่ 7.41	ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในปีที่ 1.....133
ตารางที่ 7.42	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมทุกโครงการ ในปีที่ 1 .....133
ตารางที่ 7.43	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่.....136
ตารางที่ 7.44	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ .....136
ตารางที่ 7.45	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....137
ตารางที่ 7.46	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....137
ตารางที่ 7.47	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....138
ตารางที่ 7.48	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....138
ตารางที่ 7.49	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1 .....139
ตารางที่ 7.50	ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด .....139
ตารางที่ 7.51	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.3.....140
ตารางที่ 7.52	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.3 .....141
ตารางที่ 7.53	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.3 .....141

ตารางที่ 7.54	ผลการคำนวณค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม ในปีที่ 1 .....	142
ตารางที่ 7.55	ผลการคำนวณค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งก่อนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 ในปีที่ 1 .....	143
ตารางที่ 7.56	ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 ในปีที่ 1 .....	143
ตารางที่ 7.57	ผลการคำนวณค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งก่อนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในปีที่ 1 .....	143
ตารางที่ 7.58	ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในปีที่ 1 .....	144
ตารางที่ 7.59	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมทุกโครงการ ในปีที่ 1 .....	144
ตารางที่ 7.60	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ .....	146
ตารางที่ 7.61	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ .....	146
ตารางที่ 7.62	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....	147
ตารางที่ 7.63	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ .....	147
ตารางที่ 7.64	ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	148
ตารางที่ 7.65	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	148
ตารางที่ 7.66	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1 .....	149
ตารางที่ 7.67	ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินครบจำนวนปีที่กำหนด .....	149
ตารางที่ 7.68	ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.4 .....	150
ตารางที่ 7.69	สรุปผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.1 – 7.6.1.4 .....	151
ตารางที่ 7.70	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.4 .....	152
ตารางที่ 7.71	ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.4 .....	152
ตารางที่ 7.72	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 .....	154
ตารางที่ 7.73	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่พื้นที่ที่ 1 .....	155
ตารางที่ 7.74	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 เมื่อสิ้นสุดการประเมินของพื้นที่ที่ 1 .....	156
ตารางที่ 7.75	ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในทุกพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในแต่ละพื้นที่ .....	156









ตารางที่ ก.2	ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเขื่อนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 .....	212
ตารางที่ ก.3	ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายสัปดาห์.....	212
ตารางที่ ก.4	ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวัน.....	212
ตารางที่ ก.5	ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง .....	213
ตารางที่ ก.6	ค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่เมื่อเทียบกับ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งระบบ .....	213
ตารางที่ ข.1	ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556.....	215
ตารางที่ ข.2	ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ.....	243
ตารางที่ ค.1	ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละชนิดของพลังงานหมุนเวียน [65] – [67].....	261

## สารบัญญภาพ

		หน้า
ภาพที่ 1.1	แนวคิดในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	2
ภาพที่ 2.1	เขตความรับผิดชอบของสำนักคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานประจำเขต .....	11
ภาพที่ 2.2	แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย พ.ศ. 2542 [16] .....	14
ภาพที่ 2.3	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทย [17].....	15
ภาพที่ 2.4	ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย [18] .....	16
ภาพที่ 2.5	ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ [18].....	17
ภาพที่ 2.6	ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับ มอเตอร์กระแสไฟตรง [18] .....	17
ภาพที่ 3.1	ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้า [25].....	19
ภาพที่ 3.2	แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 [25].....	20
ภาพที่ 3.3	แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า [25] .....	20
ภาพที่ 3.4	การคำนวณค่า Fill Factor.....	22
ภาพที่ 3.5	โครงสร้างกังหันลมชนิด HAWT และชนิด VAWT [18] .....	24
ภาพที่ 3.6	การประมาณเชิงเส้นจากเส้นโค้งกำลังไฟฟ้า .....	25
ภาพที่ 3.7	เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังหักลบ พลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ.....	29
ภาพที่ 3.8	แบบจำลองการทำงานแบบ 2 สถานะ [25].....	31
ภาพที่ 3.9	ข้อมูลสถานะของการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [25] .....	31
ภาพที่ 3.10	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน .....	35
ภาพที่ 3.11	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน .....	35
ภาพที่ 3.12	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง.....	36
ภาพที่ 3.13	เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้า .....	36
ภาพที่ 3.14	ขั้นตอนการคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต.....	38
ภาพที่ 3.15	เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้าในตัวอย่างการคำนวณ .....	40
ภาพที่ 3.16	การคำนวณค่าดัชนี LOLE [25].....	41
ภาพที่ 3.17	การคำนวณค่าดัชนี EENS [25] .....	42
ภาพที่ 4.1	เส้นโค้งค่ากำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมง ในหน่วย p.u. [10].....	46
ภาพที่ 4.2	เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของค่ากำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมง ในหน่วย p.u. [10].....	46
ภาพที่ 4.3	ตัวอย่างการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ [10].....	47
ภาพที่ 4.4	การคำนวณค่า PF .....	50
ภาพที่ 4.5	แนวคิดของการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ด้วยวิธี ECP .....	51
ภาพที่ 4.6	ขั้นตอนการคำนวณค่า ECP.....	52
ภาพที่ 4.7	ขั้นตอน Bisection ในการคำนวณค่า ECP .....	53

ภาพที่ 4.8	การคำนวณค่า ELCC.....	55
ภาพที่ 4.9	ขั้นตอนการคำนวณค่า ELCC .....	56
ภาพที่ 4.10	ขั้นตอน Bisection ในการคำนวณค่า ELCC.....	57
ภาพที่ 4.11	การประมาณค่าดัชนี LOLE โดยการประมาณเชิงเส้นแบบเอกซ์โปเนนเชียล [7].....	59
ภาพที่ 4.12	การคำนวณค่า CFb.....	63
ภาพที่ 5.1	ขั้นตอนการวิเคราะห์ในบทที่ 5 เทียบกับการวิเคราะห์ทั้งหมดในวิทยานิพนธ์ .....	66
ภาพที่ 5.2	การเปรียบเทียบระหว่างระบบที่มีค่ากำลังผลิตฟั่งได้น้อยและมาก .....	68
ภาพที่ 5.3	ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าร่วมกับ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	71
ภาพที่ 5.4	ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของแต่ละพื้นที่ .....	73
ภาพที่ 6.1	ขั้นตอนการวิเคราะห์ในบทที่ 6 เทียบกับการวิเคราะห์ทั้งหมดในวิทยานิพนธ์ .....	76
ภาพที่ 6.2	ขั้นตอนการประเมินพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่า LOLE สูงที่สุด .....	80
ภาพที่ 6.3	ขั้นตอนการประเมินพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่า LOLE สูงที่สุด .....	86
ภาพที่ 6.4	ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของแต่ละพื้นที่ เมื่อพิจารณาการแก้ไขปัญหาความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่.....	90
ภาพที่ 7.1	การแบ่งพื้นที่ในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 .....	93
ภาพที่ 7.2	สรุปค่ากำลังผลิตฟั่งได้เมื่อเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ .....	99
ภาพที่ 7.3	สรุปค่ากำลังผลิตฟั่งได้เมื่อเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของ ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม .....	99
ภาพที่ 7.4	สรุปค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่.....	102
ภาพที่ 7.5	สรุปค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่.....	102
ภาพที่ ข.1	ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ .....	244
ภาพที่ ข.2	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง .....	245
ภาพที่ ข.3	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง.....	246
ภาพที่ ข.4	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ.....	247
ภาพที่ ข.5	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ .....	248
ภาพที่ ข.6	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ .....	249
ภาพที่ ค.1	ข้อมูลโรงไฟฟ้าในประเทศไทย.....	253

# บทที่ 1

## บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง รวมไปถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ของเนื้อหาในแต่ละบท

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีค่าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในทุกๆ ปี การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นองค์กรซึ่งมีบทบาทหน้าที่หลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับประเทศไทย จำเป็นต้องดำเนินการจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการที่เพิ่มขึ้นในทุกๆ ปี แต่การเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้านั้น กฟผ. ไม่ได้สนใจแค่เพียงการลงทุนกับการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ แต่ กฟผ. ยังให้ความสนใจพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พลังงานหมุนเวียนนั้นเป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปตามธรรมชาติ สามารถทดแทนได้อย่างไม่จำกัด การใช้พลังงานหมุนเวียนสามารถช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นเหตุของมลพิษในอากาศ ตัวอย่างของพลังงานหมุนเวียนได้แก่ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานชีวมวล พลังงานชีวภาพ ฯลฯ

นอกจากข้อดีของพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในตัวเองแล้ว ปัจจุบันเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีการพัฒนาที่รวดเร็ว ยังสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการนำพลังงานหมุนเวียนในธรรมชาติมาใช้อีกด้วย ด้วยเหตุผลต่างๆ เหล่านี้ ทำให้ภาครัฐมีนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังจะเห็นได้จากการส่งเสริมการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลัก เช่น โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมสิรินธร จังหวัดอุบลราชธานี, โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา รวมไปถึงการวางแผนการใช้พลังงานหมุนเวียนต่างๆ อาทิเช่น แผนการพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551 - 2565) (Renewable Energy Development Plan: REDP 2008 - 2022) [1], แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกร้อยละ 25 ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012 - 2021) [2] เป็นต้น

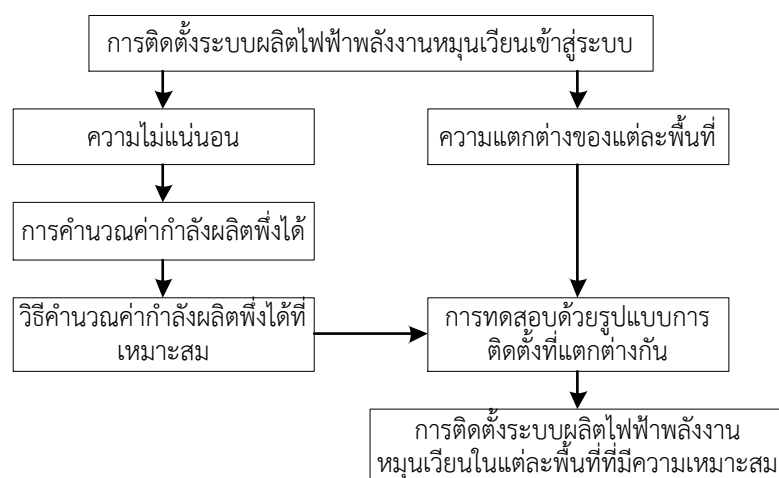
อย่างไรก็ตาม พลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่ต่อเนื่อง (Intermittent resources) และไม่แน่นอน เป็นพลังงานที่มีข้อจำกัดทั้งเรื่องเวลาและสภาพอากาศ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ จะมีเฉพาะในเวลากลางวัน เป็นต้น ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในอนาคตจึงหมายความว่า แนวโน้มของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบในอนาคตจะมีค่าไม่แน่นอน ไม่สามารถคาดเดาได้อย่างแม่นยำ และไม่สามารถมั่นใจได้ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบในบางช่วงเวลาจะได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอหรือไม่ นั่นหมายความว่าความไม่แน่นอนเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยตรง

ความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นจำเป็นต้องได้รับการวิเคราะห์ได้ว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น แท้จริงแล้วมีประสิทธิภาพในการเพิ่มกำลังการผลิตให้กับระบบได้มากน้อยเพียงใด และ

มีความน่าเชื่อถือได้แค่ไหน เพื่อเป็นแนวทางในการวางแผนและพัฒนาระบบไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น อาจพิจารณาจากค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable capacity) ซึ่งเป็นค่าตัวแทนของกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการพิจารณา รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบในแต่ละช่วงเวลา รวมไปถึงการพิจารณาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วย ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์และเปรียบเทียบข้อแตกต่างของผลการคำนวณค่ากำลังผลิตพึ่งได้จากแต่ละวิธีการคำนวณ ทั้งนี้เนื่องจากการเลือกวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นจะส่งผลโดยตรงกับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของระบบ และส่งผลต่อการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมในระบบเพื่อให้เกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบในอนาคตยังคงอยู่ในเกณฑ์ที่ถูกกำหนด

นอกจากการพิจารณาวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การวิเคราะห์อัตราการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมในแต่ละพื้นที่ นับว่าเป็นเรื่องสำคัญที่จำเป็นต้องพิจารณา ในปัจจุบันการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นการติดตั้งที่เกิดจากการตัดสินใจของผู้ประกอบการ อันเนื่องจากเหตุผลต่างๆ อาทิเช่น การค้ำหนุน อันเนื่องมาจากการขายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ประสิทธิภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ รวมไปถึงความสะดวกอันเนื่องมาจากพื้นที่ในการติดตั้ง แต่อย่างไรก็ตามเหตุผลต่างๆเหล่านี้ขาดการพิจารณาถึงรูปแบบของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ติดตั้ง ไม่ว่าจะเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าและความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่ดังกล่าว หรือข้อจำกัดทางด้านสายส่ง ซึ่งอาจส่งผลให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความไม่เหมาะสม หรือเกินความจำเป็นต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่ดังกล่าว ยกตัวอย่างเช่น การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย แต่พื้นที่ดังกล่าวกลับมีการผลิตไฟฟ้าที่สูงมาก กำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงไม่ได้รับการใช้ประโยชน์ในพื้นที่ดังกล่าว เป็นต้น

จากเนื้อหาที่ได้กล่าวข้างต้น แนวคิดในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 1.1



ภาพที่ 1.1 แนวคิดในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

## 1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

- 1) เพื่อเปรียบเทียบลักษณะวิธีการคำนวณของค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละวิธี
- 2) เพื่อประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่เหมาะสมต่อระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
- 3) เพื่อวิเคราะห์พื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) ในการศึกษาเรื่องวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ ชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ประเภทเซลล์แสงอาทิตย์ และพลังงานลมประเภทกังหันลม
- 2) แบ่งข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนเป็น 4 พื้นที่ ได้แก่ พื้นที่ในภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้
- 3) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า
- 4) ใช้แบบจำลองสถานะ (Two state model) จำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์
- 5) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ไม่คำนึงถึงระบบส่งและระบบจำหน่าย
- 6) ในการคำนวณค่าใช้จ่ายของแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ และความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเท่านั้น
- 7) ไม่พิจารณาการเก็บประจุไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

## 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
  - 1.1) ศึกษาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
  - 1.2) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานและการคำนวณของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
  - 1.3) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้สำหรับระบบไฟฟ้า
  - 1.4) ศึกษาถึงความหมายของค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ (Dependable capacity)
  - 1.5) ศึกษาการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ
  - 1.6) ศึกษาแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012 - 2021) [2]
  - 1.7) ศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) (Thailand Power Development Plan (Revision 3): PDP 2010 Rev. 3) [3] เพื่อทำการพิจารณาค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต
  - 1.8) ศึกษารายงานพลังงานทดแทนของประเทศไทยปี พ.ศ. 2554 [4] เพื่อพิจารณาถึงศักยภาพและสถานการณ์ของพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน

- 1.9) ศึกษารายงานไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2554 [5] เพื่อพิจารณาข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปัจจุบัน
- 1.10) ศึกษาแนวโน้มการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทในแต่ละจังหวัดในประเทศไทย
- 1.11) ศึกษาการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- 2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา ดังนี้
  - 2.1) วิเคราะห์ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทด้วยวิธีการต่างๆ
  - 2.2) วิเคราะห์ค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ที่เหมาะสมสำหรับพิจารณาการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลัก
  - 2.3) วิเคราะห์อัตราการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่
- 3) กำหนดขอบเขตงานวิจัย
- 4) รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับระบบที่จะนำมาใช้ทดสอบ และข้อมูลอื่นๆ ที่จำเป็น
- 5) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- 6) พัฒนาโปรแกรมสำหรับคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้
- 7) วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ
- 8) นำเสนองานวิจัยที่จะดำเนินการต่อไป

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมต่อระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
- 2) แนวทางการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ต่างๆ

## 1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์และเปรียบเทียบข้อแตกต่างของการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ในแต่ละวิธีการคำนวณและชนิดของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทที่แตกต่างกัน เพื่อนำค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ที่มีความแตกต่างกันมาประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมาก เพื่อทำการวิเคราะห์การกระจายตัวการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ที่เหมาะสมต่อไป โดยงานวิจัยในอดีตที่มีความเกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแบ่งออกเป็น 2 หัวข้อได้แก่ (1) งานวิจัยที่เกี่ยวกับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ และ (2) งานวิจัยที่เกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยสามารถแสดงรายละเอียดดังในหัวข้อต่อไปนี้



### 1.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้

จากการค้นคว้างานวิจัยที่เกี่ยวกับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และกังหันลม พบว่ามีงานวิจัยในเรื่องนี้เป็นจำนวนมาก สำหรับงานวิจัยที่มีความเกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มากที่สุด ประกอบด้วยบทความดังต่อไปนี้

บทความเรื่อง “Comparison of capacity value methods for photovoltaics in the western United States” [6] เป็นบทความที่ศึกษาถึงวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแสดงวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ประเภทที่คิดจากความเชื่อถือได้ และประเภทที่ต้องอาศัยการประมาณ มีการแสดงผลของชนิดการหมุนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Tracking axis) ที่มีต่อค่ากำลังผลิตฟิงได้ โดยพื้นที่ที่ใช้ศึกษาจะเป็นพื้นที่ในบางรัฐของประเทศสหรัฐอเมริกาทางทิศตะวันตก ซึ่งข้อมูลของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นข้อมูลที่ได้จากโปรแกรม System Advisor Model (SAM)

บทความเรื่อง “Effective load carrying capability of generating units” [7] เป็นบทความที่ศึกษาถึงการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ชนิดที่พิจารณาเทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่สามารถเพิ่มขึ้นในอนาคต การคำนวณนั้นจะอาศัยการประมาณกราฟระหว่างค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่อยู่ในรูปแบบของเขมือการที่ผสมเกล

บทความเรื่อง “A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit” [8] บทความนี้แสดงการเปรียบเทียบวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม ซึ่งข้อสรุปจากการทดสอบพบว่า การคำนวณที่พิจารณาจากความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีความสมเหตุสมผลในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้

บทความเรื่อง “A comparison and case study of capacity credit algorithms for intermittent generators” [9] บทความนี้แสดงการคำนวณค่าประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor: CF) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบที่แตกต่างออกไป โดยปกติการคำนวณจะทำการหาอัตราส่วนระหว่างผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ในช่วงระยะเวลาหนึ่งต่อพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในช่วงระยะเวลาดังกล่าว แต่วิธีการในบทความนี้จะมีการพิจารณาถึงรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบรวมไปถึงการใช้เทคนิคกระจายค่าน้ำหนักอีกด้วย

รายงานการศึกษาเรื่อง “การศึกษาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าฟิงได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน” [10] เป็นรายงานการศึกษาที่จัดทำโดย กฟผ. โดยกล่าวถึงการประเมินค่ากำลังผลิตฟิงได้ที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวม 6 ประเภทเชื้อเพลิง ซึ่งประกอบไปด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิงจากขยะชุมชน และพลังงานจากเขื่อนขนาดเล็ก การคำนวณจะอาศัยวิธี Probability reliability คำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ในแต่ละช่วงเวลาของวัน โดยผลลัพธ์ของค่ากำลังผลิตฟิงได้ที่ถูกนำไปใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าของประเทศไทย เป็นค่ากำลังผลิตฟิงได้ที่ช่วงระยะเวลา 14.00 – 15.00 น. ในช่วงเดือนมีนาคมถึงเดือนพฤษภาคม

## 1.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

งานวิจัยที่เกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม ประกอบด้วยบทความดังต่อไปนี้

บทความเรื่อง “Reliability assessment of power systems with wind power generation” [11] บทความนี้ศึกษาผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม มีการนำข้อมูลของโครงการก่อสร้างกังหันลมในแคนาดามาเป็นสถานที่ที่ใช้ทดสอบการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยมีการเน้นที่การพยากรณ์ค่าความเร็วลมด้วยโปรแกรม Auto-regressive and moving average (ARMA) รวมไปถึงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าล่วงหน้า เพื่อใช้ในการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเอาไว้ โดยการคำนวณค่าดัชนีดังกล่าวจะอาศัยวิธีมอนติคาร์โล (Monte Carlo methods)

บทความเรื่อง “Reliability considerations in the utilization of wind energy, solar energy and energy storage in electric power systems” [12] เป็นบทความที่นำเสนอการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม แต่จะมีการเพิ่มแบตเตอรี่เข้ามาเพื่อใช้ในการเก็บประจุไว้ในยามที่กำลังไฟฟ้าในระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบอีกด้วย โดยการพยากรณ์ค่าความเร็วลมจะอาศัยโปรแกรม ARMA ส่วนการพยากรณ์ค่าความเข้มแสงอาทิตย์นั้นจะใช้โปรแกรม WATGEN ซึ่งเป็นโปรแกรมที่พัฒนาโดย Watsun simulation laboratory ในประเทศแคนาดา

บทความเรื่อง “System reliability assessment method for wind power integration” [13] เป็นบทความที่ศึกษาผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมเช่นเดียวกัน แต่จะมีการนิยามรูปแบบการกระจายตัวของความเร็วลมเป็นรูปแบบการกระจายตัวแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) มีการนำเสนอการหาค่าพารามิเตอร์ของการกระจายตัวดังกล่าวในพื้นที่ของประเทศเบลเยียม นอกจากนั้น ยังมีการพิจารณาค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมด้วยโมเดล 2 สถานะ (Two-state model) ที่อยู่บนพื้นฐานการคำนวณแบบมอนติคาร์โลแบบไม่ต่อเนื่อง (Non-sequential Monte Carlo simulation)

บทความเรื่อง “Wind power generation reliability analysis and modeling” [14] เป็นอีกหนึ่งบทความที่ศึกษาผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม มีการนำเสนอวิธีการพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแทนที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม 2 วิธี คือ วิธีแทนที่ด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบที่มีกำลังการผลิตติดตั้งเท่ากัน และวิธีแทนที่ด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบที่ให้พลังงานไฟฟ้าเท่ากันในระยะเวลา 1 ปี

จากการทบทวนงานวิจัยที่ผ่านมาที่ได้นำเสนอไปดังกล่าวข้างต้นนั้นพบว่า งานวิจัยส่วนใหญ่ที่ผ่านมาให้ความสำคัญกับการศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมและระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแสดงเพียงรูปแบบของการคำนวณในแต่ละวิธี แต่ไม่ได้มีการเปรียบเทียบผลลัพธ์การคำนวณในแต่ละวิธีอย่างชัดเจน เมื่อศึกษาถึงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าหลักเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมาก และงานวิจัยที่ผ่านมายังไม่มีการศึกษาถึงผลกระทบต่อ

ระบบไฟฟ้าอันเนื่องมาจากความแตกต่างของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่

ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาทั้งวิธีที่คิดจากความเชื่อถือได้ และวิธีที่ต้องอาศัยการประมาณ จากนั้นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะถูกนำเสนอด้วยรูปแบบกรณีศึกษาต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการสนับสนุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ต่อไป โดยพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่ใช้การศึกษาพลังงานลมประเภทกังหันลมเพียงอย่างเดียว แต่ยังมีพิจารณาพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทเซลล์แสงอาทิตย์อีกด้วย เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่สามารถพบได้ทุกพื้นที่ และอีกเหตุผลสำคัญเหตุผลหนึ่งคือ ในปัจจุบันนั้นเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์มีแนวโน้มที่ได้รับการพัฒนาและส่งเสริมให้มีการติดตั้งจริงเพิ่มสูงขึ้นทั้งจากทางภาครัฐและภาคเอกชน และประเด็นที่สำคัญอีกประเด็นหนึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ ประเด็นของการศึกษาแนวทางการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมในแต่ละพื้นที่ รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะถูกนำเสนอในหลากหลายรูปแบบ โดยในแต่ละรูปแบบจะใช้ในการพิจารณาด้วยเหตุผลที่ต่างกัน เพื่อแสดงให้เห็นถึงผลกระทบของรูปแบบการติดตั้งที่แตกต่างกัน โดยผลลัพธ์สุดท้ายจะสามารถแสดงให้เห็นว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมควรจะติดตั้งด้วยรูปแบบการติดตั้งอะไรในแต่ละพื้นที่เป็นจำนวนเท่าไร และมีลำดับในการติดตั้งอย่างไรจึงจะเหมาะสมที่สุดสำหรับระบบไฟฟ้า

## 1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

- บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินการวิจัยและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์
- บทที่ 2 กล่าวถึงแผนการพัฒนาต่างๆ ที่สำคัญของประเทศไทย ศักยภาพและสถานการณ์พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- บทที่ 3 กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า และดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- บทที่ 4 กล่าวถึงการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีการกล่าวถึงค่านิยาม และวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธีที่แตกต่างกัน
- บทที่ 5 กล่าวถึงการประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้า
- บทที่ 6 กล่าวถึงการประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- บทที่ 7 กล่าวถึงการทดสอบและผลการทดสอบต่างๆ
- บทที่ 8 สรุปผลที่ได้จากงานวิจัยและข้อเสนอแนะแนวทางการพัฒนางานวิจัยต่อไปในอนาคต

## บทที่ 2 พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

ปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากกว่าร้อยละ 60 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วหมดไป โดยในปัจจุบันก๊าซธรรมชาติที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้านั้นจะมีแหล่งที่มาจากการขุดเจาะภายในประเทศ และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศใกล้เคียง จากแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกร้อยละ 25 ใน 10 ปี [2] พบว่าปี พ.ศ. 2554 มีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศในอัตราที่สูงถึง 1,125 พันล้านบาท ดังนั้นจึงส่งผลให้มีการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในอัตราส่วนที่สูงขึ้น เนื้อหาในส่วนนี้จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนได้แก่ (1) แผนการพัฒนาต่างๆ ที่สำคัญของประเทศไทย (2) สถานการณ์พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย (3) ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย และ (4) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

### 2.1 แผนการพัฒนาระบบไฟฟ้าที่สำคัญของประเทศไทย

เพื่อการพัฒนาและการวางแผนของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย รวมไปถึงการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้เพื่อผลิตไฟฟ้านั้น การจัดทำแผนการต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการปฏิบัติของภาครัฐและภาคเอกชนจึงเป็นเรื่องสำคัญ โดยสามารถยกตัวอย่างได้ดังนี้

#### 2.1.1 แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

ชื่อย่อของแผนนี้คือ แผน AEDP โดยคำว่า AEDP ย่อมาจาก Alternative Energy Development Plan [2] เป็นแผนที่รัฐบาลมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำขึ้นเพื่อกำหนดกรอบและทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ โดยเป้าหมายที่สำคัญของแผนนี้คือ การใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เพื่อไปทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานทั้งหมดภายในปี พ.ศ. 2564 โดยทดแทนทั้งทางด้านการผลิตไฟฟ้า และทดแทนในด้านขนส่ง (ทดแทนการใช้น้ำมัน) พลังงานหมุนเวียนสำหรับผลิตไฟฟ้าที่แผน AEDP เสนอประกอบไปด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานจากขยะ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และพลังงานรูปแบบใหม่ได้แก่ พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานจากคลื่นและกระแสน้ำทะเล พลังงานไฮโดรเจน และระบบสะสมพลังงาน สำหรับเป้าหมายค่ากำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทเชื้อเพลิงเพื่อใช้ทดแทนทางด้านการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2564 แสดงดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่ากำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [2]

พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานลม	พลังงานน้ำ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะ	พลังงานรูปแบบใหม่	รวม
2,000.00	1,200.00	1,608.00	3,630.00	600.00	160.00	3.00	9,201.00

## 2.1.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573

ชื่อย่อของแผนนี้คือ แผน PDP 2010 โดยคำว่า PDP ย่อมาจาก Thailand Power Development Plan 2010 [3] เป็นแผนที่กระทรวงพลังงานร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้จัดทำขึ้นเพื่อวางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ เพื่อให้มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้าในเวลาที่เหมาะสม เพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นให้เพียงพอสำหรับอนาคต 20 ปีข้างหน้า โดยปรับปรุงจาก PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงสถานการณ์ทางเศรษฐกิจได้ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปเป็นอย่างมาก และเพื่อก่อให้เกิดความชัดเจนของการพัฒนาในภาคการผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันแผน PDP 2010 ฉบับล่าสุดคือ แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (มิถุนายน พ.ศ.2555) โดยในวิทยานิพนธ์จะใช้ฉบับล่าสุดในการอ้างอิง

แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 มีการอ้างอิงแผน AEDP โดยกำหนดการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานทั้งหมดภายในปี พ.ศ. 2564 จึงทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วนจากแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ถูกทดแทนด้วยโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน ดังแสดงในตารางที่ 2.2 อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตติดตั้งสะสมในปี พ.ศ. 2564 ในแผน AEDP และแผน PDP 2010 จะมีค่าไม่เท่ากัน เนื่องจากในแผน AEDP จะมีการพิจารณาการใช้พลังงานทดแทนทั้งทางด้านการผลิตไฟฟ้า และทดแทนในด้านขนส่ง (ทดแทนการใช้น้ำมัน) และพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำในแผน PDP 2010 จะมีการรวมพลังงานน้ำที่มีอยู่ในประเทศและรับซื้อจากต่างประเทศด้วย โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายปีแยกตามเชื้อเพลิงตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 และกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในด้านการผลิตไฟฟ้าของแผน AEDP ในปี พ.ศ. 2564 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.2 กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในแผน PDP 2010 [3]

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	
	PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2	PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	4,433	9,516
โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	8,319	6,374
โรงไฟฟ้าความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ)	18,400	25,451
โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด	7,740	4,400
โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	4,000	2,000
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	-	750
รับซื้อจากต่างประเทศ	10,982	6,572

ตารางที่ 2.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายปีแยกตามประเภทเชื้อเพลิง [3]

แผน	พ.ศ.	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เมกะวัตต์)							รวม
		พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานลม	พลังงานน้ำ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะ	พลังงานรูปแบบใหม่	
PDP 2010	กำลังผลิตรวมทั้งปี 2554	138.0	3.0	5,322.5	747.3	106.0	21.4	2.0	6,340.2
	2555	164.9	246.9	250.5	280.5	4.2	1.0	-	948.0
	2556	375.8	14.0	19.2	574.5	-	56.0	-	1,039.5
	2557	181.1	263.6	0.5	206.8	1.2	12.8	-	666.0
	2558	191.1	302.9	51.8	180.5	2.3	22.8	-	751.4
	2559	130.1	641.8	5.2	176.8	2.3	32.8	-	989.0
	2560	130.1	163.1	522.0	175.3	2.3	41.8	-	1,034.6
	2561	130.0	7.4	682.6	184.5	2.4	41.8	-	1,048.7
	2562	151.0	117.8	1,223.5	179.8	2.4	41.8	-	1,716.3
	2563	151.0	8.2	4.7	234.0	2.5	41.9	-	442.3
	2564	201.0	8.6	301.5	186.0	2.5	41.9	-	741.5
	รวมกำลังผลิตใหม่ 2555 - 2564	1,806.1	1,774.3	3,061.5	2,378.7	22.1	334.6	-	9,377.3
	กำลังผลิตรวมทั้งปี 2564	1,944.10	1,777.30	8,384.00	3,126.00	128.10	356.00	2.00	15,717.50
AEDP	กำลังผลิตรวมทั้งปี 2564	2,000.00	1,200.00	1,608.00	3,630.00	600.00	160.00	3.00	9,201.00

## 2.2 สถานการณ์พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

สำหรับสถานการณ์พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย การนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้าได้รับความนิยมเป็นอย่างมากในปัจจุบัน ซึ่งประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงประกอบไปด้วย (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ข้อมูลของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP, VSPP รวมไปถึงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) จะถูกรวบรวมโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) (Energy Regulatory Commission: ERC) โดยมีหน้าที่กำกับกิจการไฟฟ้า และกิจการก๊าซธรรมชาติภายใต้กรอบนโยบายของรัฐ โดยมีสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ทำหน้าที่เป็นสำนักงานเลขานุการของ กกพ. ทั้งนี้ กกพ. ได้รับโปรดเกล้าฯ แต่งตั้งเมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2551 เป็นต้นมา [15]

สกพ. มีการแบ่งการทำงานแยกออกเป็นสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานประจำเขต ซึ่งมีอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแลหน่วยงานในสังกัด โดยแบ่งออกเป็น 13 เขต ดังแสดงในภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 เขตความรับผิดชอบของสำนักคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานประจำเขต

จากภาพที่ 2.1 ข้อมูลของสำนักงานประจำเขตแยกออกเป็น 13 เขตดังนี้ [15]

1. สำนักงานประจำเขต 1 (เชียงใหม่) ครอบคลุมการดูแล 6 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดเชียงราย จังหวัดลำพูน จังหวัดพะเยา จังหวัดเชียงใหม่ จังหวัดลำปาง และจังหวัดแม่ฮ่องสอน
2. สำนักงานประจำเขต 2 (พิษณุโลก) ครอบคลุมการดูแล 8 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดน่าน จังหวัดตาก จังหวัดแพร่ จังหวัดกำแพงเพชร จังหวัดอุตรดิตถ์ จังหวัดพิษณุโลก จังหวัดสุโขทัย และจังหวัดพิจิตร
3. สำนักงานประจำเขต 3 (นครสวรรค์) ครอบคลุมการดูแล 6 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดเพชรบูรณ์ จังหวัดชัยนาท จังหวัดนครสวรรค์ จังหวัดสิงห์บุรี จังหวัดอุทัยธานี และจังหวัดลพบุรี
4. สำนักงานประจำเขต 4 (ขอนแก่น) ครอบคลุมการดูแล 7 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดหนองคาย จังหวัดหนองบัวลำภู จังหวัดนครพนม จังหวัดเลย จังหวัดสกลนคร จังหวัดขอนแก่น และจังหวัดอุดรธานี
5. สำนักงานประจำเขต 5 (อุบลราชธานี) ครอบคลุมการดูแล 8 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดมุกดาหาร จังหวัดยโสธร จังหวัดกาฬสินธุ์ จังหวัดอำนาจเจริญ จังหวัดมหาสารคาม จังหวัดอุบลราชธานี จังหวัดร้อยเอ็ด และจังหวัดศรีสะเกษ
6. สำนักงานประจำเขต 6 (นครราชสีมา) ครอบคลุมการดูแล 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดชัยภูมิ จังหวัดบุรีรัมย์ จังหวัดนครราชสีมา และจังหวัดสุรินทร์

7. สำนักงานประจำเขต 7 (สระบุรี) ครอบคลุมการดูแล 7 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดอ่างทอง จังหวัดนครนายก จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จังหวัดปราจีนบุรี จังหวัดสระบุรี จังหวัดสระแก้ว และจังหวัดปทุมธานี
8. สำนักงานประจำเขต 8 (ชลบุรี) ครอบคลุมการดูแล 5 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดฉะเชิงเทรา จังหวัดจันทบุรี จังหวัดชลบุรี จังหวัดตราด และจังหวัดระยอง
9. สำนักงานประจำเขต 9 (กาญจนบุรี) ครอบคลุมการดูแล 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดกาญจนบุรี จังหวัดนครปฐม จังหวัดสุพรรณบุรี และจังหวัดสมุทรสาคร
10. สำนักงานประจำเขต 10 (ราชบุรี) ครอบคลุมการดูแล 6 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดราชบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จังหวัดสมุทรสงคราม จังหวัดชุมพร จังหวัดเพชรบุรี และจังหวัดระนอง
11. สำนักงานประจำเขต 11 (สุราษฎร์ธานี) ครอบคลุมการดูแล 6 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดสุราษฎร์ธานี จังหวัดกระบี่ จังหวัดพังงา จังหวัดนครศรีธรรมราช จังหวัดภูเก็ต และจังหวัดตรัง
12. สำนักงานประจำเขต 12 (สงขลา) ครอบคลุมการดูแล 6 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดพัทลุง จังหวัดปัตตานี จังหวัดสตูล จังหวัดยะลา จังหวัดสงขลา และจังหวัดนราธิวาส
13. สำนักงานประจำเขต 13 (กรุงเทพมหานคร) ครอบคลุมการดูแล 3 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ

ข้อมูลของโรงไฟฟ้าประเภท SPP และ VSPP ซึ่งอาศัยเชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน คิดเป็นร้อยละ 11.216 ของกำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของโรงไฟฟ้าประเภท SPP และ VSPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงที่มีการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบ (Commercial Operation Date: COD) ก่อนเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2556 ข้อมูลของโรงไฟฟ้าประเภท SPP และ VSPP ที่อาศัยเชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามสำนักงานเขต แสดงดังตารางต่อไปนี้ [15]



ตารางที่ 2.4 กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามสำนักงานเขต

สำนักงานประจำเขต	โรงไฟฟ้า SPP		โรงไฟฟ้า VSPP		รวมโรงไฟฟ้าทั้งหมด	
	โครงการ	เมกะวัตต์	โครงการ	เมกะวัตต์	โครงการ	เมกะวัตต์
เขตที่ 1 (เชียงใหม่)	-	-	16	23.374	16	23.374
เขตที่ 2 (พิษณุโลก)	1	20.000	15	63.432	16	83.432
เขตที่ 3 (นครสวรรค์)	3	68.000	37	153.370	40	221.370
เขตที่ 4 (ขอนแก่น)	3	34.000	34	123.904	37	157.904
เขตที่ 5 (อุบลราชธานี)	2	36.800	29	156.660	31	193.460
เขตที่ 6 (นครราชสีมา)	8	279.000	54	264.111	62	543.111
เขตที่ 7 (สระบุรี)	5	125.000	45	117.663	50	242.663
เขตที่ 8 (ชลบุรี)	3	61.200	21	43.616	24	104.816
เขตที่ 9 (กาญจนบุรี)	5	91.800	39	135.524	44	227.324
เขตที่ 10 (ราชบุรี)	-	-	28	60.172	28	60.172
เขตที่ 11 (สุราษฎร์ธานี)	1	8.800	40	97.897	41	106.697
เขตที่ 12 (สงขลา)	1	20.200	1	0.003	2	20.203
เขตที่ 13 (กรุงเทพมหานคร)	-	-	43	2.831	43	2.831
รวม	32	744.800	402	1,242.557	434	1,987.357

จากตารางที่ 2.4 เมื่อจำแนกข้อมูลตามชนิดเชื้อเพลิงทั้งหมด 6 ประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย เชื้อเพลิงประเภท แสงอาทิตย์ ลม น้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ และจำแนกข้อมูลตามภูมิภาค ทั้งหมด 4 ภูมิภาค ซึ่งประกอบไปด้วยภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ภาคอีสาน) และภาคใต้ ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบ ก่อนเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2556 จำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง และภูมิภาค แสดงดังตารางต่อไปนี้ [15]

ตารางที่ 2.5 กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงและภูมิภาค

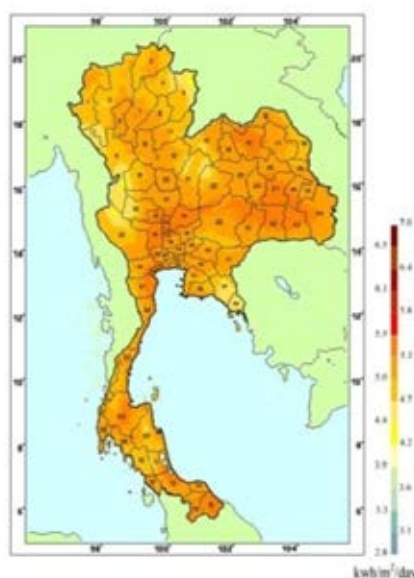
ภาค	ชนิดเชื้อเพลิง (เมกะวัตต์)						
	แสงอาทิตย์	ลม	น้ำ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะ	รวม
กลาง	326.112	-	13.000	398.180	38.902	22.810	799.004
เหนือ	16.459	-	0.280	83.985	3.882	2.200	106.806
อีสาน	202.984	186.900	-	448.180	56.411	-	894.475
ใต้	4.977	1.880	-	95.400	69.015	15.800	187.072
รวม	550.532	188.780	13.280	1,025.745	168.210	40.810	1,987.357

## 2.3 ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

พลังงานหมุนเวียนที่เกิดจากความแตกต่างในระหว่างพื้นที่ตามธรรมชาติอย่างเห็นได้ชัดเจนนี 2 ประเภท ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ศักยภาพของพลังงานทั้งสองในประเทศไทยสามารถอธิบายได้ดังนี้

### 2.3.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานสามารถพบได้ในทุกพื้นที่ของประเทศไทย เป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมด แต่มีข้อจำกัดในเรื่องของช่วงเวลา หมายความว่า จะไม่มีพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลากลางคืน ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยสามารถแสดงได้ในภาพที่ 2.2

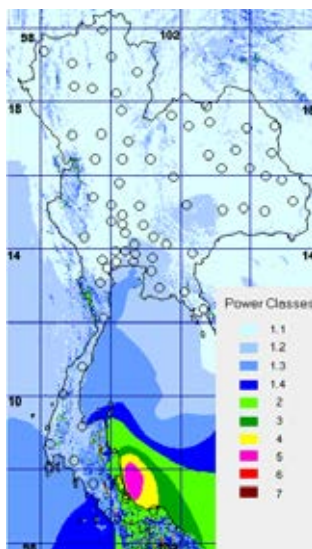


ภาพที่ 2.2 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย พ.ศ. 2542 [16]

จากสถิติในรายงานพลังงานทดแทนของประเทศไทย พ.ศ. 2554 [4] กล่าวไว้ว่า ความเข้มแสงเฉลี่ยรายปีของทั้งประเทศมีค่า 18 เมกะจูลต่อตารางเมตรต่อวัน หรือ 208.33 วัตต์ต่อตารางเมตร หรือเทียบเท่าได้กับศักยภาพเชิงพลังงานเท่ากับ 525,481.31 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยจังหวัดที่มีความเข้มแสงเฉลี่ยรายปีสูงสุดคือจังหวัดสงขลา โดยมีค่า 18.8 เมกะจูลต่อตารางเมตร.วัน หรือ 217.59 วัตต์ต่อตารางเมตร หรือเทียบเท่าได้กับศักยภาพเชิงพลังงานเท่ากับ 10,459.36 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

### 2.3.2 ศักยภาพพลังงานลม

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนอีกประเภทหนึ่งที่น่าสนใจ และไม่มีข้อจำกัดในเรื่องของช่วงเวลาซึ่งเป็นข้อจำกัดหลักของพลังงานแสงอาทิตย์ จากภาพที่ 2.3 ซึ่งแสดงแผนที่ศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย จะเห็นได้ว่าพื้นที่ในทางภาคใต้ของประเทศไทยมีศักยภาพกำลังลมเฉลี่ยทั้งปี (Power Classes) อยู่ในระดับสูงมากกว่าทางตอนบนของประเทศไทย



ภาพที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทย [17]

จากรายงานในโครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย [17] กล่าวไว้ว่า ศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยจัดอยู่ในเกณฑ์ดี โดยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีที่ความสูง 50 เมตรจากระดับน้ำทะเล ไม่น้อยกว่า 6.4 เมตรต่อวินาที ซึ่งเกิดจากอิทธิพลลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือที่พัดผ่านประเทศไทย จากทะเลจีนใต้ ในเดือนพฤศจิกายน ถึงปลายเดือนมีนาคมในพื้นที่ตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช (อำเภอ หัวไทร) สงขลา และปัตตานี ส่วนในเดือนพฤษภาคม ถึงกลางเดือนตุลาคม ศักยภาพลมจะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ที่พัดผ่านทางเทือกเขาด้านทิศตะวันตก ตั้งแต่ภาคใต้ตอนบนคือ จังหวัดเพชรบุรี และในภาคกลางคือ จังหวัดกาญจนบุรี แต่บริเวณที่สูงที่เป็นเทือกเขาในภาคใต้มีลมแรงเกือบตลอดปีคือ อุทยานแห่งชาติแก่งกรุง จังหวัดสุราษฎร์ธานี อุทยานแห่งชาติศรีพังงา จังหวัดพังงา เป็นต้น

## 2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

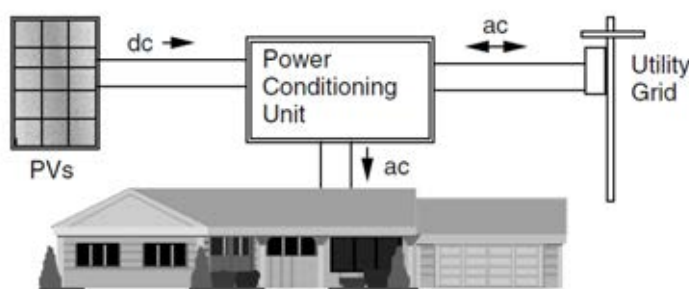
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหมายถึง ระบบผลิตไฟฟ้าที่อาศัยพลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต จากเนื้อหาในหัวข้อที่ 2.2 และ 2.3 ที่ได้กล่าวถึงศักยภาพและสถานการณ์พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยแล้วนั้น สิ่งสำคัญที่ขาดไม่ได้สำหรับการพิจารณา กำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถผลิตได้คือ รูปแบบการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

## 2.4.1 รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

สำหรับรูปแบบการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น สามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบการติดตั้งดังนี้

### 1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

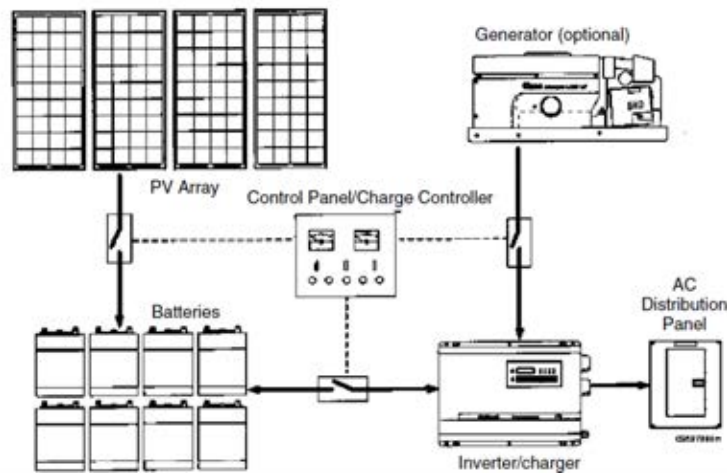
ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้เป็นระบบที่ถูกรอกแบบไว้สำหรับการเชื่อมต่อภายในพื้นที่ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้ รูปแบบการทำงานของระบบนี้คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับระบบจะถูกจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ แต่ในช่วงที่กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่ถูกใช้จะได้มาจากระบบไฟฟ้า การติดตั้งระบบไฟฟ้าประเภทยังสามารถพบได้ในภาคเอกชนที่มีวัตถุประสงค์ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อขายไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้าอีกด้วย ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้แสดงในภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย [18]

### 2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบอิสระ

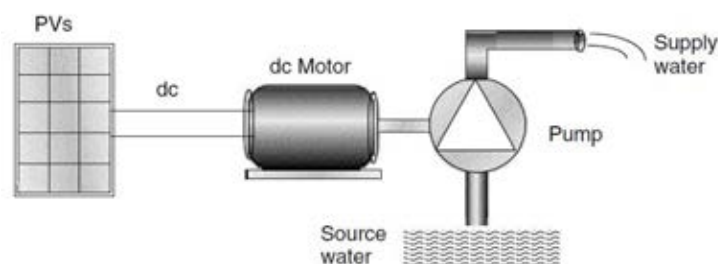
ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้เป็นระบบที่มักถูกนำไปใช้ในพื้นที่ห่างไกลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือในพื้นที่ที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้ได้ โดยในระบบอาจจะมีการติดตั้งแบตเตอรี่ และอุปกรณ์สำหรับควบคุมการประจุแบตเตอรี่ หรืออาจมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองไว้ในระบบเพื่อในกรณีฉุกเฉิน ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถแสดงได้ในภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ [18]

### 3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้าโดยตรง

ระบบผลิตไฟฟ้าระบบนี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่นำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่อเข้าโดยตรงกับอุปกรณ์ใช้ไฟฟ้า ตัวอย่างที่สามารถแสดงให้เห็นได้อย่างชัดเจนคือ การเชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับมอเตอร์กระแสไฟตรงเพื่อใช้ในการสูบน้ำ เป็นระบบที่ไม่ต้องมีแบตเตอรี่หรือตัวเก็บประจุใดๆ ทั้งสิ้น ในตอนกลางวันนั้นมอเตอร์จะสูบน้ำเพื่อไว้ใช้ หรือเก็บไว้ในที่สูง โดยน้ำที่ถูกสูบกักเอาไว้จะสามารถนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในเวลาที่ต้องการ ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้มีต้นทุนที่ต่ำกว่าระบบผลิตไฟฟ้าสองประเภทแรก ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ สามารถแสดงได้ในภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับมอเตอร์กระแสไฟตรง [18]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย สำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าในแต่ละเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น

## 2.4.2 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย จำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง แสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

### 1) ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร จังหวัดอุบลราชธานี มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งขนาด 1.012 เมกะวัตต์ โดยโครงการนี้ใช้พื้นที่ของเขื่อนสิรินธรประมาณ 25 ไร่ ซึ่งใช้งบประมาณของ กฟผ.ทั้งสิ้นประมาณ 222 ล้านบาท และมีการเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตั้งแต่วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2552 [19]

### 2) ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

กังหันลมผลิตไฟฟ้าที่สถานีพลังงานทดแทนแหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต กำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 170 กิโลวัตต์ ซึ่งประกอบไปด้วยกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 150 กิโลวัตต์ 1 ชุด และกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ 2 ชุด โดยเหตุผลในการเลือกแหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ตในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าคือ สถานที่แห่งนี้อยู่ติดกับทะเล ได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งถือว่าเป็นตำแหน่งที่รับลมได้เกือบทั้งปี [20]

### 3) ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ

โรงไฟฟ้าพลังน้ำคลองชองกล้า เป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่ก่อตั้งขึ้นตามพระราชดำริของพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว ตั้งอยู่ที่ตำบลหนองน้ำใส อำเภอวัฒนานคร จังหวัดสระแก้ว ตัวโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ทางท้ายเขื่อนคลองชองกล้าตอนบน มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 24 กิโลวัตต์ ผลิตรกระแสไฟฟ้าได้ปีละประมาณ 700,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง โดยงบประมาณที่ใช้ดำเนินการในส่วนที่ กฟผ. รับผิดชอบทั้งสิ้น 4.5 ล้านบาท [21]

### 4) ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล

โรงไฟฟ้าร้อยเอ็ดกรีน เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลประเภท แกลบ และเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ตั้งอยู่ที่จังหวัดร้อยเอ็ด โดยมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 9.9 เมกะวัตต์ และเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 29 พฤษภาคม พ.ศ. 2546 [22]

### 5) ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพของบริษัท ไทย ไบโอแก๊ซ เอ็นเนอร์ยี จำกัด โดยมีการใช้ปาล์มเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ตั้งอยู่ที่ อำเภอนาทม จังหวัดสุราษฎร์ธานี โดยมีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2.8 เมกะวัตต์ [23]

### 6) ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

โรงไฟฟ้าพลังงานขยะของเทศบาลนครภูเก็ต ตั้งอยู่ที่ อำเภอเมืองภูเก็ต จังหวัดภูเก็ต โดยมีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2.5 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าพลังงานขยะแห่งนี้ช่วยลดปริมาณขยะที่เป็นปัญหาสำคัญของเมืองท่องเที่ยวอย่างจังหวัดภูเก็ต ซึ่งมีปริมาณขยะสูงถึง 143.75 ตันต่อวัน [24]

### บทที่ 3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

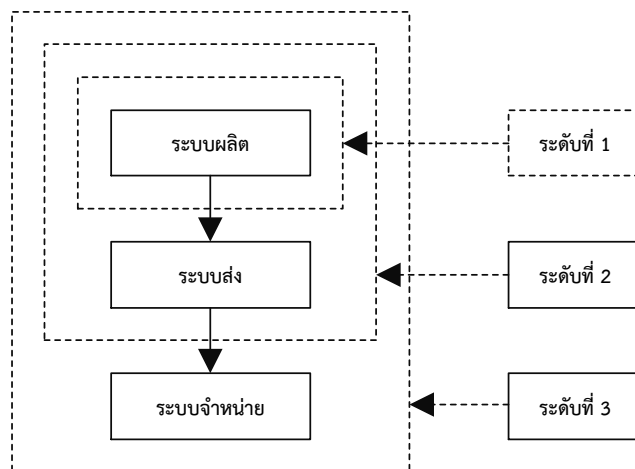
การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพื่อใช้ในการวางแผนพัฒนาระบบไฟฟ้านั้น มักถูกพิจารณาด้วยการประเมินความเชื่อถือได้ในระยะยาว การประเมินดังกล่าวจะถูกใช้เพื่อการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าอาจจะมีค่าสูงกว่าค่าพยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถจำแนกได้ดังนี้

- 1) ความเพียงพอของระบบ (System adequacy)
- 2) ความมั่นคงของระบบ (System security)

ความเพียงพอของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ายังคงทำงานภายใต้ค่าพิกัดหรือค่าที่กำหนด เช่น ระดับแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าในสายส่ง เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความเพียงพอของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้า

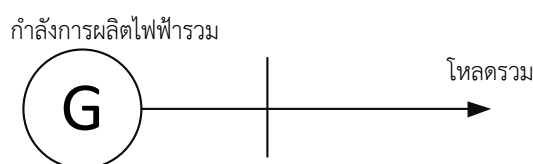
ความมั่นคงของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบหรืออุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสถานะพลวัต (Dynamic condition)

ในการจำแนกระดับการทำงานในระบบไฟฟ้านั้น สามารถจำแนกเป็น 3 ส่วน ดังภาพที่ 3.1 [25] ซึ่งประกอบไปด้วย ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ระดับของการทำงานในระบบผลิตไฟฟ้าเป็นระดับในการศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเช่นเดียวกัน



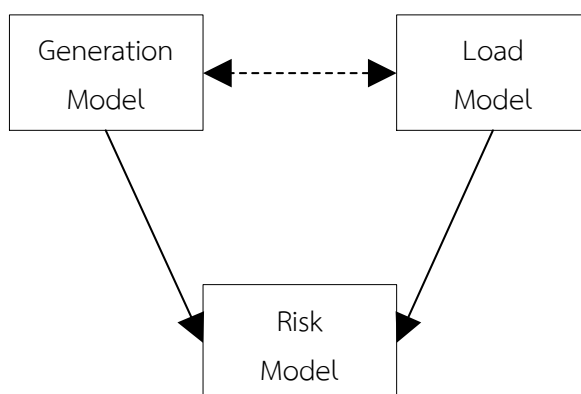
ภาพที่ 3.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้า [25]

ระดับที่ 1 (HL1) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว โดยเป้าหมายของการศึกษาในระดับนี้คือ การศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเนื่องจากการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงดังในภาพที่ 3.2 [25]



ภาพที่ 3.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 [25]

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้น ต้องอาศัยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นตัวชี้วัดถึงระดับความเชื่อถือได้ ดัชนีที่นิยมใช้ในปัจจุบันได้แก่ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin: RM), โอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation: LOLE) และค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Expected Energy Not Supplied: EENS) ซึ่งจะอธิบายหลักการคำนวณในหัวข้อที่ 3.3 โดยในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้จะเริ่มจากการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า (Generation model) จากข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load model) จากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า จากนั้นจึงนำแบบจำลองทั้งสองมาพิจารณาร่วมกันเพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยงขึ้นเพื่อนำไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป ความสัมพันธ์ของแบบจำลองต่างๆ สามารถแสดงดังภาพที่ 3.3 [25]



ภาพที่ 3.3 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า [25]

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้านั้น จำเป็นต้องพิจารณาถึงแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า และแบบจำลองความเสี่ยงเพื่อคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หัวข้อนี้จึงจะอธิบายลักษณะของแบบจำลองแต่ละประเภทโดยแยกตามหัวข้อย่อยดังต่อไปนี้



### 3.1 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

ในการพัฒนาแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในระยะยาวนั้น จำเป็นต้องอาศัยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งอยู่ในระบบไฟฟ้ามารวมไปถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่คาดว่าจะมีการติดตั้งเพิ่มเติมเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยข้อมูลที่สำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น อย่างน้อยควรจะต้องประกอบไปด้วย ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ตาม เนื่องจากลักษณะในการผลิตไฟฟ้ามีความแตกต่างกันในแต่ละชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจึงสามารถจำแนกเป็น 4 กลุ่ม ดังนี้

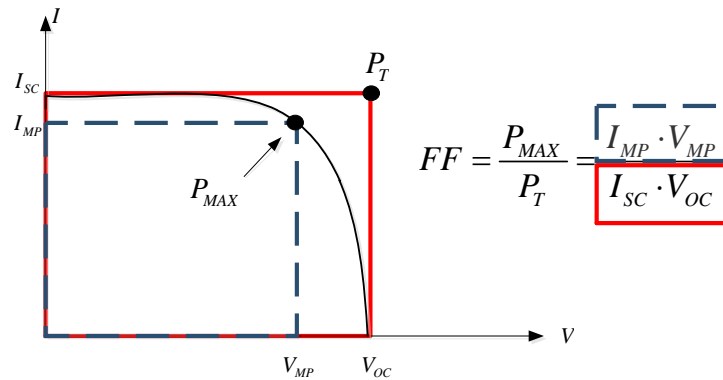
#### 3.1.1 กลุ่มของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

ลักษณะการทำงาน และรูปแบบการคำนวณของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม จำแนกได้ดังนี้

##### 3.1.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic generation system: PVGS) เป็นระบบที่ผลิตไฟฟ้าโดยการแปลงพลังงานความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิโดยรอบให้เป็นกำลังไฟฟ้าจริง และแรงดันไฟฟ้าที่อยู่ในรูปของไฟฟ้ากระแสตรง โดยอาศัยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นสื่อกลาง อย่างไรก็ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยทั่วไป อาทิเช่น ความต้องการไฟฟ้าในครัวเรือน หรือในอาคารสำนักงานนั้น ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะอยู่ในรูปของไฟฟ้ากระแสสลับทั้งหมด ดังนั้นการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับครัวเรือนหรืออาคารสำนักงานโดยตรงนั้นจะไม่สามารถทำได้เนื่องจากรูปแบบการใช้ไฟฟ้ามีความแตกต่างกัน เพราะฉะนั้นการเชื่อมต่อจึงต้องอาศัยอินเวอร์เตอร์ (Inverter) ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเชื่อมต่อระบบทั้งสองเข้าด้วยกัน

การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้นั้น จะอาศัยการพิจารณาค่า Fill Factor (FF) ซึ่งเป็นค่าที่แสดงถึงการรั่วไหลของกระแสที่รอยต่อของสารกึ่งตัวนำในเซลล์แสงอาทิตย์ ถ้าค่า FF มีค่าสูงและใกล้เคียงหนึ่งแปลว่าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีคุณภาพสูง [26] หลักการคำนวณค่า FF สามารถอธิบายได้โดยกราฟความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์ (โวลต์) และกระแสไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์ (แอมแปร์) ดังแสดงในภาพที่ 3.4 และสมการสำหรับคำนวณค่า FF สามารถแสดงได้ในสมการที่ (3.1) [26] – [28]



ภาพที่ 3.4 การคำนวณค่า Fill Factor

$$FF = \frac{P_{MAX}}{P_T} = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3.1)$$

โดยที่

$FF$	คือ Fill Factor
$P_{MAX}$	คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุด (วัตต์)
$P_T$	คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดในอุดมคติ (วัตต์)
$V_{MP}$	คือ แรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่ กำลังไฟฟ้าสูงสุด (โวลต์)
$I_{MP}$	คือ กระแสไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่ กำลังไฟฟ้าสูงสุด (แอมแปร์)
$V_{OC}$	คือ แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ (โวลต์)
$I_{SC}$	คือ กระแสไฟฟ้าลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ (แอมแปร์)

เมื่อเสร็จสิ้นการคำนวณค่า FF การคำนวณขั้นถัดไปคือการคำนวณกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง รวมไปถึงกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ การคำนวณสามารถแสดงดังสมการที่ (3.2) - (3.5) [27] - [28]

$$T_c = T_a + \left( Ga \times \frac{NOCT - 20}{0.8} \right) \quad (3.2)$$

$$I = Ga \times (I_{sc} + (K_i \times (T_c - 25))) \quad (3.3)$$

$$V = V_{oc} - (K_v \times T_c) \quad (3.4)$$

$$P_{pv} = N \times FF \times I \times V \times eff_{inv} \quad (3.5)$$

โดยที่

$T_c$	คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (องศาเซลเซียส)
$T_a$	คือ อุณหภูมิแวดล้อม (องศาเซลเซียส)
$Ga$	คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ (กิโวลต์ต่อตารางเมตร)
$NOCT$	คือ Nominal Operating Cell Temperature (องศาเซลเซียส)

$I$	คือ กระแสไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์ (แอมแปร์)
$V$	คือ แรงดันไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์ (โวลต์)
$K_i$	คือ ค่าคงตัวของกระแส (แอมแปร์ต่อองศาเซลเซียส)
$K_v$	คือ ค่าคงตัวของแรงดัน (โวลต์ต่อองศาเซลเซียส)
$P_{pv}$	คือ กำลังไฟฟ้ากระแสสลับที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (วัตต์)
$N$	คือ จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์
$eff_{inv}$	คือ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

### ตัวอย่างการคำนวณ

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แผงหนึ่ง มีคุณสมบัติดังต่อไปนี้

1. แรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่กัลังไฟฟ้าสูงสุด ( $V_{MP}$ ) มีค่าเท่ากับ 26.3 โวลต์
2. กระแสไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่กัลังไฟฟ้าสูงสุด ( $I_{MP}$ ) มีค่าเท่ากับ 7.61 แอมแปร์
3. แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ ( $V_{OC}$ ) มีค่าเท่ากับ 32.9 โวลต์
4. กระแสไฟฟ้าลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ ( $I_{SC}$ ) มีค่าเท่ากับ 8.21 แอมแปร์
5. Nominal Operating Cell Temperature ( $NOCT$ ) มีค่าเท่ากับ 47 องศาเซลเซียส
6. ค่าคงตัวของกระแส ( $K_i$ ) มีค่าเท่ากับ 3.180 มิลลิแอมแปร์ต่อองศาเซลเซียส
7. ค่าคงตัวของแรงดัน ( $K_v$ ) มีค่าเท่ากับ -0.123 โวลต์ต่อองศาเซลเซียส

การคำนวณค่ากัลังไฟฟ้ากระแสสลับขาออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นี้ เมื่อต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์นี้จำนวน 1 แผง คู่กับอินเวอร์เตอร์ที่มีประสิทธิภาพร้อยละ 90 โดยที่ความเข้มแสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร และอุณหภูมิแวดล้อมมีค่าเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

ขั้นที่ 1 : คำนวณค่า Fill Factor

$$FF = \frac{26.3 \times 7.61}{32.9 \times 8.21} = 0.741$$

ขั้นที่ 2 : คำนวณอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์

$$T_c = 25 + \left( 1 \times \frac{47 - 20}{0.8} \right) = 58.75 \text{ องศาเซลเซียส}$$

ขั้นที่ 3 : คำนวณกระแสไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์

$$I = 1 \times (8.21 + (3.18 \times 10^{-3} \times (58.75 - 25))) = 8.317 \text{ แอมแปร์}$$

ขั้นที่ 4 : คำนวณแรงดันไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์

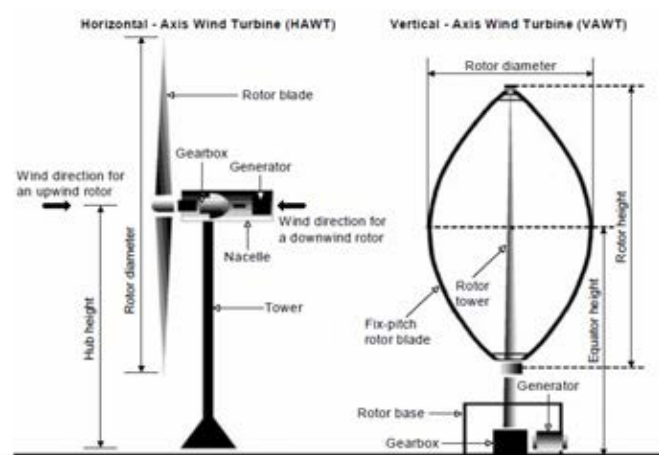
$$V = 32.9 - (-0.123 \times 58.75) = 40.126 \text{ โวลต์}$$

ขั้นที่ 5 : คำนวณกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ วัตต์

$$P_{pv} = 1 \times 0.741 \times 8.317 \times 40.126 \times 0.9 = 222.563 \text{ วัตต์}$$

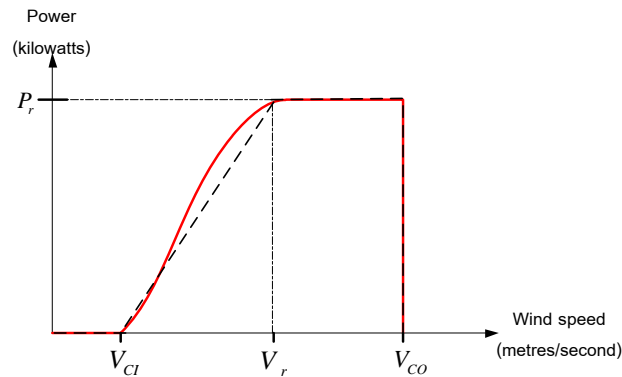
### 3.1.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (Wind Turbine Generation System: WTGS) เป็นระบบที่เปลี่ยนพลังงานความเร็วลมให้เป็นกำลังไฟฟ้าจริงในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรงหรือไฟฟ้ากระแสสลับ โดยขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่กับแกนกังหันลม หลักการทำงานของกังหันลมคือ เมื่อมีความเร็วลมมีค่ามากพอที่ทำให้ใบพัดหมุนได้ แรงจากการหมุนของใบพัดจะถูกส่งผ่านแกนหมุน ทำให้เฟืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนหมุนตามไปด้วย พลังงานกลจากการหมุนของเฟืองเกียร์นั้นจะไปขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยหลักการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ การแบ่งชนิดของกังหันลมเมื่อพิจารณาแกนการหมุนสามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ชนิดคือ ชนิดที่กังหันลมมีแกนเพลลาอยู่ในแนวนอน (Horizontal - Axis Wind Turbine: HAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนวางตัวอยู่ในทิศขนานกับทิศทางของลม และชนิดที่กังหันลมมีแกนเพลลาอยู่ในแนวตั้ง (Vertical - Axis Wind Turbine: VAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนตั้งฉากกับทิศทางของลม โดยส่วนใหญ่แล้วกังหันลมชนิด HAWT จะมีการใช้งานที่มากกว่าชนิด VAWT



ภาพที่ 3.5 โครงสร้างกังหันลมชนิด HAWT และชนิด VAWT [18]

การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมสามารถผลิตได้นั้น จะใช้หลักการประมาณเชิงเส้นจากเส้นโค้งกำลังไฟฟ้า (Power curve) ซึ่งสามารถแสดงในภาพที่ 3.6 โดยเส้นประนั้นเป็นเส้นที่เกิดจากการประมาณกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความชันมีค่ามากกว่าศูนย์ สมการสำหรับคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมสามารถผลิตได้ แสดงในสมการที่ (3.6) [27] - [28]



ภาพที่ 3.6 การประมาณเชิงเส้นจากเส้นโค้งกำลังไฟฟ้า

$$P_w = \begin{cases} 0 & ; 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_r \times \left( \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \right) & ; v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_r & ; v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & ; v_{co} \leq v \end{cases} \quad (3.6)$$

โดยที่

$P_w$	คือ กำลังไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม (วัตต์)
$P_r$	คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม (วัตต์)
$v$	คือ ความเร็วลม ณ เวลาใดๆ (เมตรต่อวินาที)
$v_{ci}$	คือ ความเร็วลม Cut - in (เมตรต่อวินาที)
$v_r$	คือ ความเร็วลมสูงสุด (เมตรต่อวินาที)
$v_{co}$	คือ ความเร็วลม Cut - out (เมตรต่อวินาที)

สมการเพิ่มเติมสำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมคือสมการที่ใช้สำหรับการแปลงความเร็วลมที่ระดับความสูงที่แตกต่างกัน โดยสมการดังกล่าวแสดงไว้ในสมการที่ (3.7) [18]

$$v_2 = v_1 \times \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (3.7)$$

โดยที่

$v$	คือ ความเร็วลมที่ตำแหน่งใดๆ (เมตรต่อวินาที)
$h$	คือ ความสูงที่ระดับใดๆ (เมตร)
$\alpha$	คือ Ground surface friction coefficient

สำหรับค่า  $\alpha$  เป็นค่าที่แสดงถึงสัมประสิทธิ์ความเสียดทานระหว่างลมกับพื้นผิว โดยค่า  $\alpha$  สามารถแสดงได้ในตารางที่ 3.1 ดังนี้

ตารางที่ 3.1 ค่า Ground surface friction coefficient [18]

สถานที่	ค่า
ทะเลสาบ มหาสมุทร และพื้นแข็งราบเรียบ	0.1
แนวทุ่งหญ้าสูงระดับพื้นดิน	0.15
แนวพุ่มไม้ ต้นไม้พุ่มเตี้ย และพืชเกษตร	0.2
เขตป่าไม้	0.25
เขตเมืองที่มีต้นไม้และต้นไม้พุ่มเตี้ย	0.3

### ตัวอย่างการคำนวณ

กังหันลมต้นหนึ่ง มีคุณสมบัติดังต่อไปนี้

- กำลังไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ( $P_r$ ) มีค่าเท่ากับ 2 กิโลวัตต์
- ความเร็วลม Cut - in ( $v_{ci}$ ) มีค่าเท่ากับ 4 เมตรต่อวินาที
- ความเร็วลมสูงสุด ( $v_r$ ) มีค่าเท่ากับ 15 เมตรต่อวินาที
- ความเร็วลม Cut - out ( $v_{co}$ ) มีค่าเท่ากับ 25 เมตรต่อวินาที

กังหันลมดังกล่าวถูกติดตั้งที่ริมทะเลสาบ โดยที่แกนใบพัดของกังหันลมอยู่ที่ระดับความสูง 70 เมตร การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้ากระแสสลับขาออกของกังหันลมเมื่อ ความเร็วลมในช่วงเวลาดังกล่าวที่ระดับความสูง 60 เมตร มีค่าเท่ากับ 10 เมตรต่อวินาที สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

ขั้นที่ 1 : คำนวณค่าความเร็วลมที่ระดับความสูง 70 เมตร

$$v_2 = 10 \times \left( \frac{70}{60} \right)^{0.1} = 10.155 \text{ เมตรต่อวินาที}$$

ขั้นที่ 2 : คำนวณกำลังไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

$$P_w = 2000 \times \left( \frac{10.155 - 4}{15 - 4} \right) = 1,119.091 \text{ วัตต์}$$

### 3.1.1.3 การสุ่มสถานะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

จากการคำนวณกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในหัวข้อที่ 3.1.1.1 และ 3.1.1.2 การพิจารณาเรื่องสถานการณ์ทำงาน “ดี” และ “เสีย” ของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งสองนับว่าเป็นสิ่งสำคัญที่ขาดไม่ได้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สถานะดีจะถูกจำลองด้วยการแจกแจงแบบเอกซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) และสถานะเสียจะถูกจำลองด้วยการแจกแจงปกติ (Normal distribution) ดังสมการที่ (3.8) – (3.9)

$$T_n = -\frac{1}{\lambda} \ln(1-U) \quad (3.8)$$

$$T_f = \frac{1}{\mu} + \left( Z * \frac{0.1}{\mu} \right) \quad (3.9)$$

โดยที่

$T_n$	คือ ระยะเวลาที่สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี (ชั่วโมง)
$T_f$	คือ ระยะเวลาที่สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะเสีย (ชั่วโมง)
$\lambda$	คือ ความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจากสถานะ “ดี” เป็นสถานะ “เสีย” (Expected failure rate)
$U$	คือ ตัวเลขสุ่มด้วยการแจกแจงแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)
$\mu$	คือ ความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจากสถานะ “เสีย” เป็นสถานะ “ดี” (Expected repair rate)
$Z$	คือ ตัวเลขสุ่มด้วยการแจกแจงปกติ

### 3.1.2 กลุ่มของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ประกอบไปด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานจากขยะ สาเหตุที่แยกพิจารณา ระบบผลิตไฟฟ้าเหล่านี้อกจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้มีลักษณะที่ค่อนข้างคงที่เมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะคำนวณโดยการใช้ค่าองค์ประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Plant capacity factor หรือ Plant Factor (PF)) ซึ่งเป็นค่าร้อยละของอัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้จริงต่อพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผลิตได้เต็มพิกัดในระยะเวลา 1 ปี ซึ่งค่า PF ดังกล่าวนี้นำไปเป็นตัวคูณกับกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มนี้ เพื่อเป็นการจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ให้เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริง และมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าคงที่ตลอดใน 1 ปี โดยกำลังไฟฟ้าเทียบเท่าที่มีค่าคงที่จะถูกนำไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงโดยตรง

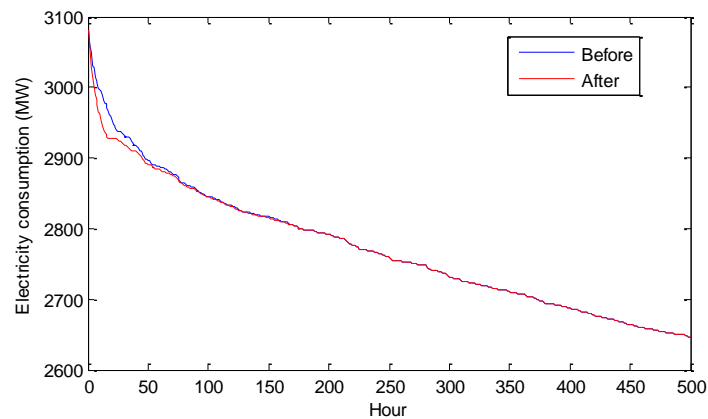
### 3.1.3 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ ซึ่งหมายความว่าปริมาณน้ำที่ถูกกักเก็บนั้นจะมีค่าไม่คงที่ และปริมาณน้ำดังกล่าวจะมีปริมาณจำกัดในการผลิตกำลังไฟฟ้า ดังนั้นแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำจึงถูกพิจารณาอยู่ในรูปแบบของแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน (Energy-Limited Unit) ซึ่งลักษณะพื้นฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้ มีลักษณะดังต่อไปนี้ [29]

- 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งกักเก็บเชื้อเพลิงหรือองค์ประกอบที่ถูกใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่เพียงพอต่อการผลิตกำลังไฟฟ้ามากกว่า 2-3 วัน เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำที่มีเขื่อนขนาดใหญ่
- 2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการควบคุมของแหล่งกักเก็บเชื้อเพลิงหรือองค์ประกอบที่ถูกใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้า แต่การควบคุมดังกล่าวสามารถทำให้การผลิตกำลังไฟฟ้ามีปริมาณเพียงพอสำหรับช่วงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละวัน
- 3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีแหล่งกักเก็บเชื้อเพลิงหรือองค์ประกอบที่ถูกใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งไม่มีเพียงพอต่อช่วงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของวันถัดไป อาทิเช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบไม่มีอ่างเก็บน้ำ (Run of river) เป็นต้น

สำหรับการสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน สิ่งสำคัญที่ถูกใช้ในการสร้างแบบจำลองคือ (1) ตารางความน่าจะเป็นของกำลังการผลิต (Capacity probability table) ซึ่งเป็นตารางที่แสดงค่ากำลังผลิตทั้งหมดที่เป็นไปได้ และ (2) ตารางความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Energy probability table) ซึ่งเป็นตารางที่แสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่มีโอกาสจ่ายได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีแหล่งกักเก็บเชื้อเพลิงหรือองค์ประกอบที่ถูกใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้าจำกัดตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา โดยอาจจะเป็นการพิจารณาในรูปแบบรายเดือนหรือรูปแบบรายปี [29] ตารางทั้งสองจะถูกนำไปใช้ในการหาค่าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load duration curve) ด้วยเทคนิคการหาค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าสูง (Peak-shaving technique) แสดงในภาพที่ 3.7 ตัวอย่างของตารางความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของเขื่อนสิรินธรซึ่งมีกำลังผลิต 36 เมกะวัตต์ ที่มีการแบ่งเป็นช่วงของพลังงานไฟฟ้าออกเป็น 4 ช่วง เนื่องจากการประมาณสถานการณ์ทำงานโดยคร่าว สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.2 [30]





ภาพที่ 3.7 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังห้กลับพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ

ตารางที่ 3.2 ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน

ลำดับที่	พลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ความน่าจะเป็นสะสม
1	7,812.26	1
2	8,726.68	0.49
3	9,294.23	0.17
4	11,212.80	0

ในขั้นตอนแรกของเทคนิคการห้กลับความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าสูง เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าจะถูกเปลี่ยนแปลงโดยค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกสมมติว่าไม่มีกรจำกัดพลังงาน (Capacity modification) โดยการคำนวณสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (3.10) [29]

$$D(L) = \sum_{i=1}^N d_i(L) \times P_i \quad (3.10)$$

โดยที่

- $L$  คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)
- $D(L)$  คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า  $L$  หลังการทำ Capacity modification (ชั่วโมง)
- $N$  คือ จำนวนระดับกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- $C_i$  คือ กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่  $i$  (เมกะวัตต์)
- $P_i$  คือ ความน่าจะเป็นที่กำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า  $C_i$
- $d_i(L)$  คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าเมื่อห้กลับกำลังผลิต  $C_i$  (ชั่วโมง)

เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้าที่ได้จากสมการที่ (3.10) คือเส้นโค้งที่หักลบผลของค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกสมมติว่าไม่มีการจำกัดพลังงาน พื้นที่ระหว่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังการทำ Capacity modification คือปริมาณพลังงานที่ได้รับการจ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกสมมติว่าไม่มีการจำกัดพลังงาน ดังนั้นขั้นตอนต่อมา คือ การพิจารณาผลของความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน (Energy modification)

จากการทำ Capacity modification ถ้าพื้นที่ระหว่างเส้นโค้งดังกล่าวที่ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าหนึ่งมีค่าน้อยกว่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายได้ ระยะเวลาของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะสัมพันธ์กับระยะเวลาของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าวของเส้นโค้งที่ผ่านการทำ Capacity modification และในทางกลับกัน ถ้าพื้นที่ระหว่างเส้นโค้งดังกล่าวที่ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าหนึ่งมีค่าสูงกว่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายได้ ระยะเวลาของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะสัมพันธ์กับระยะเวลาของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าวของเส้นโค้งก่อนการทำ Capacity modification โดยมีค่าถ่วงน้ำหนักด้วยความน่าจะเป็นสะสมของการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างดสมการที่ (3.11) [29]

$$D(L) = d_c(L) \times P[E(L)] + d_o(L) \times \{1 - P[E(L)]\} \quad (3.11)$$

โดยที่

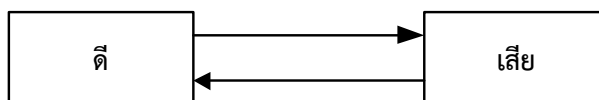
$D(L)$	คือ ระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้า $L$ หลังการทำ Energy modification
$d_c(L)$	คือ ระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้า $L$ หลังการทำ Capacity modification
$d_o(L)$	คือ ระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้า $L$ ก่อนการทำ Capacity modification
$E(L)$	คือ พลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับหรือสูงกว่า $L$ เมกะวัตต์
$P[E(L)]$	คือ ความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายพลังงานสูงกว่า $E(L)$

เมื่อพิจารณาผลของความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานแล้ว เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความถี่การใช้ไฟฟ้าที่ได้จากสมการที่ (3.11) จะเป็นเส้นโค้งที่หักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานแล้ว สามารถนำไปใช้เป็นแบบจำลองของความถี่การใช้ไฟฟ้าเพื่อประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป

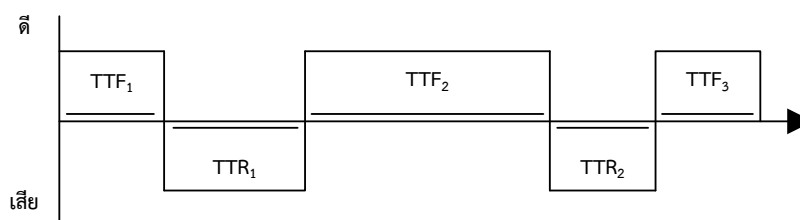
### 3.1.4 กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะถูกสมมติให้มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา โดยเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องจะถือว่าเหตุขัดข้องดังกล่าวเกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเองเท่านั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ รวมไปถึงการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้จำเป็นต้องมีการเก็บข้อมูลของค่าสถิติการทำงานเพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

ค่าสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้านั้นจะได้มาจากการเก็บข้อมูลสถานะของการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งสถานะดังกล่าวจะถูกจำลองให้มี 2 สถานการณ์ทำงาน คือ “ดี” และ “เสีย” ดังภาพที่ 3.8 [25] จากนั้นจะเก็บข้อมูลของระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะดีหรือเสียตลอดอายุการใช้งาน รวมไปถึงจำนวนครั้งที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการเปลี่ยนสถานะด้วย การเก็บข้อมูลสามารถจำลองได้ดังภาพที่ 3.9 [25]



ภาพที่ 3.8 แบบจำลองการทำงานแบบ 2 สถานะ [25]



ภาพที่ 3.9 ข้อมูลสถานะของการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [25]

โดยที่

$TTF_i$  คือ Time to failure หรือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ดี” ก่อนที่จะเปลี่ยนเป็นสถานะ “เสีย” ครั้งที่  $i$  (ชั่วโมง)

$TTR_i$  คือ Time to repair หรือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ “เสีย” ก่อนที่จะเปลี่ยนเป็นสถานะ “ดี” ครั้งที่  $i$  (ชั่วโมง)

การพิจารณาสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสถานะที่เสีย จะหมายถึงการพิจารณาเฉพาะการเสียที่มีเหตุจากการขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมายเท่านั้น เมื่อพิจารณาภาพที่ 3.9 จะพบว่าระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” หรือสถานะ “เสีย” นั้น ช่วงระยะเวลาแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน เพื่อเป็นการแสดงระยะเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” หรือสถานะ “เสีย” สามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ (3.12) – (3.13) [25]

$$MTTF = \frac{TTF_1 + TTF_2 + TTF_3 + \dots + TTF_n}{n} \quad (3.12)$$

$$MTTR = \frac{TTR_1 + TTR_2 + TTR_3 + \dots + TTR_n}{n} \quad (3.13)$$

โดยที่

<i>MTTF</i>	คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” (ชั่วโมง)
<i>MTTR</i>	คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” (ชั่วโมง)
<i>n</i>	คือ จำนวนครั้งที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” หรือสถานะ “เสีย” ซึ่งอาจมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละสถานะ

การหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในแต่ละสถานะนั้นจะถูกนำไปคำนวณความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะ 2 ค่าได้แก่ ความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจากสถานะ “ดี” เป็นสถานะ “เสีย” (Expected failure rate) หรือค่าแลมด้า ( $\lambda$ ) และความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจากสถานะ “เสีย” เป็นสถานะ “ดี” (Expected repair rate) หรือค่ามิว ( $\mu$ ) โดยสามารถคำนวณได้ดังในสมการที่ (3.14) – (3.15) [25]

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (3.14)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (3.15)$$

ค่าความน่าจะเป็นทั้ง 2 ค่านี้ จะถูกนำไปใช้ในการคำนวณโอกาสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้องในระยะยาว (Failure Outage Rate: FOR) ดังแสดงในสมการที่ (3.16) [25]

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.16)$$

ค่า FOR จะเป็นค่าที่แสดงความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องเกิดเหตุขัดข้องจนไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ได้ตลอดช่วงอายุการใช้งาน แต่อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าความน่าจะเป็นดังกล่าว ยังไม่สามารถสะท้อนถึงสมรรถนะที่แท้จริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่งก่อสร้างเสร็จหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มเติมเข้าสู่ระบบในอนาคต เนื่องจากมีข้อจำกัดในเรื่องของการเก็บข้อมูลของระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “ดี” (TTF) และระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ “เสีย” (TTR) ซึ่งควรจะเป็นข้อมูลจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่พิจารณา แต่ก็ไม่สามารถรอเก็บข้อมูลเป็นระยะเวลานานเพื่อนำมาคำนวณค่า FOR ได้ ดังนั้นค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้อาจใช้การเปรียบเทียบมาจากค่าเฉลี่ย FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดเดียวกัน ที่มีขนาดใกล้เคียงกันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่น ที่ได้มีการใช้งานและเก็บข้อมูลแล้ว

ตัวอย่างข้อมูลเช่น ข้อมูลที่ได้จากองค์กร NERC (North America Electric Reliability Council) เป็นองค์กรอาสาสมัคร (Voluntary organization) ระดับชาติที่ได้ก่อตั้งขึ้นในอเมริกาเหนือเมื่อปี ค.ศ. 1968 โดยองค์กรนี้ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลสถานการณ์ทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ทุกเครื่องในทวีปอเมริกาเหนือ รวมถึงอเมริกา แคนาดา และบางส่วนของเม็กซิโก แล้วนำข้อมูลมาคำนวณเป็นค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง จากนั้นจึงนำค่า FOR ที่ได้มาเฉลี่ยในแต่ละปีโดยจำแนกตามชนิดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นฐานข้อมูลค่า FOR สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

เมื่อได้ค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบไฟฟ้าแล้ว ข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำมาใช้ประกอบการสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table: COPT) ซึ่งเป็นตารางที่จะถูกนำไปใช้เป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะมีการแสดงค่ากำลังผลิตที่มีโอกาสสูญเสียทั้งหมดที่เป็นไปได้ และความน่าจะเป็นที่จะสูญเสียกำลังผลิตในค่ากำลังการผลิตนั้น รวมไปถึงความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตที่มีค่าสูงกว่าค่ากำลังการผลิตในระดับนั้น ซึ่งค่าความน่าจะเป็นเหล่านี้จะนำไปใช้ในการวิเคราะห์ความเสี่ยงต่อไป

ในการสร้าง COPT นั้นหากระบบผลิตไฟฟ้าที่พิจารณามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก เพื่อให้สามารถคำนวณความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตได้อย่างรวดเร็ว มักจะใช้กระบวนการเรียกซ้ำ (Recursive method) ซึ่งเป็นกระบวนการที่ทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปทีละเครื่องจนครบ โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานแบบ 2 สถานะคือ สถานะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานได้เต็มระดับพิกัด หรือสถานะ “ดี” และสถานะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่จ่ายกำลังไฟฟ้า หรือสถานะ “เสีย” เพื่อให้การเก็บข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ไม่ซับซ้อนจนเกินไป การสร้าง COPT โดยกระบวนการเรียกซ้ำนั้นสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.17) [25]

$$P(X) = (1 - FOR_i)P'(X) + (FOR_i)P'(X - C_i) \quad (3.17)$$

โดยที่	
$FOR$	คือ ค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบที่ $i$
$C$	คือ กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบที่ $i$ (เมกะวัตต์)
$P(X)$	คือ ความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตขนาด $X$ เมกะวัตต์หลังการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด $C$ เมกะวัตต์
$P'(X)$	คือ ความน่าจะเป็นสะสมเมื่อสูญเสียกำลังผลิตขนาด $X$ เมกะวัตต์ก่อนที่จะเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด $C$ เมกะวัตต์โดยมีเงื่อนไขการกำหนดค่าเริ่มต้นของ $P'(X)$ ให้ $P'(X) = 1.0$ เมื่อ $X \leq 0$ และ $P'(X) = 0$ เมื่อ $X$ เป็นค่าอื่น

### ตัวอย่างการคำนวณ

ยกตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 เมกะวัตต์ 2 เครื่อง และขนาด 5 เมกะวัตต์ 1 เครื่อง โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีโอกาสที่จะทำงานล้มเหลวหรือค่า FOR เป็น 0.02 COPT สามารถถูกสร้างได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 : เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 3 เมกะวัตต์ เครื่องแรก

$$P(0) = (1-0.02)(1.0) + (0.02)(1.0) = 1.0$$

$$P(3) = (1-0.02)(0) + (0.02)(1.0) = 0.02$$

ขั้นที่ 2 : เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 3 เมกะวัตต์ เครื่องที่สอง

$$P(0) = (1-0.02)(1.0) + (0.02)(1.0) = 1.0$$

$$P(3) = (1-0.02)(0.02) + (0.02)(1.0) = 0.0396$$

$$P(6) = (1-0.02)(0) + (0.02)(0.02) = 0.0004$$

ขั้นที่ 3 : เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 5 เมกะวัตต์

$$P(0) = (1-0.02)(1.0) + (0.02)(1.0) = 1.0$$

$$P(3) = (1-0.02)(0.0396) + (0.02)(1.0) = 0.058808$$

$$P(5) = (1-0.02)(0.0004) + (0.02)(1.0) = 0.020392$$

$$P(6) = (1-0.02)(0.0004) + (0.02)(0.0396) = 0.001184$$

$$P(8) = (1-0.02)(0) + (0.02)(0.0396) = 0.000792$$

$$P(11) = (1-0.02)(0) + (0.02)(0.0004) = 0.000008$$

จากการคำนวณ สามารถสร้างเป็นตาราง COPT ได้ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ตัวอย่าง COPT

กำลังผลิตที่สูญเสีย (เมกะวัตต์)	ความน่าจะเป็น	ความน่าจะเป็นสะสม
0	0.941192	1
3	0.038416	0.058808
5	0.019208	0.020392
6	0.000392	0.001184
8	0.000784	0.000792
11	0.000008	0.000008

จากตัวอย่าง COPT ในตารางที่ 3.3 เมื่อค่ากำลังผลิตที่สูญเสียมีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์มีความหมายว่า ณ สถานะนี้ ระบบไฟฟ้ามีทำงานได้เต็มกำลังผลิตโดยที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้อง โดยความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์นี้เป็น 0.941192 และมีความน่าจะเป็นสะสมเท่ากับ 1 ในขณะที่บรรทัดสุดท้ายของตารางที่ค่ากำลังผลิตที่สูญเสียมีค่าเท่ากับ 11 เมกะวัตต์มีความหมายว่า ณ สถานะนี้ ระบบไฟฟ้าจะไม่สามารถทำงานได้เลยเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบเกิดเหตุขัดข้องพร้อมกัน โดยความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์นี้เป็น 0.000008 และมีค่าเท่ากับความน่าจะเป็นสะสม

## 3.2 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

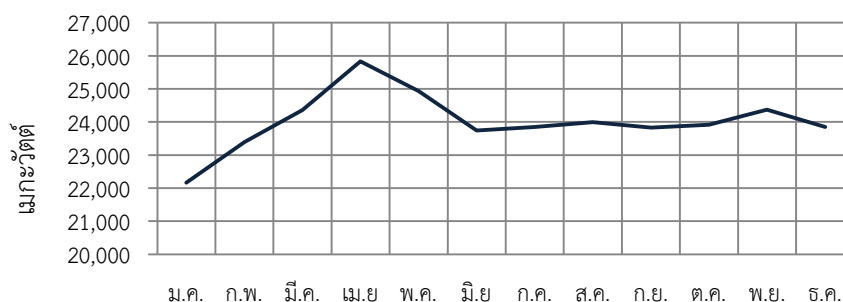
ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบสามารถแสดงได้หลายรูปแบบ ดังนี้

### 3.2.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสามารถจำแนกเบื้องต้นออกเป็น 3 แบบ ได้แก่

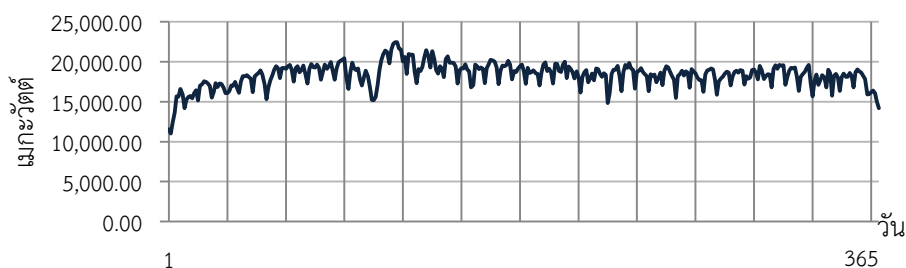
- 1) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน (Monthly peak load curve)
- 2) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน (Daily peak load curve)
- 3) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง (Hourly peak load curve)

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน หมายถึง ชุดข้อมูลที่แสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละเดือน เมื่อนำมาแสดงในรูปแบบของแผนภูมิเชิงเส้น แกนตั้งจะแสดงค่าเป็นขนาดเมกะวัตต์ และแกนนอนจะแสดงค่าเป็นจำนวนเดือน ซึ่งจะมี 12 ค่าใน 1 ปี ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือนของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2555 แสดงในภาพที่ 3.10 [45]



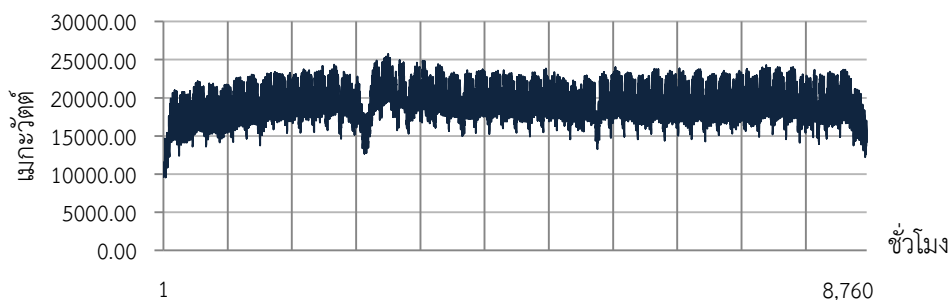
ภาพที่ 3.10 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน หมายถึง ชุดข้อมูลที่แสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละวัน เมื่อนำมาแสดงในรูปแบบของแผนภูมิเชิงเส้น แกนตั้งจะแสดงค่าเป็นขนาดเมกะวัตต์ และแกนนอนจะแสดงค่าเป็นจำนวนวัน ซึ่งจะมี 365 ค่าใน 1 ปี ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือนของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2555 แสดงในภาพที่ 3.11 [45]



ภาพที่ 3.11 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน

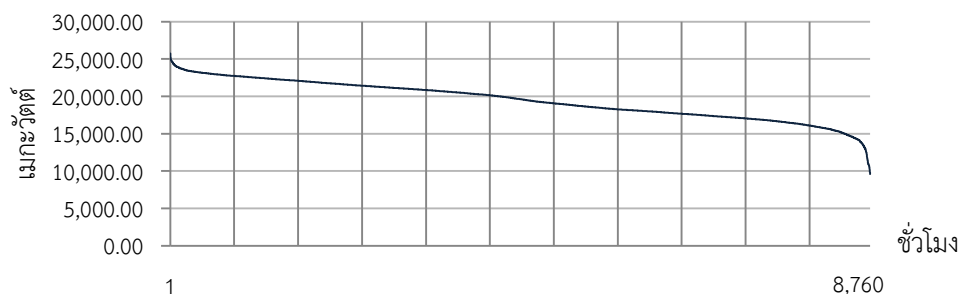
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง หมายถึง ชุดข้อมูลที่แสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละชั่วโมง เมื่อนำมาแสดงในรูปแบบของแผนภูมิเชิงเส้น แกนตั้งจะแสดงค่าเป็นขนาดเมกะวัตต์ และแกนนอนจะแสดงค่าเป็นจำนวนชั่วโมง ซึ่งจะมี 8,760 ค่าใน 1 ปี ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือนของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2555 แสดงในภาพที่ 3.12 [45]



ภาพที่ 3.12 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง

### 3.2.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า

เมื่อข้อมูลของลักษณะของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรูปแบบต่างๆ ถูกรวบรวมแล้ว ข้อมูลเหล่านั้นจะสามารถนำมาสร้างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Duration Curve) โดยเส้นโค้งนี้จะแสดงการเรียงความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าต่างๆ จากค่ามากไปสู่ค่าน้อยจนครบช่วงระยะเวลาที่พิจารณา ดังตัวอย่างในภาพที่ 3.13 [45]



ภาพที่ 3.13 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า

ในการสร้างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้น จะเริ่มต้นจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งข้อมูลที่ได้จากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตจะเป็นข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแผน PDP 2010 ในช่วงปี พ.ศ. 2555 – 2564 ดังแสดงในตารางที่ 3.4 [3]



ตารางที่ 3.4 ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

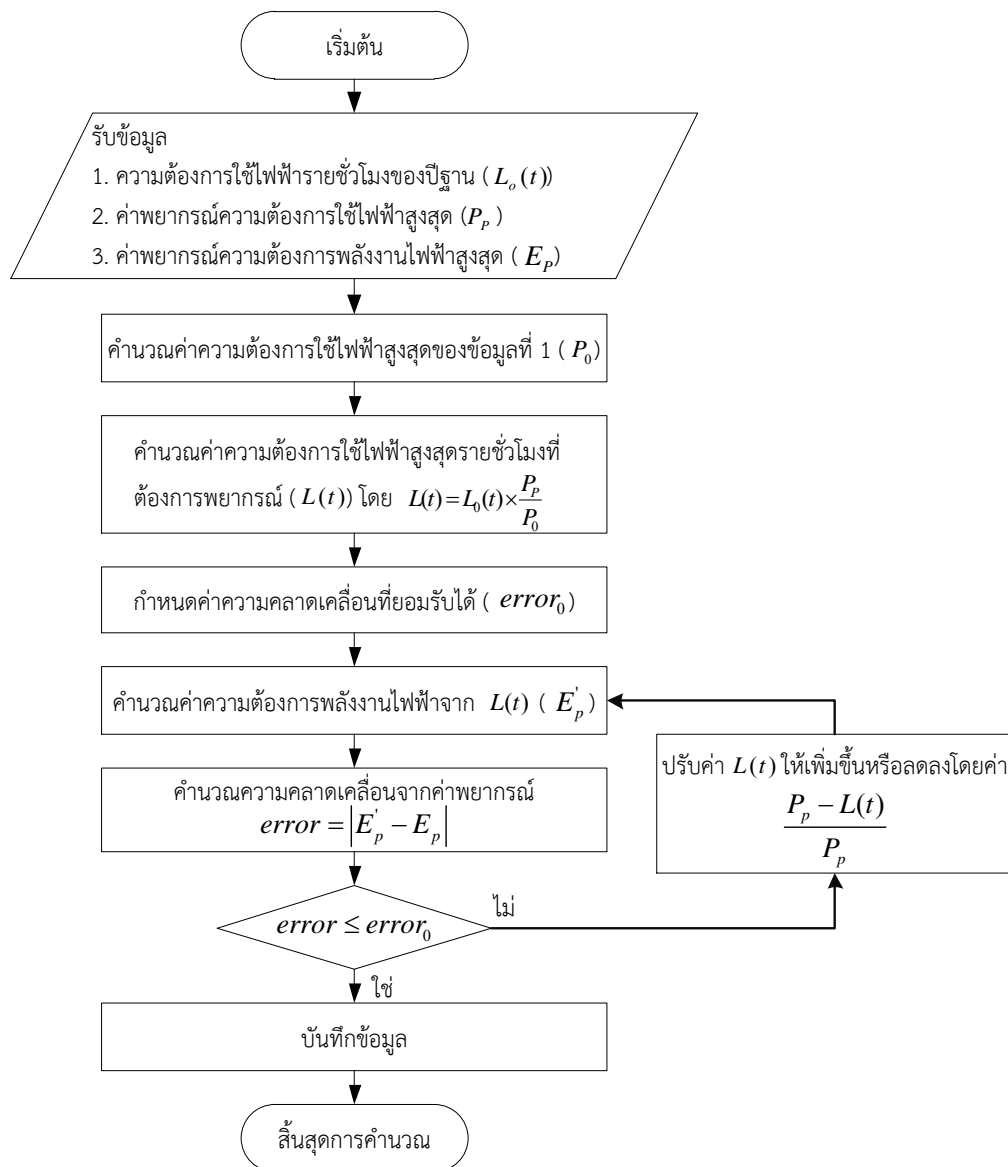
พ.ศ.	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (กิกะวัตต์ชั่วโมง)
2555	26,355	175,089
2556	27,443	183,283
2557	28,790	191,630
2558	30,231	200,726
2559	31,809	210,619
2560	33,264	219,616
2561	34,593	227,760
2562	35,869	236,408
2563	37,326	246,164
2564	38,726	255,591

นอกจากข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้ว ข้อมูลที่จะเป็นในการสร้างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าคือข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงใน 1 ปี เพื่อใช้เป็นข้อมูลฐานในการสร้างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต โดยกำหนดสมมติฐานว่ารูปแบบการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้น มีรูปแบบเช่นเดียวกับกับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่มีการเก็บข้อมูลไว้ แต่จะแตกต่างกันที่ขนาดของกำลังไฟฟ้าจะเป็นสัดส่วนกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

เมื่อข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงถูกพยากรณ์แล้ว การคำนวณในขั้นถัดไปจะเป็นการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคตตามขั้นตอนดังที่แสดงในภาพที่ 3.14 และสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐาน ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด
- ขั้นตอนที่ 2 เปรียบเทียบค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีฐานกับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐาน
- ขั้นตอนที่ 3 ทำการคูณค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐานในแต่ละชั่วโมงด้วยอัตราส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่ต้องการพิจารณาต่อค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีฐาน
- ขั้นตอนที่ 4 กำหนดค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้
- ขั้นตอนที่ 5 คำนวณค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากผลลัพธ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในขั้นตอนที่ 3

- ขั้นตอนที่ 6 คำนวณความคลาดเคลื่อนจากค่าพยากรณ์ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า
- ขั้นตอนที่ 7 พิจารณาว่าค่าความคลาดเคลื่อนในขั้นตอนที่ 6 อยู่ในเกณฑ์ของค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้ในขั้นตอนที่ 4 หรือไม่ ถ้าค่าอยู่ในเกณฑ์ ให้ข้ามไปทำขั้นตอนที่ 9 แต่ถ้าค่าไม่อยู่ในเกณฑ์ ให้ทำขั้นตอนที่ 8 ต่อไป
- ขั้นตอนที่ 8 ปรับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากขั้นตอนที่ 3 ด้วยอัตราส่วนระหว่างผลต่างของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ต่อค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด แล้วย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 9 บันทึกผล และสิ้นสุดการคำนวณ



ภาพที่ 3.14 ขั้นตอนการคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต

### 3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นต้องอาศัยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นเครื่องชี้วัดถึงระดับความเชื่อถือได้ของระบบ โดยการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถกำหนดได้ 2 วิธี คือ วิธีที่กำหนดตามการตัดสินใจของผู้วางแผน (Deterministic) และวิธีที่กำหนดตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic) ซึ่งทั้งสองวิธีการนี้มีข้อดีที่แตกต่างกัน คือวิธีที่กำหนดตามการตัดสินใจของผู้วางแผนนั้นเป็นวิธีการที่สามารถสื่อสารให้สังคมเข้าใจได้ง่าย โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในวิธีนี้จะเป็ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin: RM) ส่วนวิธีที่กำหนดตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็นนั้นจะมีการนำสมรรถนะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาประกอบการพิจารณาได้ โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในวิธีนี้จะใช้โอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation: LOLE) และค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Expected Energy Not Supplied: EENS) ซึ่งในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นได้กำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้เอาไว้ทั้ง 2 วิธี คือ ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นจะต้องมีค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และมีค่าโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับไม่เกิน 1 วันต่อปี

#### 3.3.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง หมายถึง ส่วนต่างของกำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบกับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะเป็นค่าที่แสดงว่า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเกิดเหตุขัดข้องหรือถึงเวลาซ่อมบำรุงแล้ว กำลังผลิตไฟฟ้าที่สำรองไว้จะมีค่าสูงเพียงใด รวมไปถึงการสำรองไว้เพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่อาจจะมีค่าสูงกว่าค่าพยากรณ์ การที่ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูงหมายความว่าระบบไฟฟ้าสามารถรองรับกับเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมายได้มาก แต่การที่ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูงเกินความจำเป็นจะไม่ถือว่าเป็นสิ่งที่ดี เพราะนั่นหมายความว่ามีการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าสูงเกินความจำเป็น ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงควรมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่พอเหมาะ ไม่มากหรือน้อยจนเกินไป

เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ เพื่อนำไปวางแผนในระยะยาวของระบบไฟฟ้านั้นเป็นค่าร้อยละของส่วนต่างระหว่างกำลังการผลิตติดตั้ง (Install capacity) กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบ (Peak load) เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.18)

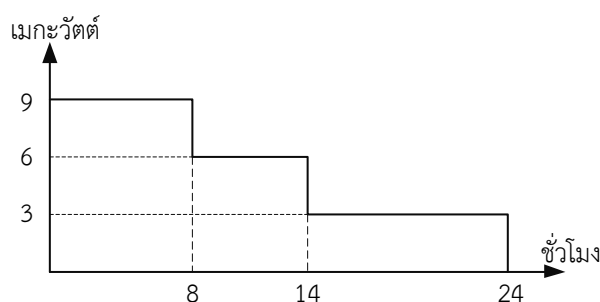
$$RM = \frac{InstalledCapacity - PeakLoad}{PeakLoad} \times 100 \quad (3.18)$$

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าไม่แน่นอนและขึ้นอยู่กับสถานะอากาศและสภาพแวดล้อม จะไม่สามารถนำค่ากำลังผลิตติดตั้งมาคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้เหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไป โดยความไม่แน่นอนดังกล่าวจะถูกคำนวณอยู่ในรูปแบบของค่ากำลังผลิตที่พึงได้เพื่อใช้เป็นตัวแทนค่ากำลังผลิตที่ระบบสามารถพึ่งพาได้อย่างแท้จริงในการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึงได้จะกล่าวในเนื้อหาของบทถัดไป

จากสมการที่ใช้คำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จะเห็นได้ว่าจะมีการใช้เพียงข้อมูลที่เป็นค่าคงที่ของระบบ โดยที่ไม่มีการคำนึงถึงข้อมูลสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้อง และไม่ได้คำนึงถึงรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งหมายความว่าถ้าระบบไฟฟ้าสองระบบมีกำลังการผลิตติดตั้งเท่ากัน และมีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบเท่ากัน นั้นหมายความว่าระบบไฟฟ้าทั้งสองจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่ากัน แม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทั้งสองจะแตกต่างกันก็ตาม ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณมีการสะท้อนถึงการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและผลจากรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ จึงควรมีการพิจารณาดัชนี LOLE และ EENS ซึ่งเป็นค่าดัชนีในวิธีที่กำหนดตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็นมาร่วมพิจารณาด้วย

### ตัวอย่างการคำนวณ

จากระบบไฟฟ้าของตัวอย่างการคำนวณในหัวข้อที่ 3.1.4 สมมติให้เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้ามีลักษณะดังภาพที่ 3.15



ภาพที่ 3.15 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าในตัวอย่างการคำนวณ

ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$RM = \frac{11-9}{9} \times 100 = 22.22\%$$

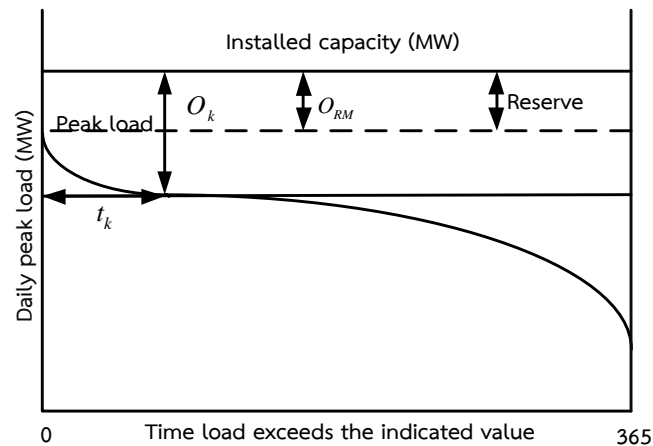
### 3.3.2 โอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (LOLE)

เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้จากการพิจารณาความน่าจะเป็น โดยดัชนี LOLE หมายถึง จำนวนวันหรือจำนวนชั่วโมงที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่กำลังผลิตไฟฟ้าในระบบจะมีค่าน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ [21] หรือกล่าวสั้นๆ ว่าดัชนี LOLE หมายถึงจำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าดับใน 1 ปี นั่นเอง

ในการคำนวณค่าดัชนี LOLE จำเป็นต้องอาศัย COPT และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังที่ได้อธิบายในหัวข้อที่ 3.1.4 และ 3.2.2 ตามลำดับ สมมติให้ COPT ประกอบด้วยสถานะกำลังผลิตสูญเสีย ( $O_n$ ) ทั้งหมด  $n$  สถานะ โดยในแต่ละสถานะมีความน่าจะเป็นเท่ากับ  $p_n$  ดังแสดงในตารางที่ 3.5 และข้อมูลเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้ามีลักษณะดังเส้นโค้งในภาพที่ 3.16 [25]

ตารางที่ 3.5 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณค่าดัชนี LOLE

กำลังผลิตสูญเสีย (เมกะวัตต์)	ความน่าจะเป็น
$O_1$	$p_1$
$O_2$	$p_2$
$O_3$	$p_3$
$\vdots$	$\vdots$
$O_{RM}$	$p_{RM}$
$\vdots$	$\vdots$
$O_k$	$p_k$
$\vdots$	$\vdots$
$O_n$	$p_n$



ภาพที่ 3.16 การคำนวณค่าดัชนี LOLE [25]

เมื่อระบบไฟฟ้าที่พิจารณามีกำลังการผลิตติดตั้งในระบบ (Installed capacity) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve) ดังแสดงในภาพที่ 3.16 เมื่อระบบมีกำลังผลิตสูญเสียน้อยกว่า  $O_{RM}$  เมกะวัตต์ ระบบไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้ตามปกติจนกระทั่งกำลังผลิตสูญเสียของระบบมีค่าเกิน  $O_{RM}$  เมกะวัตต์ ระบบไฟฟ้าจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ ณ ขณะนั้น ส่วนที่กำลังผลิตสูญเสีย  $O_k$  เมกะวัตต์ หมายความว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ ณ ขณะนั้น เป็นช่วงเวลาเท่ากับ  $t_k$  โดยความน่าจะเป็นในการเกิดเหตุการณ์นี้มีค่าเท่ากับ  $p_k$  ซึ่งค่า  $p_k$  แต่ละค่านี้มีชื่อเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า ความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability: LOLP) จากหลักการดังกล่าว สามารถคำนวณค่าดัชนี LOLE ได้ดังสมการที่ (3.19)

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k t_k \quad (3.19)$$

โดยที่

$p_k$	คือ ค่า LOLP เมื่อเกิดกำลังผลิตสูญเสียขนาด $O_k$ เมกะวัตต์
$t_k$	คือ ช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ
$n$	คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

### ตัวอย่างการคำนวณ

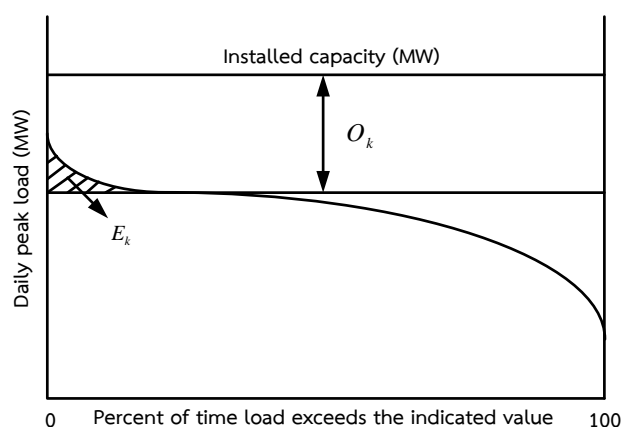
จากระบบไฟฟ้าของตัวอย่างการคำนวณในหัวข้อที่ 3.1.4 และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าดังภาพที่ 3.15 การคำนวณค่าดัชนี LOLE สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 LOLE &= (p_1 t_1) + (p_2 t_2) + (p_3 t_3) + (p_4 t_4) + (p_5 t_5) + (p_6 t_6) \\
 &= (0.941192 \times 0) + (0.038416 \times 8) + (0.019208 \times 8) + \\
 &\quad + (0.000392 \times 14) + (0.000784 \times 14) + (0.000008 \times 24) \\
 &= 0.477648 \text{ ชั่วโมงต่อวัน}
 \end{aligned}$$

### 3.3.3 พลังงานที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (EENS)

เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้จากการพิจารณาความน่าจะเป็นอีกชนิดหนึ่ง โดยดัชนี EENS หมายถึง พลังงานที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่กำลังผลิตไฟฟ้าในระบบจะมีค่าน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ

ในการคำนวณค่าดัชนี EENS จำเป็นต้องอาศัย COPT และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่นเดียวกันกับการคำนวณค่าดัชนี LOLE สมมติให้ COPT ประกอบไปด้วยสถานะกำลังผลิตสูญเสีย ( $O_N$ ) ทั้งหมด  $n$  สถานะ โดยในแต่ละสถานะมีความน่าจะเป็นเท่ากับ  $p_n$  ดังแสดงในตารางที่ 3.5 และข้อมูลเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้ามีลักษณะดังเส้นโค้งในภาพที่ 3.17



ภาพที่ 3.17 การคำนวณค่าดัชนี EENS [25]

จากภาพที่ 3.17 เมื่อระบบไฟฟ้าที่พิจารณากำลังผลิตสูญเสีย  $O_k$  เมกะวัตต์ พื้นที่แรงงา  $E_k$  จะเป็นพื้นที่ที่แสดงถึงพลังงานไฟฟ้าที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่ได้รับการจ่าย เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ ณ ขณะนั้น เป็นขนาดพลังงานทั้งหมด  $E_k$  เมกะวัตต์ชั่วโมง โดยความน่าจะเป็นในการเกิดเหตุการณ์นี้มีค่าเท่ากับ  $p_k$  จากหลักการดังกล่าว สามารถคำนวณค่าดัชนี EENS ได้ดังสมการที่ (3.20)

$$EENS = \sum_{k=1}^n p_k E_k \quad (3.20)$$

โดยที่

$p_k$	คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดกำลังผลิตสูญเสียขนาด $O_k$ เมกะวัตต์
$E_k$	คือ พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายที่กำลังผลิตสูญเสียขนาด $O_k$ เมกะวัตต์
$n$	คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

### ตัวอย่างการคำนวณ

จากระบบไฟฟ้าของตัวอย่างการคำนวณในหัวข้อที่ 3.1.4 และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้างดภาพที่ 3.15 การคำนวณค่าดัชนี LOLE สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\begin{aligned} EENS &= (p_1 E_1) + (p_2 E_2) + (p_3 E_3) + (p_4 E_4) + (p_5 E_5) + (p_6 E_6) \\ &= (0.941192 \times 0) + (0.038416 \times (8 \times (9 - 8))) + (0.019208 \times (8 \times (9 - 6))) + \\ &\quad + (0.000392 \times ((8 \times (9 - 6)) + (14 \times (6 - 5)))) + \\ &\quad + (0.000784 \times ((8 \times (9 - 6)) + (14 \times (6 - 3)))) + \\ &\quad + (0.000008 \times ((8 \times (9 - 6)) + (14 \times (6 - 3)) + (24 \times (3 - 0)))) \\ &= 0.836064 \text{ เมกะวัตต์ชั่วโมง} \end{aligned}$$

จากกระบวนการคำนวณความเชื่อถือได้ในหัวข้อที่ 3 นี้ ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ เพื่อนำไปใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในอนาคตได้ โดยความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าควรอยู่ในช่วงที่มีเกณฑ์ยอมรับได้ หากไม่แล้วจึงจะทำการพิจารณาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมเข้าสู่ระบบต่อไป แต่อย่างไรก็ตามความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นเพียงหนึ่งในดัชนีที่ใช้ตัดสินใจในการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น

## บทที่ 4

### การคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้

ในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเมื่อมีการติดตั้งในระบบผลิตไฟฟ้าหลักนั้นไม่สามารถคาดการณ์กำลังไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้เหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยทั่วไปได้ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าขาออกไม่คงที่ มีความไม่แน่นอน ไม่สามารถคาดการณ์กำลังการผลิตได้ สาเหตุหลักเนื่องจากสภาพภูมิอากาศแวดล้อม ตัวอย่างที่เห็นได้อย่างชัดเจนคือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยทางด้านความเข้มแสง และอุณหภูมิโดยรอบของบริเวณพื้นที่ติดตั้ง ส่วนอีกตัวอย่างหนึ่งคือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นขึ้นอยู่กับความเร็วลมในบริเวณพื้นที่ติดตั้ง รวมถึงความสูงของการติดตั้งอีกด้วย

ดังนั้นการพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรมีค่าตัวแทนกำลังการผลิตที่สมเหตุสมผล เพื่อแสดงถึงประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อระบบ ที่ผ่านมาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมักถูกวิเคราะห์ในรูปแบบของค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Plant Factor, PF) เป็นค่าที่แสดงสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ถ้าเดินเครื่องเต็มพิกัดครบ 1 ปี จะเห็นได้ว่าค่า PF นั้นเป็นค่าที่ไม่มีการวิเคราะห์ถึงรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งแตกต่างจากค่ากำลังผลิตฟิงได้ (Dependable capacity) ซึ่งเป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถในการฟิงพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และมีการนำไปใช้ในแผน PDP 2010

#### 4.1 นิยามของค่ากำลังผลิตฟิงได้

สำหรับงานวิจัยในต่างประเทศ ค่ากำลังผลิตฟิงได้จะใช้คำศัพท์ภาษาอังกฤษเป็นคำว่า “Capacity credit” หรือคำว่า “Capacity value” แทนคำว่า “Dependable capacity” สำหรับคำนิยามที่กล่าวถึงค่ากำลังผลิตฟิงได้มีการเขียนไว้ในหลายรูปแบบ สามารถแสดงได้ดังนี้

- 1) ในเอกสารอ้างอิง [31] มีการนิยามไว้ว่า “ค่ากำลังผลิตฟิงได้หมายถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดซึ่งระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในช่วงระยะเวลาหนึ่งภายใต้สภาวะแวดล้อมที่จำกัด โดยจะคิดจากกำลังผลิตที่สามารถผลิตได้จริงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิตติดตั้งอย่างต่อเนื่อง ซึ่งกำลังผลิตที่ฟิงได้จะต่ำกว่ากำลังผลิตติดตั้งตามประเภทของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ มีกำลังผลิตที่จ่ายคิดตามปริมาณน้ำในแต่ละเดือน”
- 2) ในเอกสารอ้างอิง [32] มีการนิยามไว้ว่า “ค่ากำลังผลิตฟิงได้เป็นความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาและระยะเวลาใดเวลาหนึ่ง โดยจะมีความสัมพันธ์กับรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า”

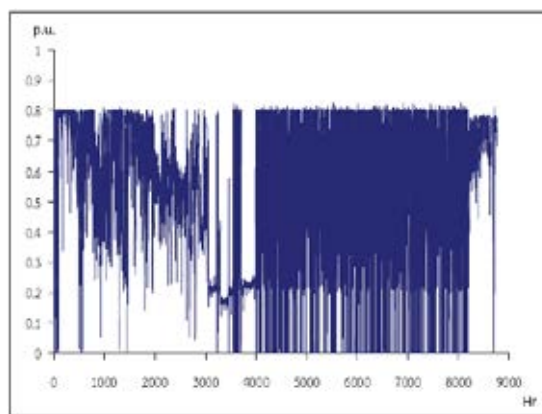


- 3) ในงานวิจัย [6] มีการนิยามไว้ว่า “ค่ากำลังผลิตพึงได้เป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถของโรงไฟฟ้าที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งค่ากำลังผลิตพึงได้นั้นจะถูกประมาณออกมาในหน่วยกิโลวัตต์ เมกะวัตต์ กิกะวัตต์ หรืออยู่ในรูปแบบของร้อยละของค่ากำลังผลิตติดตั้ง”
- 4) ในเอกสารอ้างอิง [33] มีการนิยามไว้ว่า “กำลังผลิตพึงได้ คือ ระดับกำลังการผลิตที่สามารถมั่นใจได้ว่าจะมีการจ่ายไฟฟ้าได้พอตามความต้องการไฟฟ้า”
- 5) ในงานวิจัย [34] มีการนิยามไว้ว่า “ค่ากำลังผลิตพึงได้ คือ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สามารถได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ ซึ่งยังคงรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าไว้ในระดับเดิม การพิจารณาค่ากำลังผลิตพึงได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีประโยชน์สำหรับผู้วางแผนระบบไฟฟ้า เพื่อใช้ในการประเมินกำลังไฟฟ้าเพื่อรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้”
- 6) ในงานวิจัย [35] มีการนิยามไว้ว่า “ค่ากำลังผลิตพึงได้ คือ ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยทั่วไปที่สามารถแทนที่ด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า”
- 7) ในเอกสารอ้างอิง [36] กล่าวถึงกำลังผลิตพึงได้ว่า “ปริมาณกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั่วไปที่ลดลงเมื่อมีโรงไฟฟ้าพลังลมเข้ามาช่วยจ่ายโหลดโดยระบบมี LOLP เท่าเดิม หากด้วยพิกัดของโรงไฟฟ้าพลังลม”

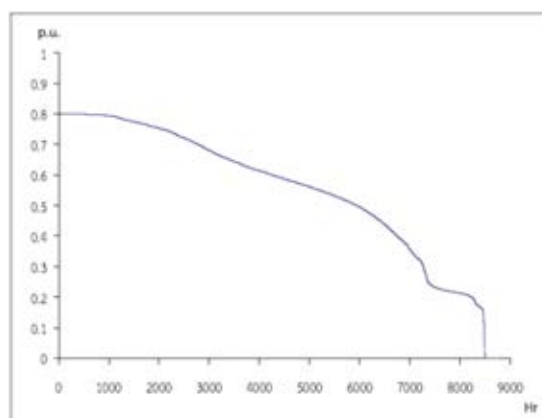
ดังนั้น จากคำนิยามที่กล่าวถึงค่ากำลังผลิตพึงได้ดังที่รวบรวมมาดังข้อความข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงขอนิยามความหมายของคำว่าค่ากำลังผลิตพึงได้ว่า ค่ากำลังผลิตพึงได้หมายถึงปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถพึงได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่สัมพันธ์กับรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ โดยที่ยังคงค่าระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าไว้ในระดับเดิมได้

## 4.2 การศึกษาค่ากำลังผลิตที่ได้ในประเทศไทย

จากรายงานการศึกษาเกี่ยวกับค่ากำลังผลิตที่ได้ของ กฟผ. [10] ซึ่งกล่าวถึงการประเมินค่ากำลังผลิตที่ได้ที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวม 6 ประเภทเชื้อเพลิง ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิงจากขยะชุมชน และพลังน้ำจากเขื่อนขนาดเล็ก วิธีการคำนวณในรายงานการศึกษาเริ่มต้นโดยการสำรวจและเก็บข้อมูลจริงของข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า และทำการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อใช้ในการหาค่า per unit (p.u.) ของกำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมง แล้วจัดรูปแบบในลักษณะคล้ายคลึงกับเส้นโค้งความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมง และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังเนื้อหาในบทที่ 3 เส้นโค้งที่ได้จะไม่ใช้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่เป็นค่าของกำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีค่าเป็น p.u. ตัวอย่างของเส้นโค้งทั้งสองที่มีการแสดงไว้ในรายงานการศึกษาเกี่ยวกับค่ากำลังผลิตที่ได้ของ กฟผ. แสดงดังภาพที่ 4.1 และ 4.2 [10]



ภาพที่ 4.1 เส้นโค้งค่ากำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมง ในหน่วย p.u. [10]

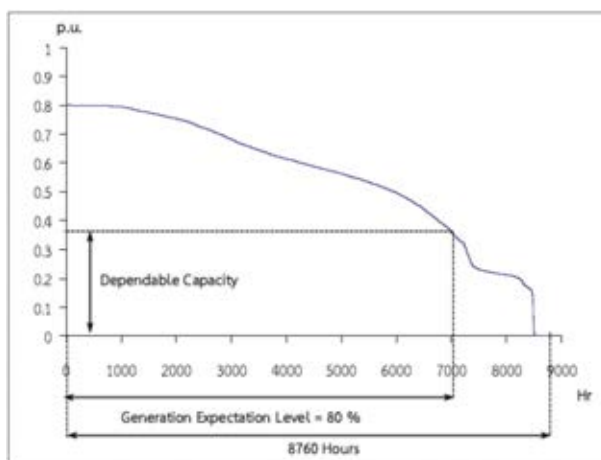


ภาพที่ 4.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของค่ากำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมง ในหน่วย p.u. [10]

เมื่อเสร็จสิ้นการคำนวณแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ แนวทางการวิเคราะห์หาค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะอาศัยหลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยอาศัยการกำหนดเกณฑ์ค่าดัชนี LOLE ไว้ที่ 24 ชั่วโมงต่อปี ซึ่งมีการประเมินด้วย 2 วิธีได้แก่

- 1) วิธี Chronological reliability models
- 2) วิธี Probabilistic reliability models

วิธีการทั้งสองมีการประเมินความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน กล่าวคือ วิธี Chronological reliability models จะนำค่ากำลังไฟฟ้าทั้งหมดที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในภาพที่ 4.1 ลบออกจากผลรวมของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบทั้งหมด ในส่วนของวิธี Probabilistic reliability models การคำนวณจะอาศัยการหาค่าผลต่างของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในอดีต มาเปรียบเทียบกับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบ เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ถูกนำมาพิจารณาจะใช้เส้นโค้งลักษณะเดียวกันกับในภาพที่ 4.2 โดยผลของการหักกลับในวิธี Chronological reliability models จะถูกนำไปใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าในด้านอื่น แต่สำหรับวิธี Probabilistic reliability models ผลของการหักกลับดังกล่าวจะถูกนำไปใช้ในการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ ตัวอย่างการคำนวณแสดงดังภาพที่ 4.3 [10]



ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ [10]

ผลลัพธ์สุดท้ายที่รายงานฉบับนี้สรุป และเป็นผลลัพธ์ที่นำไปใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าระยะยาวของประเทศไทยต่อไปในอนาคต เป็นการทดสอบที่กำหนดระดับความคาดหวังในการผลิตไฟฟ้าที่ร้อยละ 80 ในช่วงระยะเวลา 14.00 – 15.00 น. ในช่วงเดือนมีนาคมถึงเดือนพฤษภาคม ซึ่งเป็นช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุดในรอบหนึ่งปี ผลลัพธ์ดังกล่าวแสดงดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [10]

ชนิดของพลังงานหมุนเวียน	ตัวประกอบการเดินเครื่อง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Plant Factor, PF) (ร้อยละ)	ค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ (ร้อยละ) (14.00 - 15.00 น.)
แสงอาทิตย์	14	27
ลม	12	2
ชีวมวล	30	36
- กากอ้อย	19	24
- แกลบ	53	57
- เศษไม้และไม้สับ	11	0
- ทะลายปาล์ม	29	18
ก๊าซชีวภาพ	22	0
ขยะชุมชน	43	36
พลังงานน้ำจากเขื่อนขนาดเล็ก	50	36

#### 4.3 การศึกษาค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ในต่างประเทศ

ปัจจุบันประเทศที่มีการศึกษาค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ยกตัวอย่างเช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศเยอรมัน ประเทศอังกฤษ เป็นต้น วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้มีหลากหลายวิธีขึ้นอยู่กับ การเลือกใช้งานในแต่ละประเทศและในแต่ละผู้ให้บริการไฟฟ้า ตัวอย่างการศึกษาและการนำค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ไปใช้ในระบบไฟฟ้าจริงของต่างประเทศแสดงดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ตัวอย่างการศึกษาและการนำค่ากำลังผลิตฟั้่งได้ไปใช้ [37]

ชื่อของผู้ให้บริการทางไฟฟ้าหรือประเทศ	วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้่งได้
German : Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena)	Chronological method
Europe : International Energy Agency (IEA)	Peak Period
USA : California Energy Commission (CEC)	ELCC
USA : PJM	Peak Period
USA : Xcel Energy	ELCC
USA : New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA)	ELCC
USA : PacificCorp	ELCC
USA : Mid - Atlantic Power Pathway (MAPP)	Peak Period
USA : Idaho Power	Peak Period
USA : Southwest Power Pool (SPP)	Peak Period

จากตารางที่ 4.2 จะพบว่ามีทางเลือกใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้ได้ในหลากหลายรูปแบบ ซึ่งวิธี Chronological จะเป็นวิธีที่ กฟผ. เลือกใช้ในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้ได้ วิธี Peak Period จะเป็นการเลือกพิจารณาค่ากำลังผลิตฟั้ได้ในช่วงระยะเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง และสำหรับวิธี ELCC นับว่าเป็นหนึ่งในวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้ได้ที่มีการแสดงไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งจะกล่าวในเนื้อหาต่อไป

#### 4.4 การศึกษาค่ากำลังผลิตฟั้ได้ในงานวิจัย

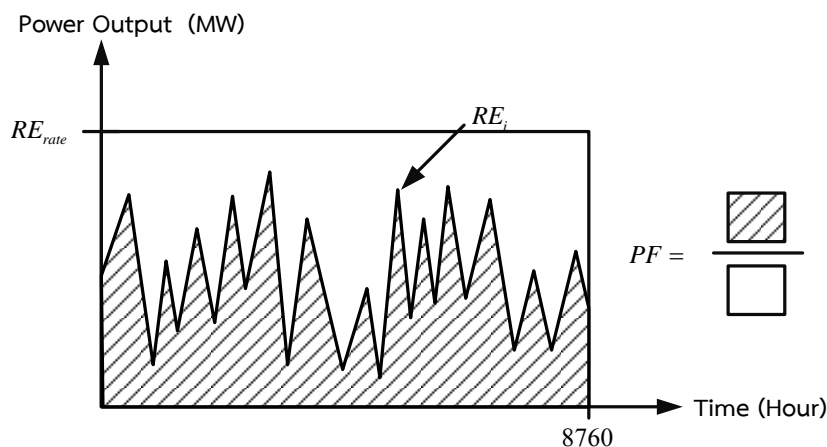
จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ การคำนวณค่ากำลังผลิตฟั้ได้แบ่งออกเป็น 2 วิธีหลัก คือการคำนวณโดยใช้พื้นฐานความเชื่อถือได้ (Reliability-based methods) และการคำนวณโดยการประมาณ (Approximation methods) [6] โดยความแตกต่างของการคำนวณทั้ง 2 วิธีนี้อยู่ที่ความซับซ้อนของการคำนวณ และข้อมูลที่จำเป็นในการคำนวณ ซึ่งการคำนวณโดยการประมาณจะมีขั้นตอนในการคำนวณที่สั้นกว่า ดังนั้นจึงใช้ระยะเวลาในการคำนวณที่สั้นกว่า ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและค่ากำลังผลิตฟั้ได้ทั้งหมด 4 ค่า ได้แก่

- 1) ค่ากำลังผลิตฟั้ได้เทียบเท่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Equivalent Conventional Power, ECP)
- 2) ค่ากำลังผลิตฟั้ได้เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้า (Effective Load Carrying Capability, ELCC)
- 3) ค่ากำลังผลิตฟั้ได้เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยการประมาณของการ์เวอร์ (Garver's ELCC approximation, GA)
- 4) ค่าประกอบกำลังผลิตโดยการประมาณ (Capacity Factor-based approximation, CFb)

การคำนวณค่า ECP และ ELCC จัดว่าเป็นการคำนวณโดยใช้พื้นฐานความเชื่อถือได้ เนื่องจากมีการใช้ค่าดัชนี LOLE ซึ่งเป็นหนึ่งในดัชนีที่ใช้ในการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยค่า ELCC จะเป็นการคำนวณที่มีการใช้จริงโดยผู้ให้บริการทางไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา ดังแสดงในตารางที่ 4.2 ส่วนค่า GA และ CFb จัดว่าเป็นการคำนวณโดยการประมาณ เนื่องจากการคำนวณจะใช้การประมาณจากเส้นกราฟ และคำนวณโดยใช้ข้อมูลเพียงบางช่วงเวลา ตามลำดับ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะรวมค่ากำลังผลิตฟั้ได้และค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นค่าเดียวคือ คือค่ากำลังผลิตฟั้ได้ เพื่อ่ายต่อการเข้าใจ ค่ากำลังผลิตฟั้ได้สามารถแสดงการคำนวณได้ดังต่อไปนี้

#### 4.4.1 ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (PF)

ค่าตัวประกอบการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หมายถึง สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เมื่อเดินเครื่องเต็มพิกัดครบ 1 ปี โดยการคำนวณสามารถแสดงดังภาพที่ 4.4 และในสมการที่ (4.1)



ภาพที่ 4.4 การคำนวณค่า PF

$$PF = \frac{\sum_{i=1}^T RE_i}{RE_{rate} \times 8760} \quad (4.1)$$

โดยที่

- $RE_i$  คือ กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายชั่วโมง (เมกะวัตต์)
- $RE_{rate}$  คือ กำลังไฟฟ้าเต็มพิกัดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เมกะวัตต์)
- $i$  คือ ลำดับชั่วโมง
- $T$  คือ จำนวนชั่วโมงทั้งหมดใน 1 ปี มีค่าเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง

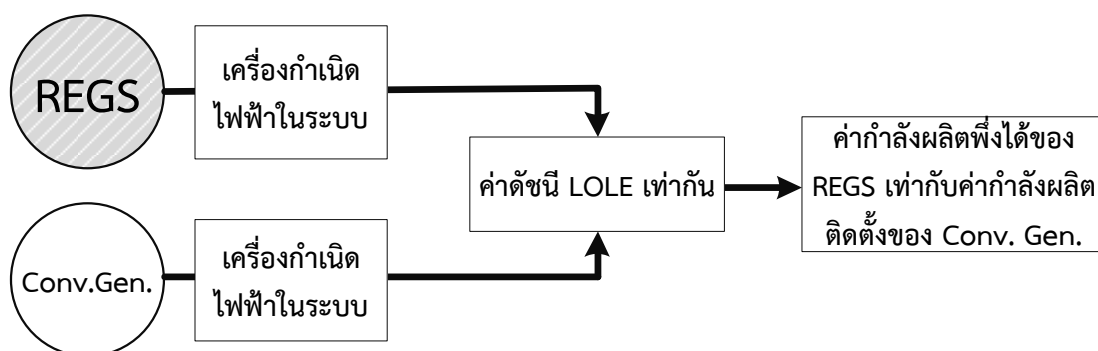
#### ตัวอย่างการคำนวณ

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระบบหนึ่ง มีพิกัดของกำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 100 เมกะวัตต์ ภายในหนึ่งปี กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าระดับ 0 เมกะวัตต์ 4380 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้าระดับ 50 เมกะวัตต์ 2500 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้าระดับ 80 เมกะวัตต์ 1880 ชั่วโมง ดังนั้นค่า PF จะมีค่าเท่ากับ

$$PF = \frac{(0 \times 4380) + (50 \times 2500) + (80 \times 1880)}{100 \times 8760} = 0.314$$

#### 4.4.2 ค่ากำลังผลิตพึงได้เทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ECP)

ค่า ECP ถือว่าเป็นค่ากำลังผลิตพึงได้ที่มีประสิทธิภาพ และเป็นค่าที่ได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวาง ความหมายของค่า ECP คือ ค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เทียบเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวใหม่ โดยเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวดังกล่าวแทนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ระบบไฟฟ้ายังคงสามารถรักษาระดับความเชื่อถือได้ให้อยู่ในระดับเดิมได้ [6] ซึ่งผลลัพธ์ดังกล่าวสามารถถูกนำไปใช้ในการวิเคราะห์ได้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีค่าประมาณเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเท่าใด

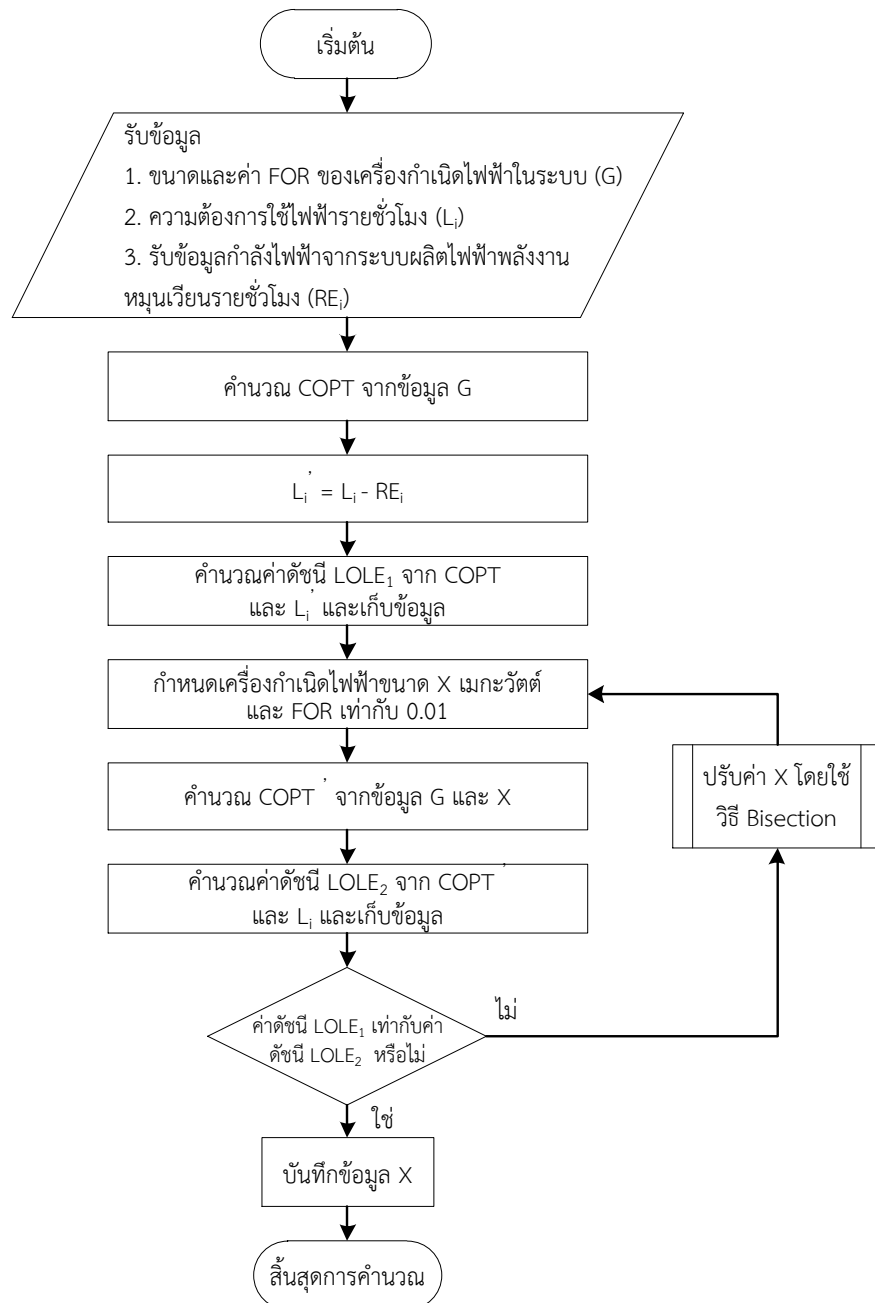


ภาพที่ 4.5 แนวคิดของการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธี ECP

การคำนวณค่า ECP ดังแสดงในภาพที่ 4.6 สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลขนาดและค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ, ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และข้อมูลกำลังไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมงจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 2 คำนวณ COPT ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ
- ขั้นตอนที่ 3 หักลบความต้องการไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงด้วยกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในชั่วโมงนั้นๆ
- ขั้นตอนที่ 4 คำนวณค่าดัชนี  $LOLE_1$  โดยใช้ COPT ที่ได้จากขั้นตอนที่ 2 และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่มีการหักลบแล้วจากขั้นตอนที่ 3
- ขั้นตอนที่ 5 กำหนดขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใหม่เป็น X เมกะวัตต์
- ขั้นตอนที่ 6 คำนวณ COPT' ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ ที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใหม่เข้าไปแล้ว
- ขั้นตอนที่ 7 คำนวณค่าดัชนี  $LOLE_2$  โดยใช้ COPT' ที่ได้จากขั้นตอนที่ 6 และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่รับข้อมูลมาในขั้นตอนที่ 1

- ขั้นตอนที่ 8      เปรียบเทียบค่าดัชนี  $LOLE_2$  กับค่าดัชนี  $LOLE_1$  ว่ามีค่าเท่ากันหรือไม่ ถ้ามีค่าเท่ากันให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 9 แต่ถ้าไม่เท่า ให้ทำการปรับขนาด  $X$  โดยใช้วิธี Bisection แล้วย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 9      บันทึกข้อมูล  $X$  และหยุดการคำนวณ ค่า  $X$  ที่ได้เมื่อนำไปคิดเป็นค่าร้อยละเทียบกับกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะได้ค่า ECP

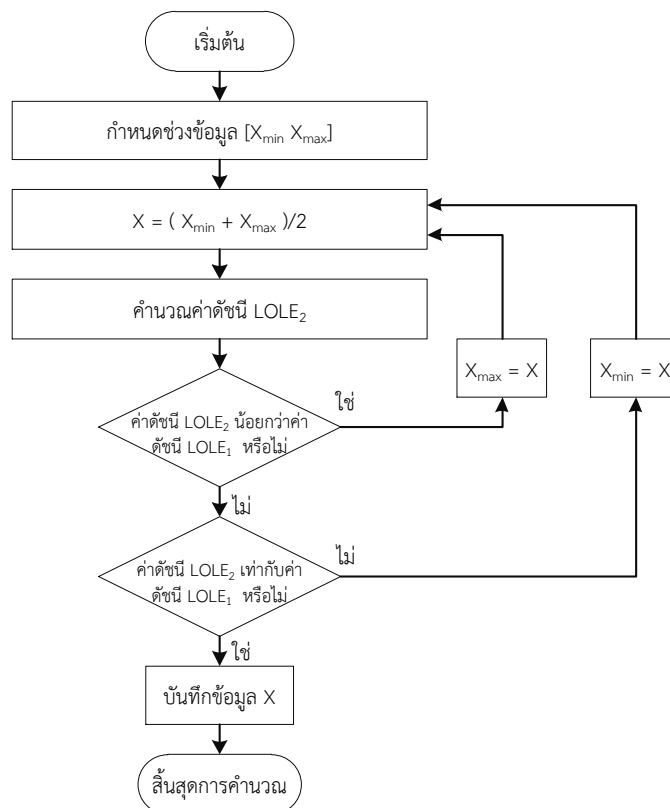


ภาพที่ 4.6 ขั้นตอนการคำนวณค่า ECP



วิธี Bisection เป็นวิธีที่ใช้ในการหาคำตอบของฟังก์ชันที่ไม่สามารถวิเคราะห์ได้ว่าเป็นสมการลักษณะใด โดยจะใช้หลักการของการกำหนดช่วงในแนวแกนนอนขึ้นมาหนึ่งช่วง แล้วทำการแบ่งช่วงดังกล่าวทีละครึ่ง แบ่งไปจนกระทั่งได้คำตอบในแนวแกนนอนที่สามารถทำให้ฟังก์ชันดังกล่าวเป็นจริง จึงจะสิ้นสุดการคำนวณ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยวิธี Bisection เป็นเครื่องมือในการหาค่า  $X$  เพื่อนำไปคำนวณค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> จนกว่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> กับดัชนี LOLE<sub>2</sub> จะมีค่าเท่ากัน ขั้นตอนการคำนวณแสดงดังในภาพที่ 4.7 สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 กำหนดช่วงข้อมูล [ $X_{\min}$ ,  $X_{\max}$ ] ที่คาดว่าน่าจะมีคำตอบอยู่ โดยค่า  $X_{\max}$  ควรไม่มากเกินไปเกินไปการผลิตรติดตั้งสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 2 คำนวณค่ากึ่งกลาง (ค่า  $X$ ) โดยนำค่า  $X_{\min}$  และ  $X_{\max}$  บวกกัน แล้วหารด้วยสอง จากนั้นจึงนำค่า  $X$  ที่ได้ไปคำนวณหาดัชนี LOLE<sub>2</sub> ดังที่กล่าวในขั้นตอนก่อนหน้านี้
- ขั้นตอนที่ 3 เปรียบเทียบดัชนี LOLE<sub>1</sub> กับดัชนี LOLE<sub>2</sub> ว่ามีค่าเท่ากันหรือไม่ ถ้ามีค่าเท่ากันให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 4 แต่ถ้าไม่เท่า โดยที่ดัชนี LOLE<sub>2</sub> มีค่าน้อยกว่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ให้กำหนด  $X_{\max}$  มีค่าเท่ากับ  $X$  แต่ถ้าดัชนี LOLE<sub>2</sub> มีค่ามากกว่าค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ให้กำหนด  $X_{\min}$  มีค่าเท่ากับ  $X$  แล้วย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 2
- ขั้นตอนที่ 4 บันทึกข้อมูล  $X$  และหยุดการคำนวณ



ภาพที่ 4.7 ขั้นตอน Bisection ในการคำนวณค่า ECP

### ตัวอย่างการคำนวณ

ระบบไฟฟ้าระบบหนึ่ง มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 100 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ของระบบมีค่าเท่ากับ 0.0542 ในการคำนวณค่า ECP จะเริ่มด้วยการนำระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบ และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปขนาด 100 เมกะวัตต์เข้าแทนที่ สมมติว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็น 0.0458 ซึ่งมีค่าน้อยกว่าค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ดังนั้นจึงต้องปรับค่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ โดยใช้วิธี Bisection ซึ่งคำนวณได้ดังนี้

$$X = \frac{X_{\min} + X_{\max}}{2} = \frac{0+100}{2} = 50 \text{ เมกะวัตต์}$$

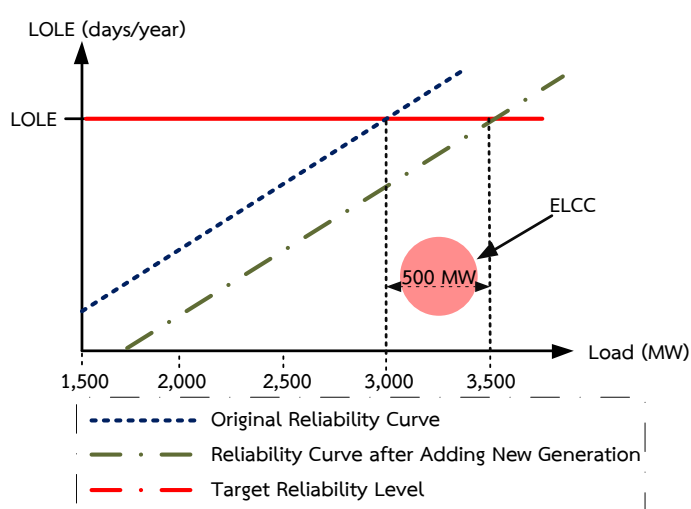
จากการคำนวณด้วยวิธี Bisection จะได้ว่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปควรมีค่าเท่ากับ 50 เมกะวัตต์ สมมติว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปขนาด 50 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็น 0.0654 ซึ่งมีค่ามากกว่าค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ดังนั้นจึงต้องปรับค่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ โดยใช้วิธี Bisection ซึ่งคำนวณได้ดังนี้

$$X = \frac{X_{\min} + X_{\max}}{2} = \frac{50+100}{2} = 75 \text{ เมกะวัตต์}$$

จากการคำนวณด้วยวิธี Bisection จะได้ว่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปควรมีค่าเท่ากับ 75 เมกะวัตต์ สมมติว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปขนาด 75 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็น 0.0542 ซึ่งมีค่าเท่ากับค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า ค่า ECP ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้จะมีค่าเท่ากับ 75 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 75 ของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั่นเอง

### 4.4.3 ค่ากำลังผลิตที่ได้เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้า (ELCC)

ค่า ELCC เป็นอีกหนึ่งค่ากำลังผลิตที่ได้ที่ใช้พื้นฐานความน่าจะเป็นในการคำนวณ ความหมายของค่า ELCC คือ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มขึ้นได้ในอนาคต เมื่อระบบไฟฟ้าหลักมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ โดยที่ระบบไฟฟ้าดังกล่าวยังคงสามารถรักษาระดับความเชื่อถือได้ให้อยู่ในระดับเดิมได้ [6] ซึ่งค่า ELCC นั้นจะถูกนำไปใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าที่มีการเพิ่มระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตสามารถเพิ่มขึ้นได้เพียงเท่าใด

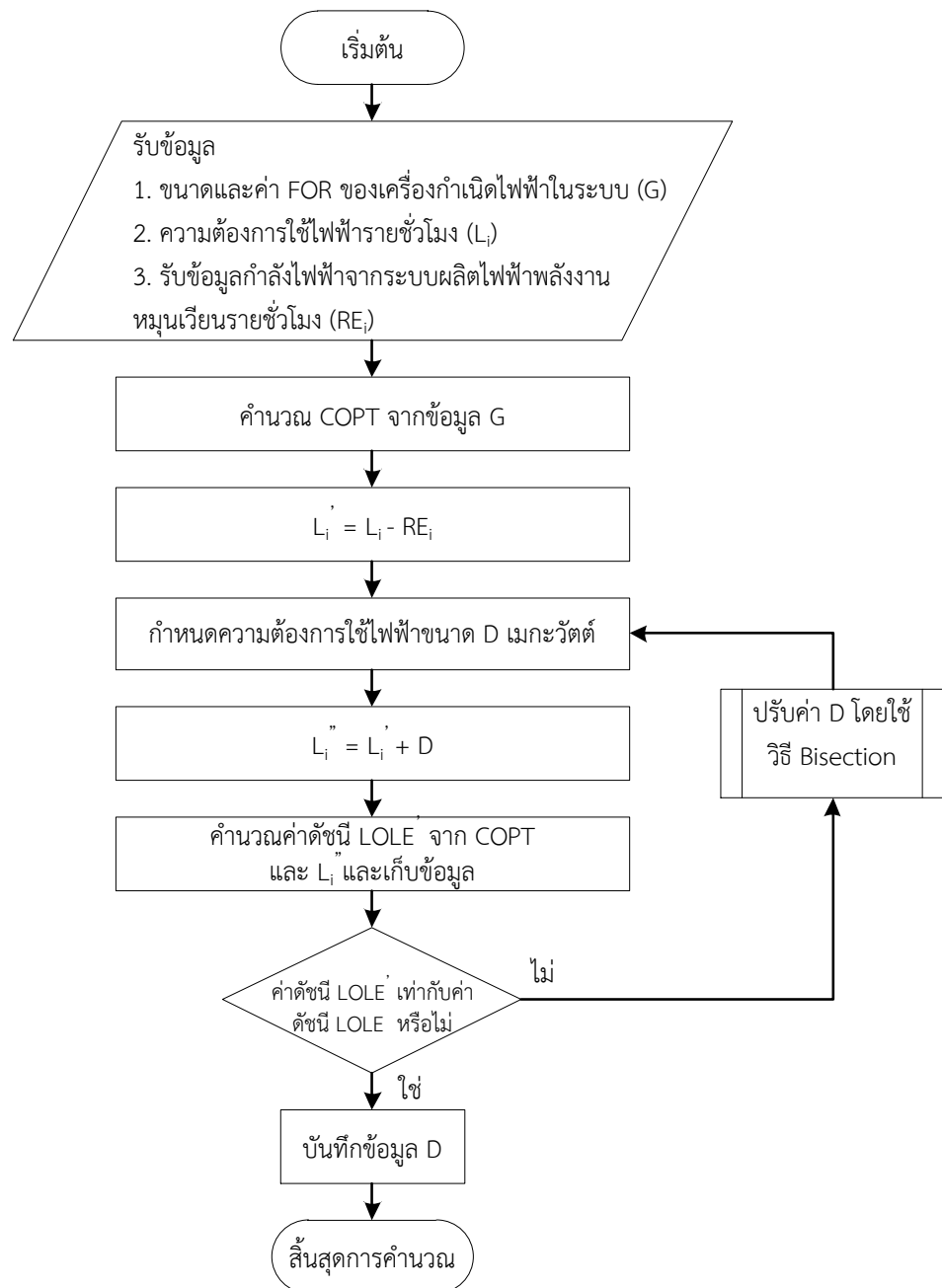


ภาพที่ 4.8 การคำนวณค่า ELCC

การคำนวณค่า ELCC ดังแสดงในภาพที่ 4.9 สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลขนาดและค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ, ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และข้อมูลกำลังไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมงจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 2 คำนวณ COPT ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ
- ขั้นตอนที่ 3 หักลบความต้องการไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงด้วยกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในชั่วโมงนั้นๆ
- ขั้นตอนที่ 4 กำหนดความต้องการใช้ไฟฟ้าขนาด D เมกะวัตต์
- ขั้นตอนที่ 5 นำความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงที่เหลือจากขั้นตอนที่ 3 มาบวกเพิ่มชั่วโมงละ D เมกะวัตต์ทุกชั่วโมง ชั่วโมงละเท่าๆกัน
- ขั้นตอนที่ 6 คำนวณค่าดัชนี LOLE' โดยใช้ COPT ที่ได้จากขั้นตอนที่ 2 และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่รับข้อมูลมาในขั้นตอนที่ 5

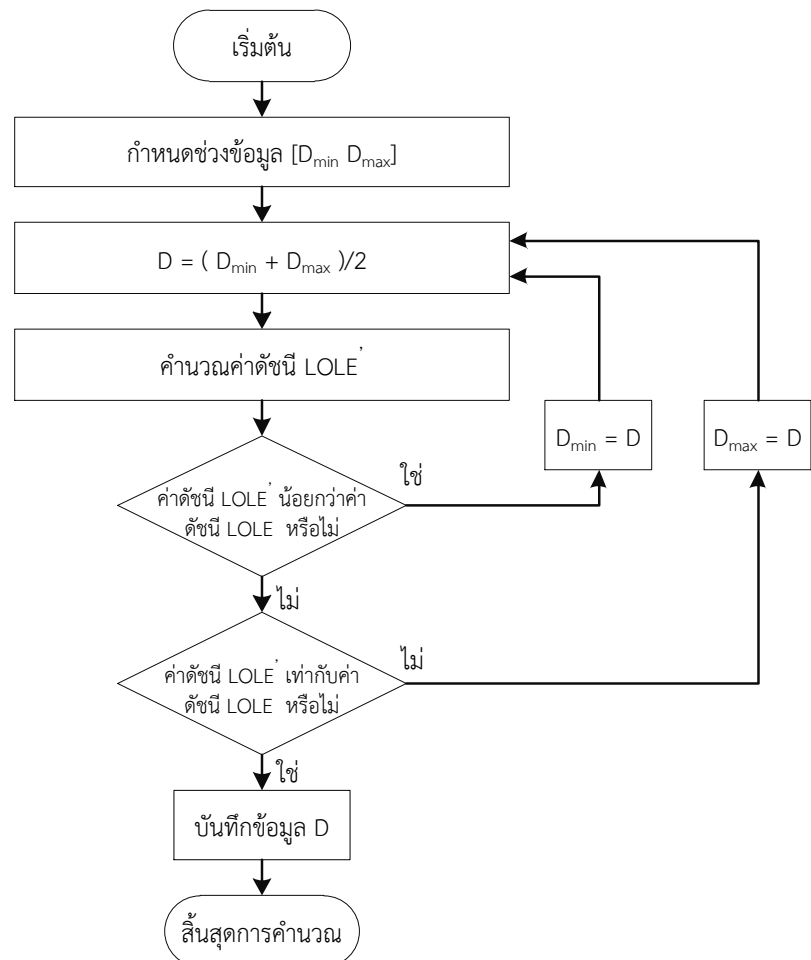
- ขั้นตอนที่ 7 เปรียบเทียบค่าดัชนี LOLE' กับค่าดัชนี LOLE ว่ามีค่าเท่ากันหรือไม่ ถ้ามีค่าเท่ากันให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 8 แต่ถ้าไม่เท่า ให้ทำการปรับขนาด D โดยใช้วิธี Bisection แล้วย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 4
- ขั้นตอนที่ 8 บันทึกข้อมูล D และหยุดการคำนวณ ค่า F ที่ได้เมื่อนำไปคิดเป็นค่าร้อยละเทียบกับกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะได้ค่า ELCC



ภาพที่ 4.9 ขั้นตอนการคำนวณค่า ELCC

ส่วนการคำนวณด้วยวิธี Bisection ในการคำนวณค่า ELCC จะต่างกับตอนคำนวณค่า ECP ขั้นตอนการคำนวณแสดงดังในภาพที่ 4.10 สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 กำหนดช่วงข้อมูล  $[D_{min} \ D_{max}]$  ที่คาดว่าน่าจะมีค่าตอบอยู่ โดยค่า  $D_{max}$  ควรเป็นค่าไม่เกินกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 2 คำนวณค่ากึ่งกลาง (ค่า  $D$ ) โดยนำค่า  $D_{min}$  และ  $D_{max}$  บวกกัน แล้วจัดการสอง จากนั้นจึงนำค่า  $D$  ที่ได้ไปคำนวณหาดัชนี LOLE' ดังที่กล่าวในขั้นตอนก่อนหน้านี้
- ขั้นตอนที่ 3 เปรียบเทียบดัชนี LOLE' กับดัชนี LOLE ว่ามีค่าเท่ากันหรือไม่ ถ้ามีค่าเท่ากันให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 4 แต่ถ้าไม่เท่า โดยที่ดัชนี LOLE' มีค่าน้อยกว่าดัชนี LOLE ให้กำหนด  $D_{min}$  มีค่าเท่ากับ  $D$  แต่ถ้าดัชนี LOLE' มีค่ามากกว่าดัชนี LOLE ให้กำหนด  $D_{max}$  มีค่าเท่ากับ  $D$  แล้วย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 2
- ขั้นตอนที่ 4 บันทึกข้อมูล  $D$  และหยุดการคำนวณ



ภาพที่ 4.10 ขั้นตอน Bisection ในการคำนวณค่า ELCC

### ตัวอย่างการคำนวณ

ระบบไฟฟ้าระบบหนึ่ง มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 100 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ของระบบมีค่าเท่ากับ 0.0542 ในการคำนวณค่า ELCC จะเริ่มด้วยการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมง ชั่วโมงละ 100 เมกะวัตต์ สมมติว่าการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมง ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็น 0.0654 ซึ่งมีค่ามากกว่าค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ดังนั้นจึงต้องปรับการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมงใหม่ โดยใช้วิธี Bisection ซึ่งคำนวณได้ดังนี้

$$D = \frac{D_{\min} + D_{\max}}{2} = \frac{0 + 100}{2} = 50 \text{ เมกะวัตต์}$$

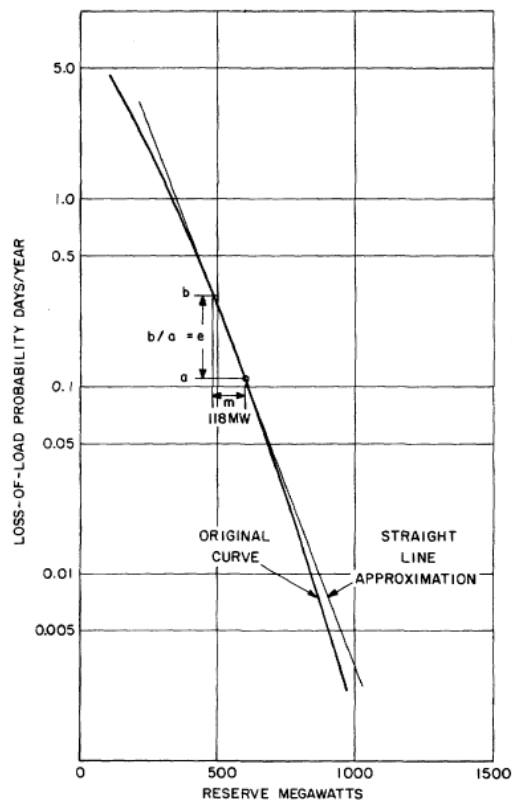
จากการคำนวณด้วยวิธี Bisection จะได้ว่า การเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมงควรมีค่าเท่ากับ 50 เมกะวัตต์ สมมติว่าการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมงขนาด 50 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็น 0.0458 ซึ่งมีค่าน้อยกว่าค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ดังนั้นจึงต้องปรับการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมงใหม่ โดยใช้วิธี Bisection ซึ่งคำนวณได้ดังนี้

$$D = \frac{D_{\min} + D_{\max}}{2} = \frac{50 + 100}{2} = 75 \text{ เมกะวัตต์}$$

จากการคำนวณด้วยวิธี Bisection จะได้ว่า การเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมงควรมีค่าเท่ากับ 75 เมกะวัตต์ สมมติว่าการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทุกชั่วโมงขนาด 75 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE<sub>2</sub> ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็น 0.0542 ซึ่งมีค่าเท่ากับค่าดัชนี LOLE<sub>1</sub> ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า ค่า ELCC ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้จะมีค่าเท่ากับ 75 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 75 ของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั่นเอง

#### 4.4.4 ค่ากำลังผลิตที่ทำได้เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยการประมาณของการ์เวอร์ (GA)

ในปี ค.ศ. 1966 L. L. Garver ได้นำเสนอเทคนิคในการประมาณค่า ELCC [7] โดยทำให้การคำนวณค่า ELCC นั้นลดระยะเวลาลงเมื่อเทียบกับการคำนวณค่า ELCC แบบปกติตั้งในหัวข้อ 4.3 การคำนวณของ Garver นั้นจะอาศัยการประมาณแบบเชิงเส้นของกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองกับค่าดัชนี LOLE ในสเกลเซมิลอการิทึม ดังภาพที่ 4.11



ภาพที่ 4.11 การประมาณค่าดัชนี LOLE โดยการประมาณเชิงเส้นแบบเอกซ์โปเนนเชียล [7]

เมื่อการประมาณความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองกับค่าดัชนี LOLE ในสเกลเซมิลอการิทึมเป็นแบบเชิงเส้นถูกพิจารณาแล้ว สามารถเขียนความสัมพันธ์ดังกล่าวได้ดังสมการที่ (4.2)

$$LOLP_{x_i} = B \cdot \exp\left(\frac{-x_i}{m}\right) \quad (4.2)$$

โดยที่

$B$  คือ ค่าคงที่ใดๆ

$e$  คือ ค่าฐานของลอการิทึมธรรมชาติ (2.71828....)

$x$	คือ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (เมกะวัตต์)
$m$	คือ ค่าคงตัวของระบบ (เมกะวัตต์)
$i$	คือ ลำดับชั่วโมง
$LOLP_{x_i}$	คือ ค่าดัชนี LOLP ของระบบที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง $x$ เมกะวัตต์ ในวันที่ $i$

แต่เนื่องจากค่าดัชนี LOLE ที่ถูกพิจารณานั้นเป็นข้อมูลรายปี ดังนั้นจากสมการที่ (4.2) ซึ่งเป็นข้อมูลรายชั่วโมง จะได้ว่า

$$LOLE_x = \sum_{i=1}^T LOLP_{x_i} = \sum_{i=1}^T B \cdot \exp\left(\frac{-x_i}{m}\right) \quad (4.3)$$

โดยที่

$T$  คือ จำนวนชั่วโมงทั้งหมดที่สนใจ

พิจารณาระบบเดิมจากสมการที่แล้ว แต่มีการเพิ่มกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และมีการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าคงที่ขนาดเท่ากับค่า GA เมกะวัตต์ สามารถเขียนสมการได้ดังนี้

$$LOLE_{x-GA} = \sum_{i=1}^T LOLP_{x_i-GA} = \sum_{i=1}^T B \cdot \exp\left(\frac{-(x_i - GA)}{m}\right) \quad (4.4)$$

จากสมการที่ (4.3) เมื่อหารด้วยสมการที่ (4.4) จะได้ว่า

$$\frac{LOLE_x}{LOLE_{x-GA}} = \frac{\sum_{i=1}^T B \cdot \exp\left(\frac{-x_i}{m}\right)}{\sum_{i=1}^T B \cdot \exp\left(\frac{-(x_i - GA)}{m}\right)} \quad (4.5)$$

เนื่องจาก  $x$  เป็นค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ดังนั้นการเขียนสมการที่ (4.5) ในรูปแบบของค่ากำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ และค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงสามารถแสดงได้ในสมการที่ (4.6)

$$\frac{LOLE_x}{LOLE_{x-GA}} = \frac{\sum_{i=1}^T B \cdot \exp\left(\frac{-(G - L_i)}{m}\right)}{\sum_{i=1}^T B \cdot \exp\left(\frac{-(G - L_i + RE_i - GA)}{m}\right)} \quad (4.6)$$



โดยที่

$G$	คือ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดในระบบ (เมกะวัตต์)
$L_i$	คือ ความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมง (เมกะวัตต์)
$RE_i$	คือ กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายชั่วโมง (เมกะวัตต์)

จากสมการที่ (4.6) สามารถจัดรูปได้ว่า

$$\frac{LOLE_x}{LOLE_{x-GA}} = \frac{\sum_{i=1}^T \exp\left(\frac{L_i}{m}\right)}{\sum_{i=1}^T \exp\left(\frac{L_i - RE_i}{m}\right)} \times \frac{1}{\exp\left(\frac{GA}{m}\right)} \quad (4.7)$$

เนื่องจากหลักการคำนวณค่า GA หรือค่า ELCC ด้วยการประมาณของ Garver จะต้องทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีค่าคงที่ ดังนั้น

$$LOLE_x = LOLE_{x-GA} \quad (4.8)$$

จากสมการที่ (4.7) และ (4.8) สามารถเขียนสมการและจัดรูปใหม่ได้ดังนี้ [6] - [7]

$$\exp\left(\frac{GA}{m}\right) = \frac{\sum_{i=1}^T \exp\left(\frac{L_i}{m}\right)}{\sum_{i=1}^T \exp\left(\frac{L_i - RE_i}{m}\right)} \quad (4.9)$$

$$\therefore GA = m \cdot \ln \left( \frac{\sum_{i=1}^T \exp\left(\frac{L_i}{m}\right)}{\sum_{i=1}^T \exp\left(\frac{L_i - RE_i}{m}\right)} \right) \quad (4.10)$$

จากสมการที่ (4.10) เป็นสมการสำหรับคำนวณค่า GA หรือค่า ELCC ด้วยวิธีของ Garver จะเห็นได้ว่า การคำนวณนี้อาศัยเพียงข้อมูลความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมง ข้อมูลกำลังกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายชั่วโมง ไม่มีการคำนวณค่าดัชนี LOLE ใดๆ จึงทำให้วิธีนี้เป็นวิธีที่ช่วยลดระยะเวลาในการคำนวณเป็นอย่างมาก สำหรับการกำหนดค่า  $m$  มักจะกำหนดให้มีค่าเป็นร้อยละ 3 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [38]

### ตัวอย่างการคำนวณ

ระบบไฟฟ้าระบบหนึ่ง มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 100 เมกะวัตต์ ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์รายชั่วโมง แสดงดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลในตัวอย่างการคำนวณค่า Garver

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5
ความต้องการใช้ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	150	200	170	85	240
กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	0	50	80	75	60

จากตารางที่ 4.3 จะพบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีค่าเท่ากับ 240 เมกะวัตต์ ดังนั้นค่า  $m$  จึงมีค่าเท่ากับร้อยละ 3 ของ 240 เมกะวัตต์ หรือเท่ากับ 7.2 เมกะวัตต์ การคำนวณค่า Garver สามารถคำนวณได้ดังนี้

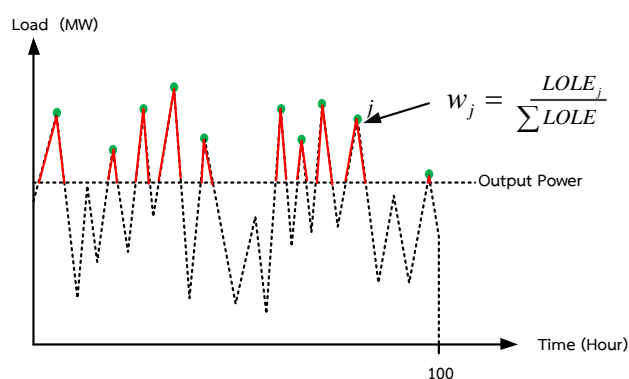
$$GA = (7.2) \times \ln \left( \frac{\exp\left(\frac{150}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{200}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{170}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{85}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{240}{7.2}\right)}{\exp\left(\frac{150-0}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{200-50}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{170-80}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{85-75}{7.2}\right) + \exp\left(\frac{240-60}{7.2}\right)} \right)$$

$$GA = 59.8083 \text{ เมกะวัตต์}$$

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าค่า Garver ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้จะมีค่าเท่ากับ 59.81 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 59.81 ของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั่นเอง

#### 4.4.5 ค่าประกอบกำลังผลิตโดยการประมาณ (CFb)

ค่าประกอบกำลังผลิตโดยการประมาณ (CFb) เป็นเทคนิคในการประมาณค่ากำลังผลิตที่ทำได้แบบ การคำนวณค่า CFb จะไม่เหมือนกับการคำนวณค่า PF เนื่องจากการคำนวณค่า CFb ในเทคนิคนี้จะพิจารณาชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมดร้อยละ 10 [9] ของจำนวนของความ ต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด แล้วมีการแบ่งน้ำหนักค่า LOLP ในแต่ละชั่วโมง การคำนวณสามารถแสดงได้ ดังภาพที่ 4.12 และสมการที่ (4.11) [6]



ภาพที่ 4.12 การคำนวณค่า CFb

$$w_j = \frac{LOLP_j}{\sum_{i=1}^T LOLP_i} \quad (4.11)$$

โดยที่

- $j$  คือ ชั่วโมงใดๆในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมดร้อยละ 10 ของจำนวนของความ ต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด
- $T$  คือ จำนวนชั่วโมงของความ ต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (ชั่วโมง)
- $i$  คือ ชั่วโมงใดๆ ใน  $T$
- $w_j$  คือ ค่าถ่วงน้ำหนักในแต่ละชั่วโมงที่  $j$

หลังจากที่สามารถคำนวณค่าถ่วงน้ำหนักได้แล้ว การคำนวณค่า CFb สมการคำนวณได้โดย ใช้สมการที่ (4.12) [6]

$$CFb = \sum_{j=1}^{T'} w_j \cdot RE_j \quad (4.12)$$

โดยที่

- $T'$  คือ จำนวนชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งหมดร้อยละ 10 ของ จำนวนของความ ต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

$RE_j$  คือ กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ชั่วโมงที่  $j$   
(เมกะวัตต์)

### ตัวอย่างการคำนวณ

ระบบไฟฟ้าระบบหนึ่ง มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 100 เมกะวัตต์ ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดร้อยละ 10 ข้อมูลแรกจากข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 50 ข้อมูล ค่าดัชนี  $LOLP_j$  และกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์รายชั่วโมง แสดงดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 4.4 ข้อมูลในตัวอย่างการคำนวณค่า CFb

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5
ความต้องการใช้ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	150	200	170	85	240
ค่าดัชนี $LOLE_j$	0.0004	0.0008	0.0005	0.0007	0.0012
กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	0	50	80	75	60

สมมติว่าค่าดัชนี  $LOLE$  ของระบบที่พิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 50 ชั่วโมง มีค่าเท่ากับ 0.0048 การคำนวณค่า CFb จะเริ่มต้นด้วยการคำนวณค่าค่าถ่วงน้ำหนักในแต่ละชั่วโมง โดยคำนวณดังนี้

$$w_1 = \frac{0.0004}{0.0048} = 0.083 \quad w_3 = \frac{0.0005}{0.0048} = 0.104 \quad w_5 = \frac{0.0012}{0.0048} = 0.25$$

$$w_2 = \frac{0.0008}{0.0048} = 0.167 \quad w_4 = \frac{0.0007}{0.0048} = 0.146$$

ดังนั้น ค่า CFb สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$CFb = (0.083 \times 0) + (0.167 \times 50) + (0.104 \times 80) + (0.146 \times 75) + (0.25 \times 60)$$

$$CFb = 42.604 \text{ เมกะวัตต์}$$

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าค่า Garver ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้จะมีค่าเท่ากับ 42.60 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 42.60 ของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั่นเอง  
จากการคำนวณค่าประกอบกำลังผลิต และค่ากำลังผลิตพึงได้ทั้ง 4 วิธี ดังกล่าวข้างต้นสามารถสรุปลักษณะการคำนวณของแต่ละวิธีได้ดังตารางที่ 4.5

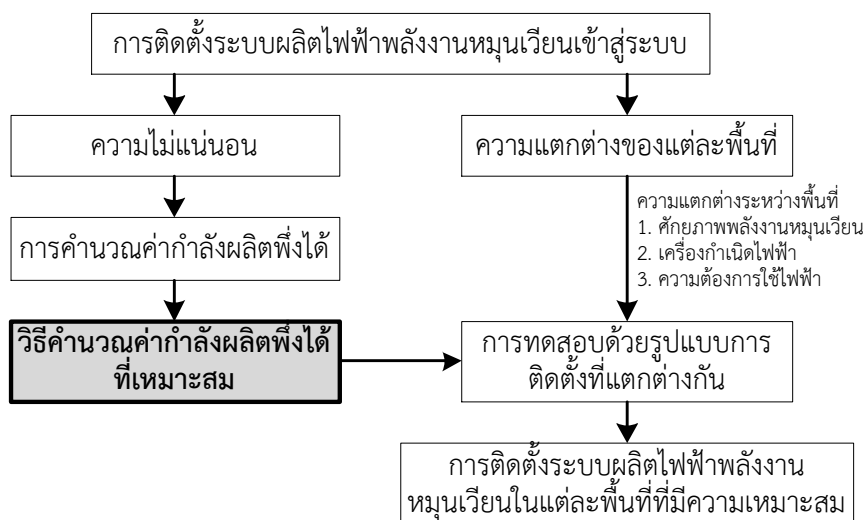
ตารางที่ 4.5 สรุปวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้

วิธี	ชนิด	ภาระการคำนวณ	ข้อมูลที่ต้องใช้	ผลลัพธ์
PF	-	ต่ำ	- กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบรายชั่วโมง	ค่าตัวประกอบการ เดินเครื่องของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน
ECP	Reliability- based methods	สูง	- ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง - ขนาดและค่า FOR ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า - กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบรายชั่วโมง	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ เทียบกับขนาด ของเครื่องกำเนิด ไฟฟ้า
ELCC	Reliability- based methods	สูง	- ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง - ขนาดและค่า FOR ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า - กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบรายชั่วโมง	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ เทียบกับความ ต้องการใช้ไฟฟ้าที่ สามารถเพิ่มขึ้นได้ ในระบบ
GA	Approximation methods	ต่ำ	- ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง - กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบรายชั่วโมง	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ เทียบกับความ ต้องการใช้ไฟฟ้าที่ สามารถเพิ่มขึ้นได้ ในระบบ
CFb	Approximation methods	ต่ำ	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดราย ชั่วโมงจำนวนร้อยละ 10 แรกของ ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าราย ชั่วโมงทั้งหมด - ขนาดและค่า FOR ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า - กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนแบบรายชั่วโมง	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ เทียบกับ กำลังไฟฟ้าที่ สามารถผลิตได้เมื่อ พิจารณาช่วงเวลาที่มี มีความต้องการใช้ ไฟฟ้าสูง

## บทที่ 5

### การประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้า

เนื่องจากค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นค่าที่ไม่แน่นอน ไม่สามารถคาดเดาได้ และยากต่อการนำไปวางแผนระบบไฟฟ้าในอนาคต ดังนั้นความไม่แน่นอนดังกล่าวจะถูกนำเสนออยู่ในรูปของค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่ได้มีการอธิบายถึงความหมาย วิธีการคำนวณในบทที่ 4 อย่างไรก็ตาม เนื่องจากวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้มีหลากหลายวิธี ดังนั้นการประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าจึงเป็นเรื่องสำคัญ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะวัดความเหมาะสมด้วยผลลัพธ์ของค่าใช้จ่ายรวมที่คำนวณได้จากการวางแผนการติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในช่วงระยะเวลาที่สนใจ ซึ่งในการวางแผนจะมีการจำลองการเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้า และมีการกำหนดระดับของค่าความเชื่อถือได้ด้วยค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE เพื่อเป็นมาตรฐานในการพิจารณาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบในแต่ละปี เมื่อการคำนวณและการวิเคราะห์ในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดำเนินจนครบปีที่กำหนด วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมน้อยที่สุดจะเป็นวิธีที่ถูกเลือกไปใช้ในการประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ต่อไปในบทที่ 6 โดยขั้นตอนในบทนี้ที่เป็นส่วนหนึ่งของขั้นตอนการวิเคราะห์ทั้งหมดในวิทยานิพนธ์ แสดงในกรอบที่มีการแรเงาดังภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในบทที่ 5 เทียบกับการวิเคราะห์ทั้งหมดในวิทยานิพนธ์

การประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าเริ่มต้นด้วย (1) หลักการที่ใช้ในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า โดยหลักการดังกล่าวจะแสดงให้เห็นถึงความเชื่อมโยงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และ (2) การศึกษาผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในระบบไฟฟ้า การศึกษาในหัวข้อนี้จะทดสอบวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่

แตกต่างกันร่วมกับแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า และแสดงการคำนวณค่าใช้จ่ายของแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า การทดสอบดังกล่าวจะถูกใช้ในการประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าต่อไป

## 5.1 หลักการที่ใช้ในการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า

การพิจารณากำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะไม่ใช้การพิจารณาเช่นเดียวกับกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำที่อาศัยหลักการ Peak shaving หรือพิจารณาเช่นเดียวกับกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาที่อาศัย COPT ในการคำนวณความน่าจะเป็นของแต่ละสถานการณ์ผลิต ดังที่กล่าวในเนื้อหาบทที่ 3 เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นไม่สามารถคาดเดาค่ากำลังไฟฟ้าได้อย่างแม่นยำ และเป็นพลังงานที่มีข้อจำกัดเรื่องเวลาและสภาพอากาศ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาว่ากำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นสามารถนำมาจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้โดยตรง ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่เหลือจากการหักลบนั้นจะถูกพิจารณาเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบเพื่อใช้ในการคำนวณต่อไป การคำนวณแสดงดังสมการที่ 5.1

$$L'_{i,j} = L_{i,j} - RE_{i,j} \quad (5.1)$$

โดยที่

$L'_{i,j}$	คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงหลังจากการหักลบกับกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ชั่วโมงที่ $i$ ปีที่ $j$ (เมกะวัตต์)
$L_{i,j}$	คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงก่อนการหักลบกับกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ชั่วโมงที่ $i$ ปีที่ $j$ (เมกะวัตต์)
$RE_{i,j}$	คือ กำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ชั่วโมงที่ $i$ ปีที่ $j$ (เมกะวัตต์)
$i$	คือ ลำดับชั่วโมงในปีที่ $j$

ผลกระทบที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อระบบไฟฟ้าอีกอย่างหนึ่งคือ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จากวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ทั้ง 5 วิธีในบทที่ 4 ค่ากำลังผลิตพึงได้ดังกล่าวจะถูกใช้ในการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จากสมการที่ (3.18) ในบทที่ 3 ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะถูกเปลี่ยนเป็นการคำนวณด้วยสมการดังต่อไปนี้

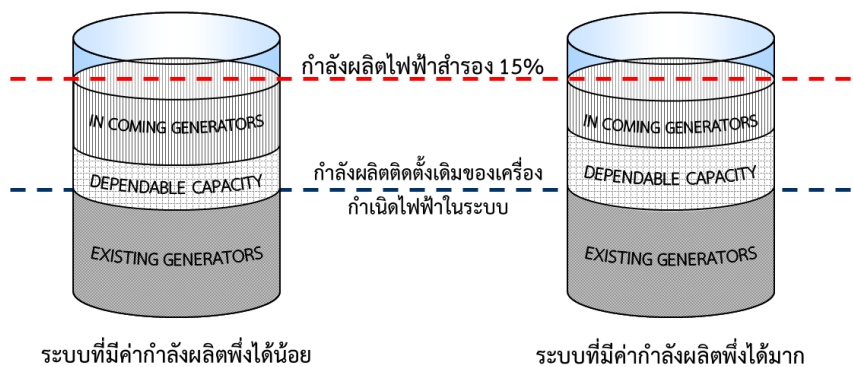
$$RM = \frac{(InstalledCapacity + CC) - PeakLoad}{PeakLoad} \times 100 \quad (5.2)$$

โดยที่

CC	คือ ผลรวมของค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบ (เมกะวัตต์)
----	--

## 5.2 การศึกษาผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในระบบไฟฟ้า

เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักมีแนวโน้มที่สูงขึ้น ด้วยเหตุผลของความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตได้ การประเมินค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนจึงมีความสำคัญเพราะเป็นการแสดงให้เห็นว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นฟิ่งพาได้มากน้อยเพียงใด โดยค่ากำลังผลิตฟิ่งได้จะมีผลต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของระบบ ซึ่งจะส่งผลกับความเชื่อถือได้และการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมของระบบไฟฟ้า กล่าวคือ ถ้าค่ากำลังผลิตฟิ่งได้มีค่ามาก นั้นหมายความว่าแผนการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในอนาคตในระบบไฟฟ้าจะมีค่าน้อยกว่าเมื่อเทียบกับค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่มีค่าน้อย เมื่อพิจารณาเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ดังภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 การเปรียบเทียบระหว่างระบบที่มีค่ากำลังผลิตฟิ่งได้น้อยและมาก

### 5.2.1 ขั้นตอนการทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในระบบไฟฟ้า

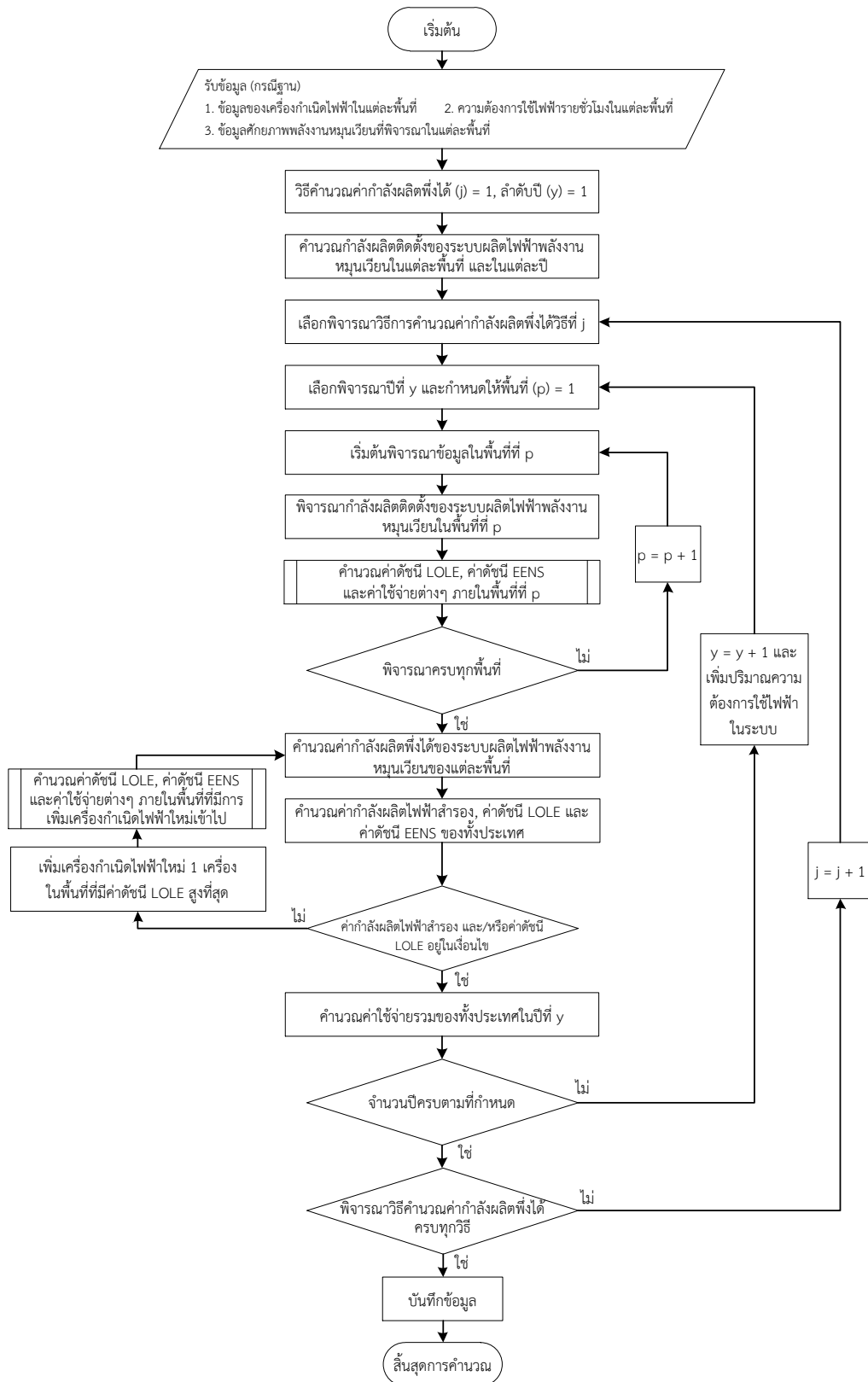
จากเนื้อหาข้างต้น จะเห็นได้ว่าความแตกต่างของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ทำให้ค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่ต่างกัน มีแนวโน้มที่จะส่งผลกระทบต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบเพื่อรักษาระดับของความเชื่อถือได้ของระบบ ดังนั้นเนื้อหาในส่วนนี้จะทำการทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่ต่างกัน ซึ่งผลกระทบต่างๆจะสะท้อนออกมาในรูปแบบของค่าใช้จ่ายรวมในช่วงตลอดของระยะเวลาของแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในระบบไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย การรวบรวมข้อมูลในการทดสอบ การกำหนดรูปแบบแผนในการทดสอบ ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การคำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆ และการคำนวณปริมาณโรงไฟฟ้าที่ต้องมีการติดตั้งเพิ่มเติม เพื่อรักษาค่าดัชนีของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ ซึ่งการทดสอบจะแบ่งเกณฑ์ของค่าดัชนีออกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ (1) เกณฑ์ที่พิจารณาเฉพาะค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และ (2) เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE โดยการทดสอบทั้งสองกลุ่มสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5.3 ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้



- ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในแต่ละพื้นที่ ซึ่งประกอบไปด้วยความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิโดยรอบรายชั่วโมง รวมไปถึงความเร็วลมและความสูงที่กักเก็บลมติดตั้ง รวมทั้งหมด 1 ปี โดยกำหนดข้อมูลต่างๆ เหล่านี้เป็นกรณีฐาน
- ขั้นตอนที่ 2 กำหนดให้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่  $(j)$  มีค่าเท่ากับ 1 และลำดับปีที่ใช้ในการคำนวณ  $(y)$  มีค่าเท่ากับ 1
- ขั้นตอนที่ 3 คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี
- ขั้นตอนที่ 4 พิจารณาวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่  $(j)$  ได้วิธีที่  $j$
- ขั้นตอนที่ 5 พิจารณาลำดับปีที่ใช้ในการคำนวณปีที่  $y$  และกำหนดให้พื้นที่ที่พิจารณา  $(p)$  มีค่าเท่ากับ 1
- ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 7 พิจารณากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 8 คำนวณค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 9 พิจารณาครบทุกพื้นที่แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบทุกพื้นที่แล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 10 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบทุกพื้นที่ ให้กำหนดค่า  $p$  เท่ากับ  $p + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 6
- ขั้นตอนที่ 10 คำนวณค่ากำลังผลิตที่  $(j)$  ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ โดยในการคำนวณจะใช้ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ควบคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้ารวมของทั้งประเทศ
- ขั้นตอนที่ 11 คำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของทั้งประเทศ
- ขั้นตอนที่ 12 ประเมินค่าดัชนีของระบบที่กำหนดไว้ (ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและ/หรือค่าดัชนี LOLE) ว่าอยู่ในเงื่อนไขหรือไม่ ถ้าค่าดังกล่าวอยู่ในเงื่อนไขให้ข้ามไปทำขั้นตอนที่ 15 แต่ถ้าค่าดังกล่าวไม่อยู่ในเงื่อนไขให้ทำขั้นตอนที่ 13 ต่อไป
- ขั้นตอนที่ 13 เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่อง ในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

- ขั้นตอนที่ 14 คำนวณค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าไป จากนั้นย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 10
- ขั้นตอนที่ 15 คำนวณค่าใช้จ่ายรวมของทั้งประเทศ ในปีที่  $y$
- ขั้นตอนที่ 16 ประเมินว่าจำนวนปีครบตามที่กำหนดหรือไม่ ถ้าครบทุกปีแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 17 ต่อไป แต่ถ้าไม่ครบไม่ครบทุกปี ให้กำหนดค่า  $y$  เท่ากับ  $y + 1$  และเพิ่มปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 17 ประเมินว่าค่านวณค่ากำลังผลิตพึงได้ครบทุกวิธีแล้วหรือไม่ ถ้าครบทุกวิธีแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 18 ต่อไป แต่ถ้าไม่ครบทุกวิธี ให้กำหนดค่า  $j$  เท่ากับ  $j + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 4
- ขั้นตอนที่ 18 บันทึกข้อมูลและสิ้นสุดการคำนวณ

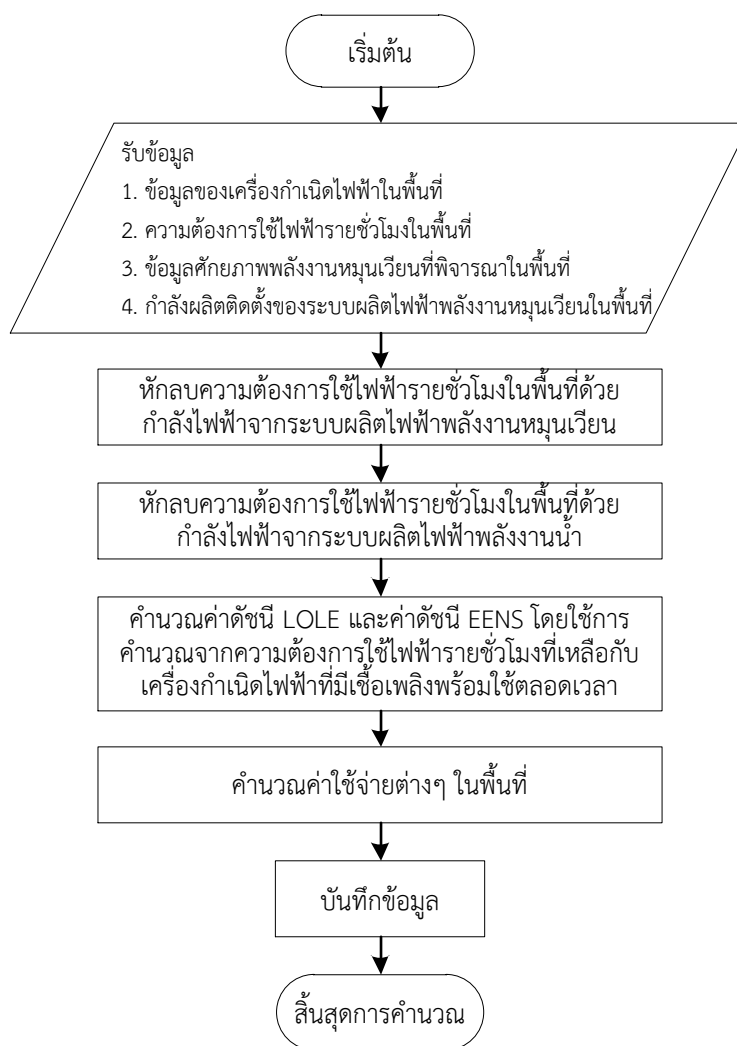


ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

## 5.2.2 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของแต่ละพื้นที่

จากขั้นตอนการทดสอบในหัวข้อที่ 5.2.1 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของแต่ละพื้นที่ในขั้นตอนที่ 8 และในขั้นตอนที่ 14 ของภาพที่ 5.3 นั้นสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5.4 ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

- |              |   |
|--------------|---|
| ขั้นตอนที่ 1 | รับข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และข้อมูลของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่ที่พิจารณา |
| ขั้นตอนที่ 2 | หักลบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วยกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่พิจารณา   |
| ขั้นตอนที่ 3 | หักลบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วยกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำในพื้นที่ที่พิจารณา   |
| ขั้นตอนที่ 4 | คำนวณค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS โดยใช้การคำนวณจากความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่เหลือกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาในพื้นที่ที่พิจารณา             |
| ขั้นตอนที่ 5 | คำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่พิจารณา   |
| ขั้นตอนที่ 6 | บันทึกข้อมูลและสิ้นสุดการคำนวณ  |



ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของแต่ละพื้นที่

### 5.2.3 การคำนวณค่าใช้จ่ายของแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในแต่ละแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนถือว่าเป็นสิ่งสำคัญที่ใช้ในการประเมินวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้า จากขั้นตอนที่ 4 จากการทดสอบในหัวข้อที่ 5.2.2 ค่าใช้จ่ายที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 3 รายการ ซึ่งประกอบไปด้วย

- 1) ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (Production cost)
- 2) ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง (Outage cost)
- 3) ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment cost)

### 5.2.3.1 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าอาจจะอยู่ในรูปแบบของค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Fuel cost) ซึ่งได้แก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา หรือในรูปแบบของค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้า (Energy cost) ซึ่งได้แก่ การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ และพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP และ VSPP

สำหรับการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า สิ่งสำคัญในการคำนวณอันดับแรกคือ การคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสามารถผลิตได้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำแนกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม โดยจำแนกตามลักษณะการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน จากนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจะถูกกำหนดลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทุกชนิด พลังงานไฟฟ้าจากการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำจ่ายพลังงานไฟฟ้าก่อน เนื่องจากผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้จะถูกนำไปหักลบกับแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยตรง และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลือจากการหักลบจะถูกจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา โดยมีการคำนึงถึงลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามต้นทุนการผลิตจากค่าต่ำที่สุดไปยังค่าสูงที่สุด (Merit order) โดยจะไม่พิจารณาค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ รายละเอียดในการคำนวณพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

- 1) กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ

ค่าพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มนี้จะคำนวณจากค่า PF ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสามารถผลิตได้ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.3

$$E_{Total} = \frac{InstallCapacity \times PF \times 8760}{100} \quad (5.3)$$

โดยที่

$E_{Total}$  คือ พลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ใน 1 ปี (เมกะวัตต์ ชั่วโมง)

- 2) กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา

การคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในกลุ่มนี้สามารถผลิตได้จะอาศัยการพิจารณาค่าดัชนี EENS ของระบบไฟฟ้า โดยเริ่มต้นนั้นความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบก่อนมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้เข้าไป ( $EENS_0$ ) จะถูกคำนวณ หลังจากนั้นจะเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลำดับโดยเรียงจากค่าการจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามต้นทุนการผลิตจากค่าต่ำที่สุดไปยังค่าสูงที่สุด (Merit order) โดยเพิ่มเข้าไปทีละเครื่องแล้วคำนวณค่านวนหาค่าดัชนี EENS ของระบบไฟฟ้าที่เหลือจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มเข้าไปทีละเครื่อง จากนั้นเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไปเรื่อยๆจนครบจำนวน ผลลัพธ์ที่ได้จะแสดงข้อมูลของลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไปและค่าดัชนี EENS ในแต่ละครั้ง ตัวอย่างผลลัพธ์สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ตัวอย่างลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและค่าดัชนี EENS ในการคำนวณพลังงานไฟฟ้าของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลา

ลำดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
0	EENS <sub>0</sub>
1	EENS <sub>1</sub>
2	EENS <sub>2</sub>
n	EENS <sub>n</sub>

จากตารางที่ 5.1 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสามารถผลิตได้คือค่าดัชนี EENS ที่ลดลงหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้างกล่าวเข้าสู่ระบบ การคำนวณแสดงดังสมการที่ 5.4

$$E_n = EENS_{n-1} - EENS_n \quad (5.4)$$

โดยที่

$E_n$  คือ พลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่  $n$  สามารถผลิตได้ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

$EENS_{n-1}$  คือ ค่า EENS ของระบบก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่  $n$  (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

$EENS_n$  คือ ค่า EENS ของระบบก่อนหลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่  $n$  (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

### 5.2.3.2 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง

ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องจะคำนวณจากค่า EENS ของระบบไฟฟ้า โดยจะทำการคูณค่าดัชนี EENS ซึ่งมีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ชั่วโมง ด้วยค่าเสียหายเนื่องจากเกิดเหตุไฟดับ ซึ่งมีหน่วยเป็น ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง

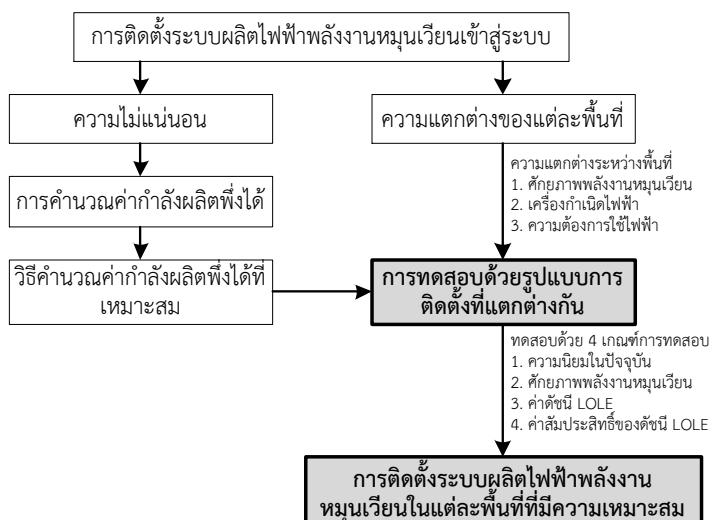
### 5.2.3.3 ค่าลงทุนก่อสร้าง

สำหรับค่าลงทุนก่อสร้างที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประกอบไปด้วย (1) ค่าลงทุนอันเนื่องมาจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในช่วงระยะเวลาของการวางแผน และ (2) ค่าลงทุนอันเนื่องมาจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในช่วงระยะเวลาของการวางแผน

## บทที่ 6

### การประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น สิ่งสำคัญอย่างหนึ่งที่ละเลยการพิจารณาไม่ได้คือ ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนที่มีความแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ดีไม่ใช่เพียงแค่การพิจารณาการติดตั้งในพื้นที่ที่มีศักยภาพของแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูงเท่านั้น แต่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ดีควรมีการพิจารณาถึงรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา ยกตัวอย่างเช่น เมื่อระบบไฟฟ้าระบบหนึ่งประกอบไปด้วยพื้นที่ที่มีความแตกต่างกันในด้านศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 4 พื้นที่ ถ้าความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงในช่วงเช้า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจจะติดตั้งในพื้นที่ที่ให้กำลังผลิตไฟฟ้าสูงในช่วงเช้า แม้ว่าอาจจะไม่ใช่พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูงสุดก็ตาม เนื้อหาในบทนี้จะแสดงการประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้เป็นแนวทางในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อไป โดยขั้นตอนในบทนี้ที่เป็นส่วนหนึ่งของขั้นตอนการวิเคราะห์ทั้งหมดในวิทยานิพนธ์ แสดงในกรอบที่มีการแรเงาดังภาพที่ 6.1



ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในบทที่ 6 เทียบกับการวิเคราะห์ทั้งหมดในวิทยานิพนธ์

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รูปแบบการพิจารณาพื้นที่สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบ่งออกเป็น 4 รูปแบบการติดตั้ง ได้แก่

- 1) การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน
- 2) การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่
- 3) การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด
- 4) การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



## 6.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน

การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบันเป็นแนวคิดที่แสดงถึงความนิยมของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และความนิยมดังกล่าวมีแนวโน้มที่จะมีรูปแบบเดิมต่อเนื่องไปในอนาคต ความนิยมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันดังแสดงในตารางที่ 2.5 แสดงให้เห็นว่าในแต่ละภาคของประเทศไทยมีกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน ยกตัวอย่างเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีความนิยมในการติดตั้งมากที่สุดในภาคกลาง ในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมจะไม่ได้รับความนิยมในการติดตั้งในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือ ดังนั้นการทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีจะทำการแบ่งอัตราส่วนการติดตั้ง ให้มีอัตราส่วนในแต่ละพื้นที่ที่เท่ากับความนิยมในการติดตั้งในปัจจุบัน ขั้นตอนการคำนวณจะเป็นรูปแบบเดียวกับภาพที่ 5.2 โดยใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบ ซึ่งการติดตั้งตามความนิยมในปัจจุบัน จะแสดงอยู่ในรูปแบบของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของแต่ละพื้นที่ในขั้นตอนที่ 3

## 6.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

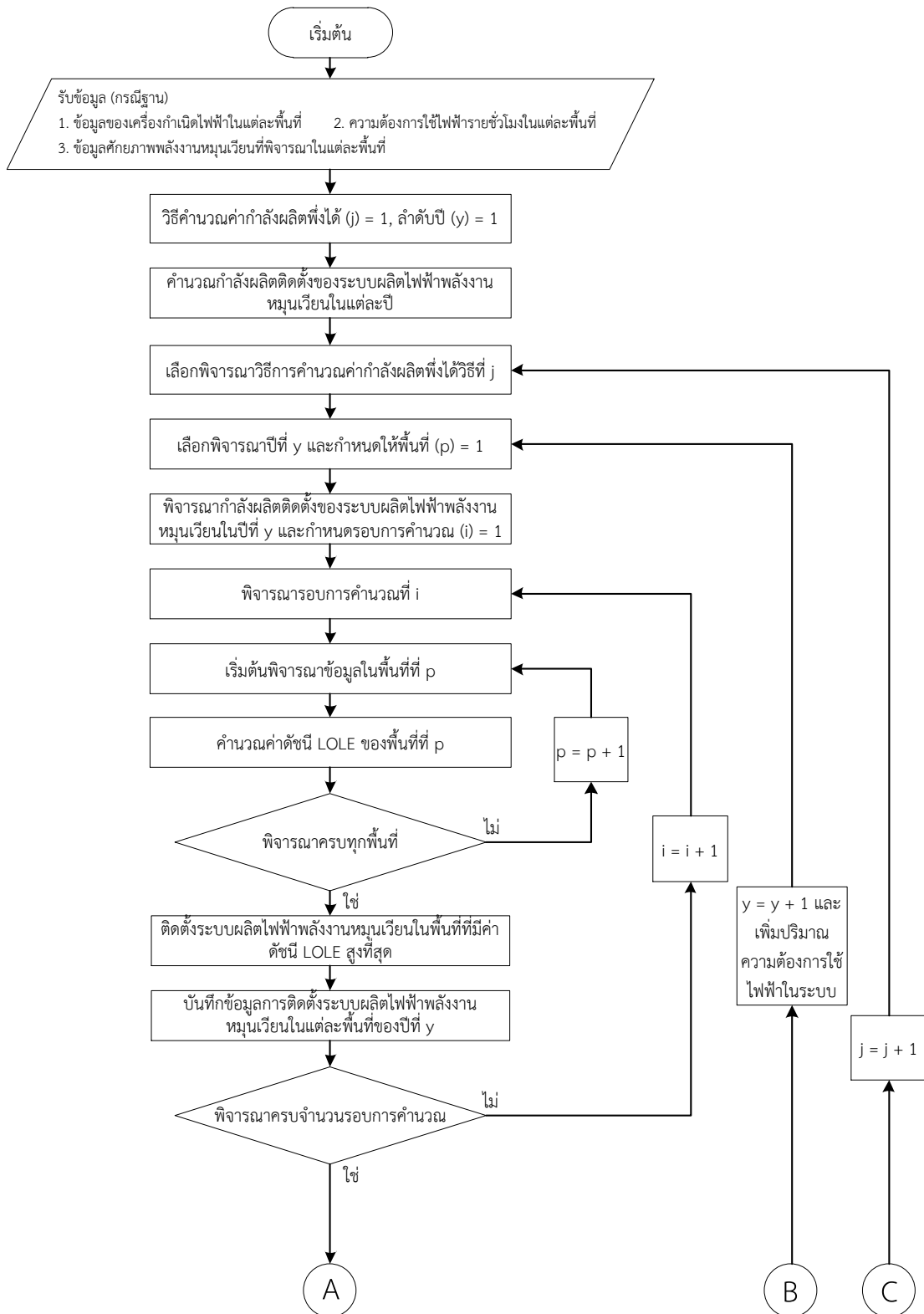
การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่แสดงถึงหลักการอย่างง่ายของการเลือกติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน กล่าวคือ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนสูง แนวโน้มของค่ากำลังไฟฟ้าขาออกของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ดังกล่าวจะมีค่าที่สูง ดังนั้นจะเห็นได้อย่างชัดเจนว่ารูปแบบการติดตั้งนี้จะพิจารณาเฉพาะศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น ไม่ได้มีการพิจารณาถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบแต่อย่างใด ยกตัวอย่างข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิโดยรอบรายชั่วโมงที่ได้รับการอนุเคราะห์ข้อมูลจริงจากกรมอุตุนิยมวิทยา [39] พบว่าพื้นที่ในภาคใต้มีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูงที่สุด ดังนั้นการทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละปีจะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดในพื้นที่ภาคใต้ ขั้นตอนการคำนวณของรูปแบบการติดตั้งในหัวข้อนี้จะคล้ายคลึงกับขั้นตอนของรูปแบบการติดตั้งในข้อ 6.1 แต่แตกต่างกันที่รูปแบบของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของแต่ละพื้นที่ในขั้นตอนที่ 3 นั้นจะเป็นการติดตั้งเฉพาะในบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนสูงเท่านั้น

## 6.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

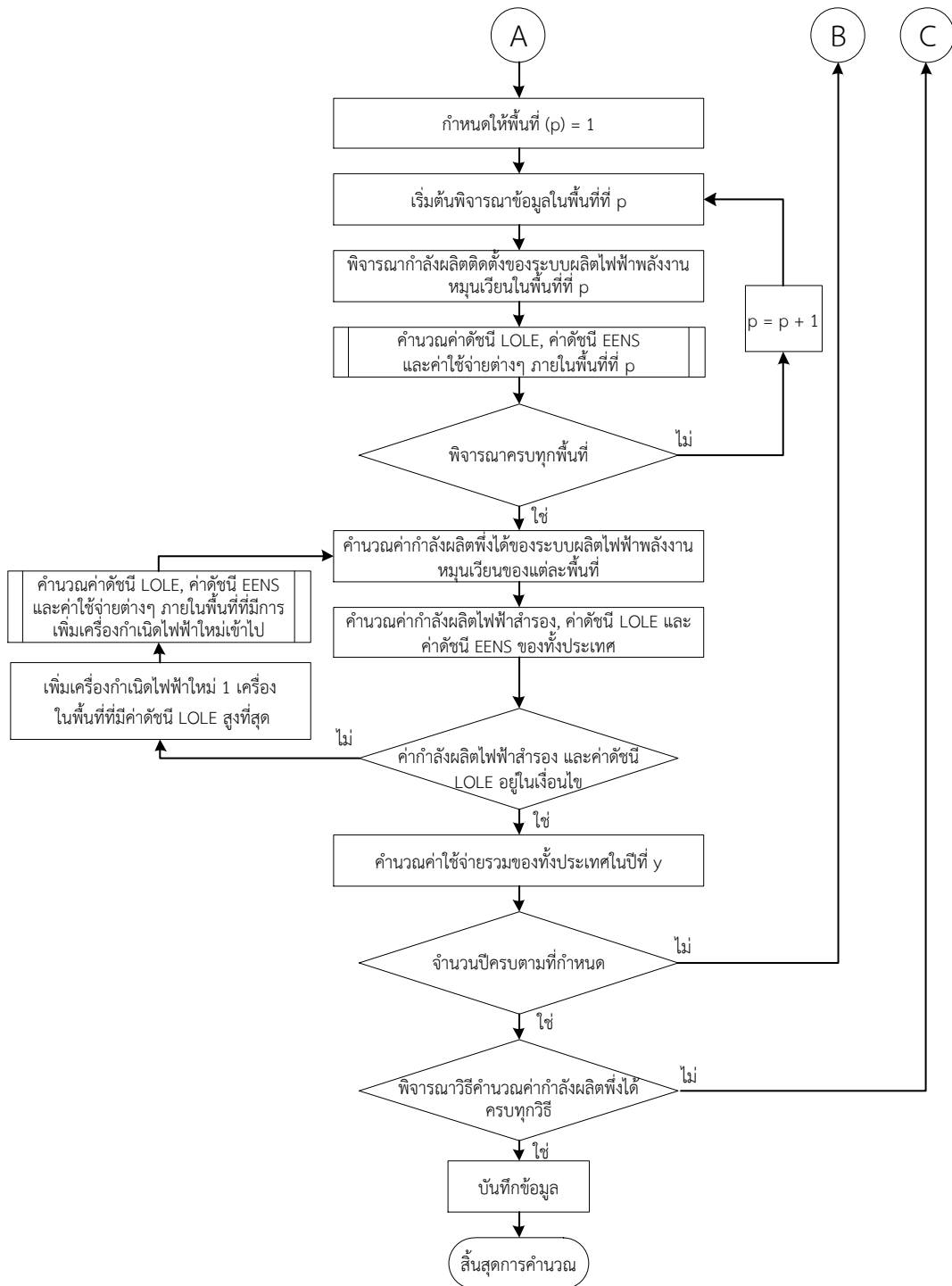
การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดจะเป็นการสะท้อนว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีนั้นควรจะติดตั้งในพื้นที่ที่เสี่ยงต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสูงที่สุดก่อน ซึ่งเป็นการช่วยลดความเสี่ยงของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในพื้นที่ที่มีความเสี่ยงมากที่สุด ยกตัวอย่างเช่น สมมติระบบผลิตไฟฟ้าถูกแบ่งออกเป็น 4 พื้นที่ ถ้าก่อนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พื้นที่ที่สามมีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะถูกติดตั้งในพื้นที่ที่สาม ขั้นตอนการพิจารณาพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการติดตั้งนี้สามารถแสดงได้ในภาพที่ 6.2 ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในแต่ละพื้นที่ ซึ่งประกอบไปด้วยความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิโดยรอบรายชั่วโมง รวมไปถึงความเร็วลมและความสูงที่กักเก็บลมติดตั้ง รวมทั้งหมด 1 ปี โดยกำหนดข้อมูลต่างๆ เหล่านี้เป็นกรณีฐาน
- ขั้นตอนที่ 2 กำหนดให้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ชันได้ (j) มีค่าเท่ากับ 1, ลำดับปีที่ใช้ในการคำนวณ (y) มีค่าเท่ากับ 1
- ขั้นตอนที่ 3 คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปี
- ขั้นตอนที่ 4 พิจารณาวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ชันได้วิธีที่ j
- ขั้นตอนที่ 5 พิจารณาลำดับปีที่ใช้ในการคำนวณปีที่ y และกำหนดให้พื้นที่ที่พิจารณา (p) มีค่าเท่ากับ 1
- ขั้นตอนที่ 6 พิจารณากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 3 โดยพิจารณาในปีที่ y และกำหนดรอบการคำนวณ (i) เท่ากับ 1 โดยจำนวนรอบการคำนวณจะเป็นค่าที่ชี้ถึงการแบ่งสัดส่วนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภายในปีที่ y
- ขั้นตอนที่ 7 พิจารณารอบการคำนวณที่ i
- ขั้นตอนที่ 8 พิจารณาข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่ p
- ขั้นตอนที่ 9 คำนวณค่าดัชนี LOLE ภายในพื้นที่ ซึ่งยังไม่มีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 10 พิจารณาครบทุกพื้นที่แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบทุกพื้นที่แล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 11 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบทุกพื้นที่ ให้กำหนดค่า p เท่ากับ p + 1 แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 8
- ขั้นตอนที่ 11 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด โดยพิจารณาจากค่าดัชนี LOLE ของแต่ละพื้นที่ที่คำนวณได้ในขั้นตอนที่ 9
- ขั้นตอนที่ 12 บันทึกข้อมูลการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ของปีที่ y
- ขั้นตอนที่ 13 พิจารณาว่าการคำนวณครบจำนวนรอบการคำนวณที่กำหนดไว้แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 14 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบจำนวนรอบการคำนวณ ให้กำหนดค่า i เท่ากับ i + 1 แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 7

- ขั้นตอนที่ 14 กำหนดให้พื้นที่ที่พิจารณา ( $p$ ) มีค่าเท่ากับ 1
- ขั้นตอนที่ 15 พิจารณาข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียน ในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 16 พิจารณากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปีที่  $y$  ในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 17 คำนวณค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 18 พิจารณาครบทุกพื้นที่แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบทุกพื้นที่แล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 19 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบทุกพื้นที่ ให้กำหนดค่า  $p$  เท่ากับ  $p + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 15
- ขั้นตอนที่ 19 คำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ โดยในการคำนวณจะใช้ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ควบคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้ารวมของทั้งประเทศ
- ขั้นตอนที่ 20 คำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของทั้งประเทศ
- ขั้นตอนที่ 21 ประเมินค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ว่าอยู่ในเงื่อนไขหรือไม่ ถ้าค่าดังกล่าวอยู่ในเงื่อนไขให้ข้ามไปทำขั้นตอนที่ 24 แต่ถ้าค่าดังกล่าวไม่อยู่ในเงื่อนไขให้ทำขั้นตอนที่ 22 ต่อไป
- ขั้นตอนที่ 22 เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่อง ในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด
- ขั้นตอนที่ 23 คำนวณค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าไป จากนั้นย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 9
- ขั้นตอนที่ 24 คำนวณค่าใช้จ่ายรวมของทั้งประเทศ ในปีที่  $y$
- ขั้นตอนที่ 25 ประเมินว่าจำนวนปีครบตามที่กำหนดหรือไม่ ถ้าครบทุกปีแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 26 ต่อไป แต่ถ้าไม่ครบไม่ครบทุกปี ให้กำหนดค่า  $y$  เท่ากับ  $y + 1$  และเพิ่มปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 26 ประเมินว่าค่านวณค่ากำลังผลิตพึงได้ครบทุกวิธีแล้วหรือไม่ ถ้าครบทุกวิธีแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 27 ต่อไป แต่ถ้าไม่ครบทุกวิธี ให้กำหนดค่า  $j$  เท่ากับ  $j + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 4
- ขั้นตอนที่ 27 บันทึกข้อมูลและสิ้นสุดการคำนวณ



ภาพที่ 6.2 ขั้นตอนการประเมินพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่า LOLE สูงที่สุด



ภาพที่ 6.2 ขั้นตอนการประเมินพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่า LOLE สูงที่สุด (ต่อ)

#### 6.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะเป็นการสะท้อนว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีนั้นควรจะติดตั้งในพื้นที่ที่ช่วงเวลาของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความสอดคล้องกับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง กล่าวคือ ในช่วงเวลาที่พื้นที่ที่พิจารณามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าวจำเป็นต้องมีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้สูงพอเพื่อรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ อย่างไรก็ตาม ถ้าระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าวมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนติดตั้งเข้าสู่พื้นที่โดยที่กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวมีความสัมพันธ์กับช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง นั้นหมายความว่าถ้าค่าทั้งสองมีความสัมพันธ์กันมาก ระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าวจะสามารถลดค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาดังกล่าวได้สูงกว่าในกรณีที่ค่าทั้งสองมีความสัมพันธ์กันน้อย และอาจจะส่งผลให้ระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าวลดจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังจะมีการสร้างขึ้นใหม่เพียงแคให้กำลังไฟฟ้าของระบบเพียงพอแคในช่วงระยะเวลาสั้น ๆ ได้มากกว่าด้วย

ยกตัวอย่างเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าถูกแบ่งออกเป็น 4 พื้นที่ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะถูกติดตั้งเข้าไปในแต่ละพื้นที่ เพื่อคำนวณค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้ง สมมติว่าพื้นที่ที่สองมีผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสูงที่สุด ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะถูกติดตั้งในพื้นที่ที่สอง ขั้นตอนการพิจารณาพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการติดตั้งนี้สามารถแสดงได้ในภาพที่ 6.3 ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

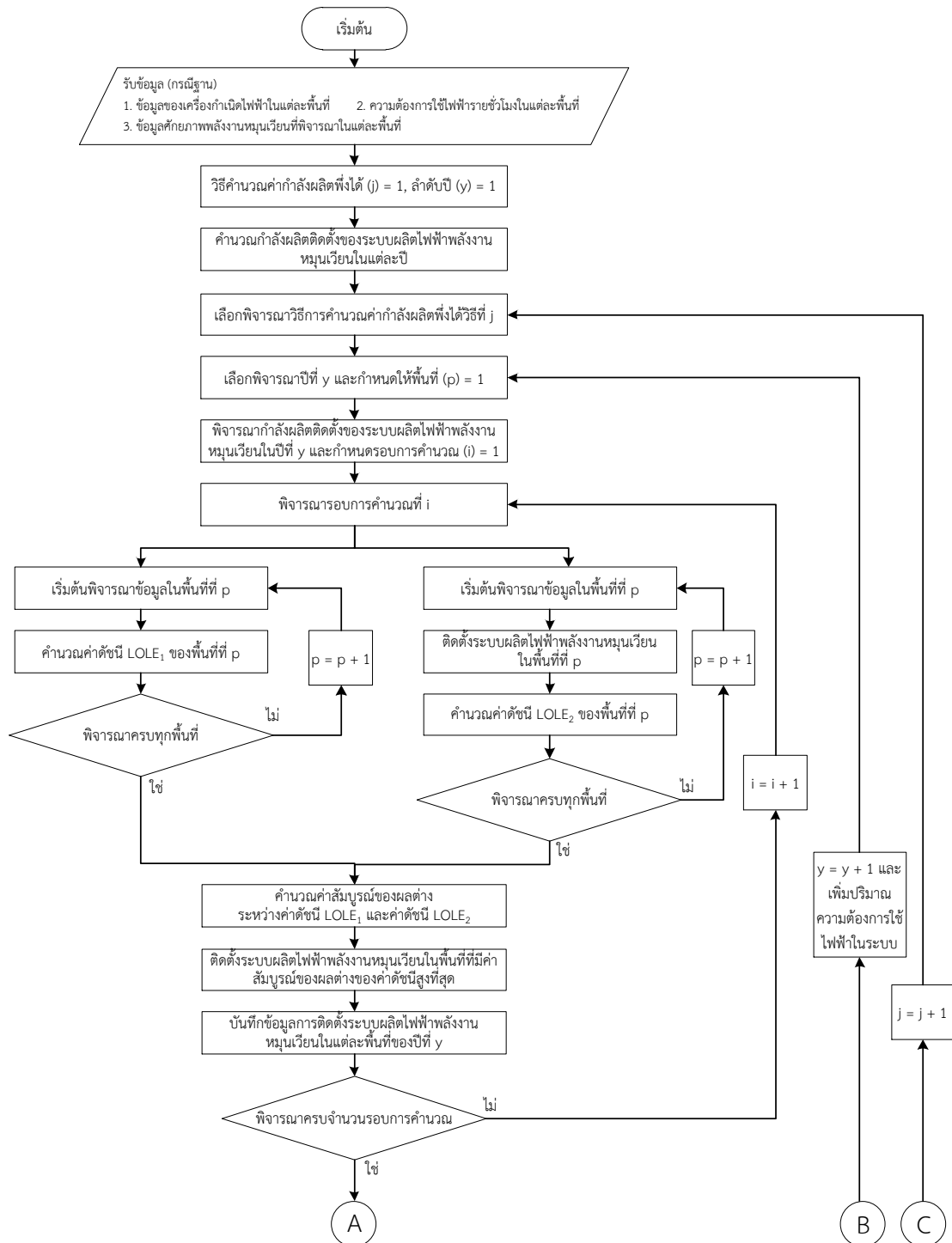
- |              |   |
|--------------|---|
| ขั้นตอนที่ 1 | รับข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้ายาวชั่วโมง และข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในแต่ละพื้นที่ ซึ่งประกอบไปด้วยความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิโดยรอบรายชั่วโมง รวมไปถึงความเร็วลมและความสูงที่กักหันลมติดตั้ง รวมทั้งหมด 1 ปี โดยกำหนดข้อมูลต่างๆ เหล่านี้เป็นกรณีฐาน |
| ขั้นตอนที่ 2 | กำหนดให้วิธีการคำนวณกำลังผลิตพึงได้ ( $j$ ) มีค่าเท่ากับ 1, ลำดับปีที่ใช้ในการคำนวณ ( $y$ ) มีค่าเท่ากับ 1  |
| ขั้นตอนที่ 3 | คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปี   |
| ขั้นตอนที่ 4 | พิจารณาวิธีการคำนวณกำลังผลิตพึงได้วิธีที่ $j$   |
| ขั้นตอนที่ 5 | พิจารณาลำดับปีที่ใช้ในการคำนวณปีที่ $y$ และกำหนดให้พื้นที่ที่พิจารณา ( $p$ ) มีค่าเท่ากับ 1   |

- ขั้นตอนที่ 6      พิจารณากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 3 โดยพิจารณาในปีที่  $y$  และกำหนดรอบการคำนวณ ( $i$ ) เท่ากับ 1 โดยจำนวนรอบการคำนวณจะเป็นค่าที่ชี้ถึงการแบ่งสัดส่วนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภายในปีที่  $y$
- ขั้นตอนที่ 7      พิจารณารอบการคำนวณที่  $i$  การคำนวณแบ่งออกเป็น 2 ส่วนดังนี้
- ขั้นตอนที่ 7.1      การพิจารณาระบบที่ไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 7.1.1      พิจารณาข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 7.1.2      คำนวณค่าดัชนี  $LOLE_1$  ภายในพื้นที่ ซึ่งยังไม่มี การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 7.1.3      พิจารณาครบทุกพื้นที่แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบทุกพื้นที่แล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 8 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบทุกพื้นที่ ให้กำหนดค่า  $p$  เท่ากับ  $p + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 7.1.1
- ขั้นตอนที่ 7.2      การพิจารณาระบบที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 7.2.1      พิจารณาข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียน ในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 7.2.2      ติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 7.2.3      คำนวณค่าดัชนี  $LOLE_2$  ภายในพื้นที่ ซึ่งยังมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ขั้นตอนที่ 7.2.4      พิจารณาครบทุกพื้นที่แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบทุกพื้นที่แล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 8 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบทุกพื้นที่ ให้กำหนดค่า  $p$  เท่ากับ  $p + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 7.2.1
- ขั้นตอนที่ 8      คำนวณค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี  $LOLE_1$  และค่าดัชนี  $LOLE_2$  ของแต่ละพื้นที่
- ขั้นตอนที่ 9      ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่มีค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี  $LOLE_1$  และค่าดัชนี  $LOLE_2$  สูงที่สุด

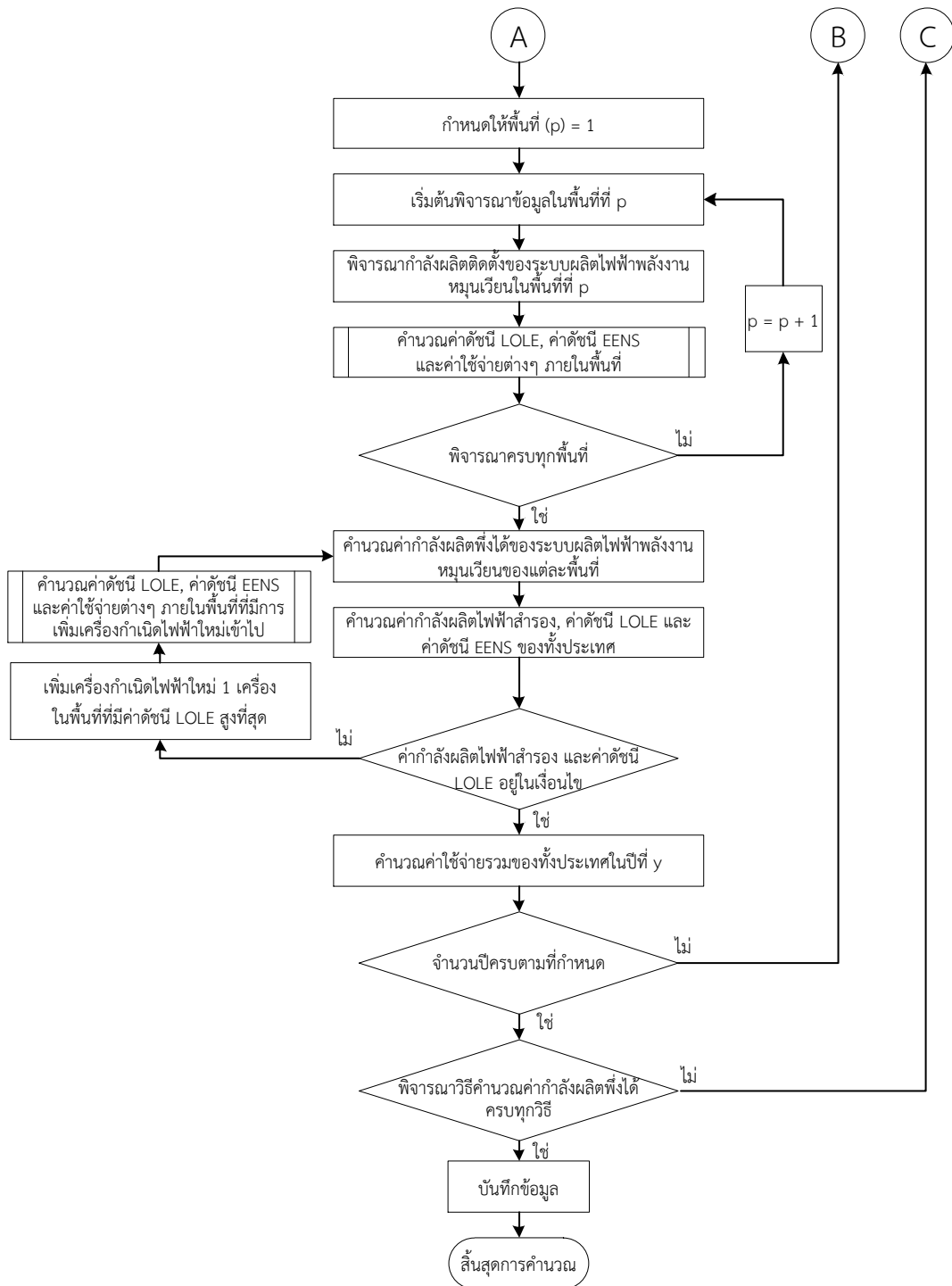
- ขั้นตอนที่ 10 บันทึกข้อมูลการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ของปีที่  $y$
- ขั้นตอนที่ 11 พิจารณาว่าการคำนวณครบจำนวนรอบการคำนวณที่กำหนดไว้แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 12 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบจำนวนรอบการคำนวณ ให้กำหนดค่า  $i$  เท่ากับ  $i + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 7
- ขั้นตอนที่ 12 กำหนดให้พื้นที่ที่พิจารณา ( $p$ ) มีค่าเท่ากับ 1
- ขั้นตอนที่ 13 พิจารณาข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 14 พิจารณากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปีที่  $y$  ในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 15 คำนวณค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่  $p$
- ขั้นตอนที่ 16 พิจารณาครบทุกพื้นที่แล้วหรือไม่ ถ้าพิจารณาครบทุกพื้นที่แล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 17 ต่อไป แต่ถ้าพิจารณาไม่ครบทุกพื้นที่ ให้กำหนดค่า  $p$  เท่ากับ  $p + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 13
- ขั้นตอนที่ 17 คำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ โดยในการคำนวณจะใช้ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ควบคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้ารวมของทั้งประเทศ
- ขั้นตอนที่ 18 คำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และดัชนี EENS ของทั้งประเทศ
- ขั้นตอนที่ 19 ประเมินค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ว่าอยู่ในเงื่อนไขหรือไม่ ถ้าค่าดังกล่าวอยู่ในเงื่อนไขให้ข้ามไปทำขั้นตอนที่ 22 แต่ถ้าค่าดังกล่าวไม่อยู่ในเงื่อนไขให้ทำขั้นตอนที่ 20 ต่อไป
- ขั้นตอนที่ 20 เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่อง ในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด
- ขั้นตอนที่ 21 คำนวณค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าไป จากนั้นย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 9
- ขั้นตอนที่ 22 คำนวณค่าใช้จ่ายรวมของทั้งประเทศในปีที่  $y$



- ขั้นตอนที่ 23 ประเมินว่าจำนวนปีครบตามที่กำหนดหรือไม่ ถ้าครบทุกปีแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 24 ต่อไป แต่ถ้าไม่ครบไม่ครบทุกปี ให้กำหนดค่า  $y$  เท่ากับ  $y + 1$  และเพิ่มปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 24 ประเมินว่าค่านวนค่ากำลังผลิตพึงได้ครบทุกวิธีแล้วหรือไม่ ถ้าครบทุกวิธีแล้ว ให้ทำขั้นตอนที่ 25 ต่อไป แต่ถ้าไม่ครบทุกวิธี ให้กำหนดค่า  $j$  เท่ากับ  $j + 1$  แล้วย้อนกลับไปทำซ้ำในขั้นตอนที่ 4
- ขั้นตอนที่ 25 บันทึกข้อมูลและสิ้นสุดการคำนวณ



ภาพที่ 6.3 ขั้นตอนการประเมินพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่า LOLE สูงที่สุด



ภาพที่ 6.3 ขั้นตอนการประเมินพื้นที่ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่า LOLE สูงที่สุด (ต่อ)

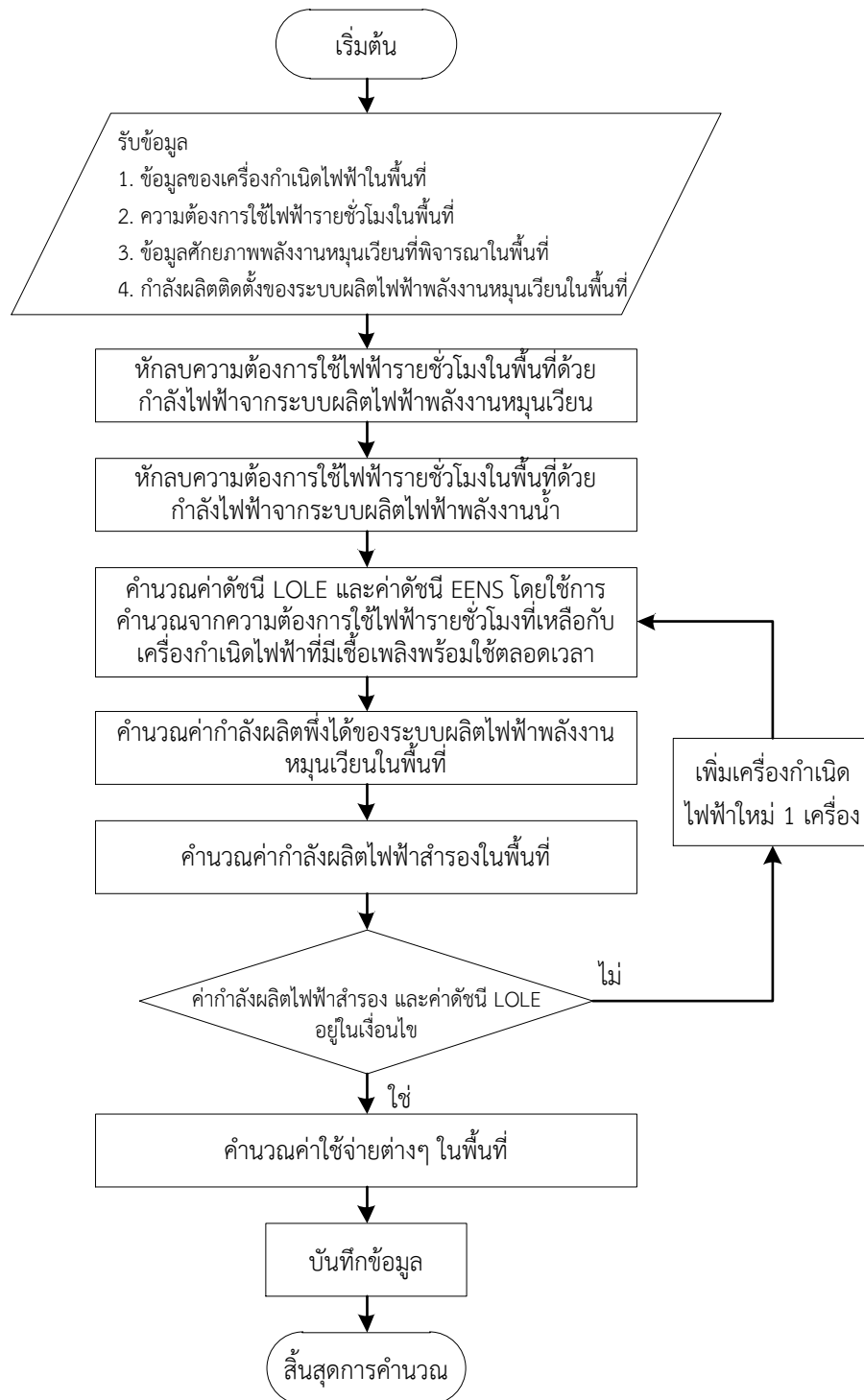
## 6.5 การศึกษาการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่

จากการทดสอบในหัวข้อที่ผ่านมาข้างต้น การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้ระบบไฟฟ้ายังคงอยู่ในเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE นับว่าเป็นการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในระดับประเทศ และไม่มีมีการพิจารณาถึงข้อจำกัดของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ในแต่ละพื้นที่ อย่างไรก็ตามการแก้ไขในระดับประเทศอาจไม่สอดคล้องต่อรูปแบบของระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และอาจไม่สอดคล้องต่อข้อจำกัดของสายส่งในระบบไฟฟ้า ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับแนวทางการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ เพื่อตอบสนองต่อรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ที่แตกต่างกันออกไป

การศึกษารูปแบบการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่จะถูกทดสอบร่วมกับรูปแบบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 รูปแบบเช่นเดียวกับการทดสอบที่พิจารณาด้านความเชื่อถือได้ในระดับประเทศ โดยขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ จะมีความคล้ายคลึงกับขั้นตอนการคำนวณในภาพที่ 5.3 ซึ่งเป็นขั้นตอนของการทดสอบที่มีเฉพาะการพิจารณาด้านความเชื่อถือได้ในระดับประเทศ แต่จะมีการเพิ่มเติมเงื่อนไขในการพิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ด้วย ซึ่งเงื่อนไขดังกล่าวจะได้รับการแก้ไขปัญหาโดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาในพื้นที่ที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่ไม่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวจะถูกเพิ่มเข้าสู่พื้นที่จนกระทั่งค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ขั้นตอนการคำนวณสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.4 ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 รับข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้ายาวชั่วโม่ง ข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และข้อมูลของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่ที่พิจารณา
- ขั้นตอนที่ 2 หักลบความต้องการใช้ไฟฟ้ายาวชั่วโม่งด้วยกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่พิจารณา
- ขั้นตอนที่ 3 หักลบความต้องการใช้ไฟฟ้ายาวชั่วโม่งด้วยกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำในพื้นที่ที่พิจารณา
- ขั้นตอนที่ 4 คำนวณค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS โดยใช้การคำนวณจากความต้องการใช้ไฟฟ้ายาวชั่วโม่งที่เหลือกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาในพื้นที่ที่พิจารณา
- ขั้นตอนที่ 5 คำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่พิจารณา โดยในการคำนวณจะใช้ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ที่พิจารณา

- ขั้นตอนที่ 6      คำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในพื้นที่ที่พิจารณา
- ขั้นตอนที่ 7      ประเมินค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ว่าอยู่ในเงื่อนไขหรือไม่ ถ้าค่าดังกล่าวอยู่ในเงื่อนไขให้ทำขั้นตอนที่ 8 แต่ถ้าค่าดังกล่าวไม่อยู่ในเงื่อนไขให้เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่พื้นที่ที่พิจารณาแล้วย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 4
- ขั้นตอนที่ 8      คำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆ ภายในพื้นที่ที่พิจารณา
- ขั้นตอนที่ 9      บันทึกข้อมูลและสิ้นสุดการคำนวณ



ภาพที่ 6.4 ขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนี LOLE, ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการพิจารณาการแก้ไขปัญหาความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่

## บทที่ 7

### การทดสอบและผลการทดสอบ

ในหัวข้อผลการทดสอบนี้จะแสดงเนื้อหาออกเป็น 5 ส่วนคือ (1) ข้อมูลที่ใช้ทดสอบ (2) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ (3) การทดสอบค่ากำลังผลิตที่ได้อ้างอิง (4) การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 (5) การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย (6) การประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 และ (7) การประเมินพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

#### 7.1 ข้อมูลที่ใช้ทดสอบ

ข้อมูลในการทดสอบที่จะกล่าวถึงเป็นข้อมูลแรกคือ ข้อมูลสำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะประกอบไปด้วยข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์รายชั่วโมง ข้อมูลอุณหภูมิแสงอาทิตย์รายชั่วโมง และข้อมูลความเร็วลมรายชั่วโมง อีกข้อมูลที่เป็นเช่นกันคือ ข้อมูลของระบบไฟฟ้าทดสอบ และข้อมูลของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งจะประกอบไปด้วยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ายรายชั่วโมง แบ่งออกเป็น 4 หัวข้อย่อยดังนี้

##### 7.1.1 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อมูลแรกที่จะกล่าวถึงในเนื้อหาส่วนนี้คือข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งประกอบไปด้วยข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิโดยรอบรายชั่วโมง ซึ่งข้อมูลดังกล่าวได้รับการอนุเคราะห์ข้อมูลจริงจากกรมอุตุนิยมวิทยา [39] ซึ่งเป็นข้อมูลในปีพ.ศ. 2554 ในแต่ละภาคทั้งหมด 4 จังหวัดได้แก่จังหวัดกรุงเทพมหานครฯ จังหวัดเชียงใหม่ จังหวัดอุบลราชธานี และจังหวัดสงขลา ซึ่งอยู่ในภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ตามลำดับ ซึ่งในแต่ละจังหวัดนั้น สามารถสรุปข้อมูลศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยจากข้อมูลรายชั่วโมงได้ดังตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยจากข้อมูลรายชั่วโมง

ชื่อย่อ	จังหวัด	ความเข้มแสง (กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร)	อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส)
BK	กรุงเทพมหานครฯ	0.1671	28.0337
CM	เชียงใหม่	0.1801	25.4996
UB	อุบลราชธานี	0.1911	26.3851
SK	สงขลา	0.1935	26.9825

นอกเหนือจากข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อมูลที่สำคัญสำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าคือ ข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้รายละเอียดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ Kyocera รุ่น KC200GH-2P ที่มีกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 2 วัตต์ [40] เป็นอุปกรณ์สำหรับแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นกำลังไฟฟ้าในรายชั่วโมง โดยกำหนดให้ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์เป็น 0.9 [18]

### 7.1.2 ข้อมูลพลังงานลม และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

ข้อมูลพลังงานลมที่จะกล่าวถึงนั้นประกอบไปด้วยข้อมูลความเร็วลมและความสูงของกังหันลมที่ติดตั้ง ข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลจริงที่ได้รับความอนุเคราะห์จากกระทรวงพลังงาน [41] โดยเป็นข้อมูลที่มีความสูง 40 เมตรซึ่งความเร็วที่ความสูงดังกล่าวสามารถใช้สมการในหัวข้อที่ 3.1.2 ในการแปลงความเร็วลมที่ความสูงที่ต้องการได้ ข้อมูลที่ได้รับการอนุเคราะห์นั้นเป็นข้อมูลในปี พ.ศ. 2552 ในแต่ละภาคทั้งหมด 4 จังหวัดได้แก่จังหวัดลพบุรี จังหวัดพิษณุโลก จังหวัดนครราชสีมา และจังหวัดนครศรีธรรมราชซึ่งอยู่ในภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ตามลำดับ ซึ่งในแต่ละจังหวัดนั้น สามารถสรุปข้อมูลศักยภาพพลังงานลมเฉลี่ยจากข้อมูลรายชั่วโมงได้ดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ศักยภาพพลังงานลมเฉลี่ยจากข้อมูลรายชั่วโมง

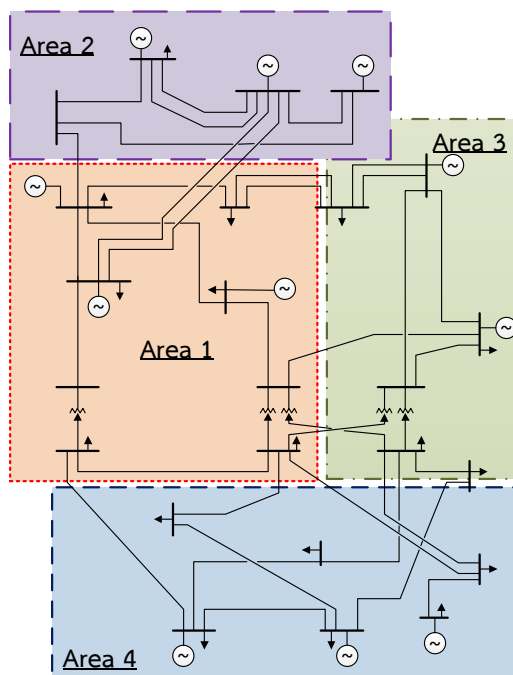
ชื่อย่อ	จังหวัด	ความเร็วลม (เมตรต่อวินาที)
LB	ลพบุรี	3.4
PL	พิษณุโลก	1.58
NR	นครราชสีมา	2.73
NS	นครศรีธรรมราช	2.85

เมื่อข้อมูลพลังงานลมถูกรวบรวมแล้ว ข้อมูลที่สำคัญสำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าคือข้อมูลของกังหันลม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้รายละเอียดกังหันลมยี่ห้อ General Electric Company รุ่น 2.5 MW Wind Turbine Series ที่มีกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 2.5 วัตต์ [42] เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับแปลงพลังงานลมเป็นกำลังไฟฟ้าในรายชั่วโมง

### 7.1.3 ข้อมูลของระบบทดสอบ (IEEE – RTS 79)

ระบบทดสอบที่นำมาใช้คือ ระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System (IEEE - RTS 79) [43] ซึ่งประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 32 เครื่อง มีขนาดตั้งแต่ 400 เมกะวัตต์ จนถึงขนาด 12 เมกะวัตต์ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้ง 3,405 เมกะวัตต์ และโหลดสูงสุดของระบบเท่ากับ 2,850 เมกะวัตต์ การเชื่อมต่อภายในระบบทดสอบ IEEE - RTS 79 จะถูกแบ่งออกเป็น 4 พื้นที่ และเพื่อความสอดคล้องกับข้อมูลจริงของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ดังนั้น พื้นที่ 1 ถึง 4 จะถูกสมมติเป็นภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ ตามลำดับ การแบ่งพื้นที่ทั้ง 4 แสดงดังภาพที่ 7.1





ภาพที่ 7.1 การแบ่งพื้นที่ในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่มีการพิจารณาสายส่งและสายจำหน่าย ดังนั้น ข้อมูลในแต่ละพื้นที่จึงพิจารณาเฉพาะข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่เท่านั้น โดยข้อมูลดังกล่าว แสดงในภาคผนวก ก [43]

#### 7.1.4 ข้อมูลของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2555 และข้อมูลของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก และเล็กมากที่มีการจำหน่ายกระแสเข้าสู่ระบบก่อนเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2556 มีกำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 34,908.88 เมกะวัตต์ ซึ่งประกอบไปด้วย [15], [44] – [45]

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ จำนวน 17 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 3,423.8 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน จำนวน 23 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 8,928.7 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จำนวน 28 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 15,361 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าดีเซล จำนวน 1 เครื่อง รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 4.4 เมกะวัตต์
- การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 2,185 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและเล็กมาก รวมเป็นกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 5,026.76 เมกะวัตต์

รายละเอียดของโรงไฟฟ้าด้านอื่นๆ อาทิเช่น ค่า FOR ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ยเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Heat rate) รวมไปถึงความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ จะแสดงไว้ในภาคผนวก ข. ซึ่งในภาคผนวก ข จะมีการแสดงข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละภูมิภาคอีกด้วย

## 7.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบมีดังนี้

- 1) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ไม่คำนึงถึงระบบส่งและระบบจำหน่าย
- 2) กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงของระบบไฟฟ้าทดสอบ ประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง ขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และใช้เฉพาะเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า
- 3) กำหนดให้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15
- 4) กำหนดให้เกณฑ์ของค่าดัชนี LOLE ต้องไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี (1 วันต่อปี)
- 5) กำหนดประเภทของโรงไฟฟ้าที่จะมีการก่อสร้างใหม่ในระบบทดสอบเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ขนาด 20 เมกะวัตต์ ค่า FOR เท่ากับ 0.06 ซึ่งมีมูลค่าการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าเท่ากับ 24.72 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ [30]
- 6) กำหนดประเภทของโรงไฟฟ้าที่จะมีการก่อสร้างใหม่ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ขนาด 200 เมกะวัตต์ ค่า FOR เท่ากับ 0.06 ซึ่งมีมูลค่าการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าเท่ากับ 24.72 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ [30]
- 7) กำหนดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับเท่ากับ 60.34 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง [46]
- 8) กำหนดราคาการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 109.71 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ [47]
- 9) กำหนดราคาการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมเท่ากับ 50.454 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ [48]
- 10) กำหนดราคาเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทของชนิดเชื้อเพลิงหลัก ดังตารางที่ 7.3 [30]

ตารางที่ 7.3 ราคาเชื้อเพลิงแต่ละประเภท [30]

ชนิดเชื้อเพลิง	ราคาเชื้อเพลิง (บาท/Mbtu)
ก๊าซธรรมชาติ	294.44
ถ่านหินลิกไนต์	76.84
ถ่านหินบิทูมินัส	137.02
น้ำมันเตา	484.16
น้ำมันดีเซล	877.20

- 11) ไม่พิจารณาการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79
- 12) กำหนดให้เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิดพร้อมจ่ายตลอดเวลา และสามารถใช้ได้โดยไม่จำกัด
- 13) ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเชื้อเพลิงต่ำที่สุดจ่ายกำลังไฟฟ้าก่อน โดยเรียงลำดับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเชื้อเพลิงต่ำที่สุดไปหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าเชื้อเพลิงสูงที่สุด
- 14) กำหนดให้ราคาซื้อพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยไม่มีการพิจารณาอัตราค่าพลังไฟฟ้า ซึ่งแสดงรายละเอียดการคำนวณในภาคผนวก ค. ผลลัพธ์ราคาซื้อแสดงดังตารางที่ 7.4 [30]

ตารางที่ 7.4 ราคาซื้อพลังงานไฟฟ้า [30]

ประเภทผู้ผลิตไฟ	ราคาซื้อ (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
<b>การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ</b>	1.710
<b>ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)</b>	
ประเภทสัญญา Firm	
Cogeneration	
ก๊าซธรรมชาติ	2.893
ถ่านหิน	1.630
น้ำมันเตา	4.979
พลังงานหมุนเวียน	
ชีวมวล	1.911
<b>ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและเล็กมาก (SPP &amp; VSPP)</b>	
ประเภทสัญญา Non - Firm	
Cogeneration	
ก๊าซธรรมชาติ	3.310
ถ่านหิน	3.310
ถ่านหินและน้ำมันเตา	3.310
พลังงานหมุนเวียน	
พลังงานแสงอาทิตย์	11.855
พลังงานลม	
กำลังผลิตติดตั้ง $\leq 0.05$ เมกะวัตต์	8.355
กำลังผลิตติดตั้ง $> 0.05$ เมกะวัตต์	7.355
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	
$0.05$ เมกะวัตต์ $\leq$ กำลังผลิตติดตั้ง $< 0.2$ เมกะวัตต์	4.655
กำลังผลิตติดตั้ง $< 0.05$ เมกะวัตต์	5.355
ชีวมวล	
กำลังผลิตติดตั้ง $\leq 1$ เมกะวัตต์	4.355
กำลังผลิตติดตั้ง $> 1$ เมกะวัตต์	4.155
ก๊าซชีวภาพ	
กำลังผลิตติดตั้ง $\leq 1$ เมกะวัตต์	4.355
กำลังผลิตติดตั้ง $> 1$ เมกะวัตต์	4.155
ขยะ	
ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	6.355
พลังงานความร้อน (Thermal Process)	7.355

- 15) กำหนดอัตราส่วนของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปี โดยค่าดังกล่าวอ้างอิงมาจากค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมรายปีแยกตามประเภทเชื้อเพลิง ปี พ.ศ. 2555 – 2564 จากแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 [3] ดังตารางที่ 7.5 และแปลงค่าให้อยู่ในรูปของร้อยละของผลรวมระหว่างค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมดังตารางที่ 7.6

ตารางที่ 7.5 ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมรายปีแยกตามประเภทเชื้อเพลิง ปี พ.ศ. 2555 – 2564 [3]

พ.ศ.	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เมกะวัตต์)		
	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานลม	รวม
2555	164.9	246.9	411.8
2556	375.8	14	389.8
2557	181.1	263.6	444.7
2558	191.1	302.9	494
2559	130.1	641.8	771.9
2560	130.1	163.1	293.2
2561	130	7.4	137.4
2562	151	117.8	268.8
2563	151	8.2	159.2
2564	201	8.6	209.6

ตารางที่ 7.6 อัตราส่วนของค่ากำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปี

ปีที่	อัตราส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (ร้อยละ)		อัตราส่วนค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมในแต่ละปี (ร้อยละ)
	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานลม	
1	40.044	59.956	11.502
2	96.408	3.592	10.887
3	40.724	59.276	12.420
4	38.684	61.316	13.797
5	16.855	83.145	21.559
6	44.372	55.628	8.189
7	94.614	5.386	3.838
8	56.176	43.824	7.508
9	94.849	5.151	4.446
10	95.897	4.103	5.854

### 7.3 การทดสอบค่ากำลังผลิตพึงได้เบื้องต้น

จากหลักการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในแต่ละวิธีดังแสดงในบทที่ 4 การทดสอบถูกแบ่งเป็น 2 หัวข้อย่อยดังนี้

#### 7.3.1 การทดสอบโดยการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในการทดสอบกรณีนี้ จะเป็นการทดสอบโดยการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระดับที่แตกต่างกันออกไป เพื่อทดสอบผลกระทบต่อค่ากำลังผลิตพึงได้ การทดสอบในหัวข้อนี้จะทำการทดสอบโดยการเปลี่ยนกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมในพื้นที่ภาคกลาง ซึ่งผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 7.7 – 7.8

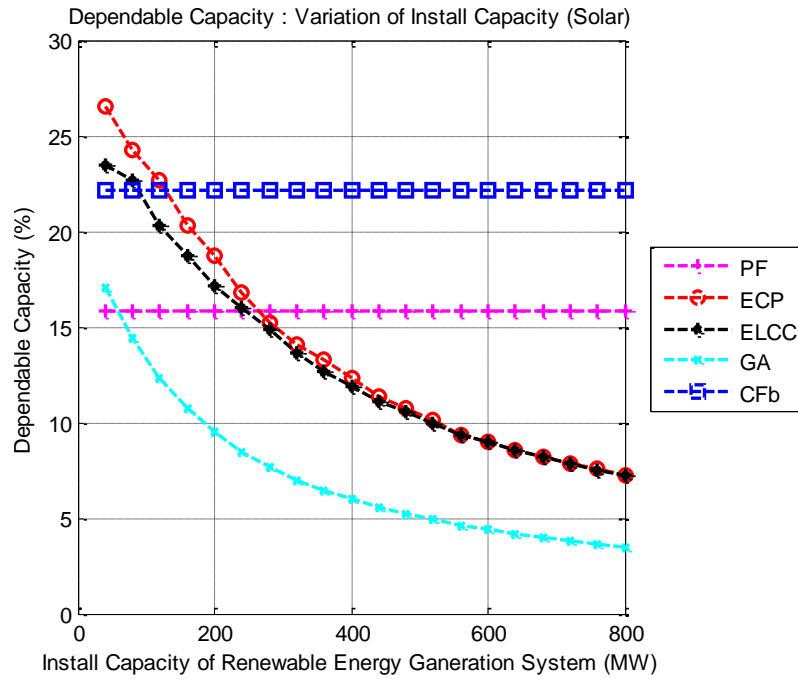
ตารางที่ 7.7 ผลทดสอบการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	PF (%)	ECP (%)	ELCC (%)	GA (%)	CFb (%)
100	15.8676	26.5625	23.4375	17.0384	22.1105
200	15.8676	24.2188	22.6563	14.4028	22.1105
300	15.8676	22.6563	20.3125	12.3442	22.1105
400	15.8676	20.3125	18.75	10.7421	22.1105
500	15.8676	18.75	17.1875	9.485	22.1105
600	15.8676	16.7969	16.0156	8.4845	22.1105
700	15.8676	15.2344	14.8438	7.6747	22.1105
800	15.8676	14.0625	13.6719	7.0084	22.1105
900	15.8676	13.2813	12.6953	6.4514	22.1105
1,000	15.8676	12.3047	11.9141	5.9791	22.1105
1,100	15.8676	11.3281	11.1328	5.5736	22.1105
1,200	15.8676	10.7422	10.5469	5.2215	22.1105
1,300	15.8676	10.1563	9.9609	4.9128	22.1105
1,400	15.8676	9.375	9.375	4.64	22.1105
1,500	15.8676	8.9844	8.9844	4.3969	22.1105
1,600	15.8676	8.5938	8.5449	4.1789	22.1105
1,700	15.8676	8.2031	8.2031	3.9823	22.1105
1,800	15.8676	7.8125	7.8125	3.804	22.1105
1,900	15.8676	7.6172	7.5195	3.6415	22.1105
2,000	15.8676	7.2367	7.2266	3.4929	22.1105

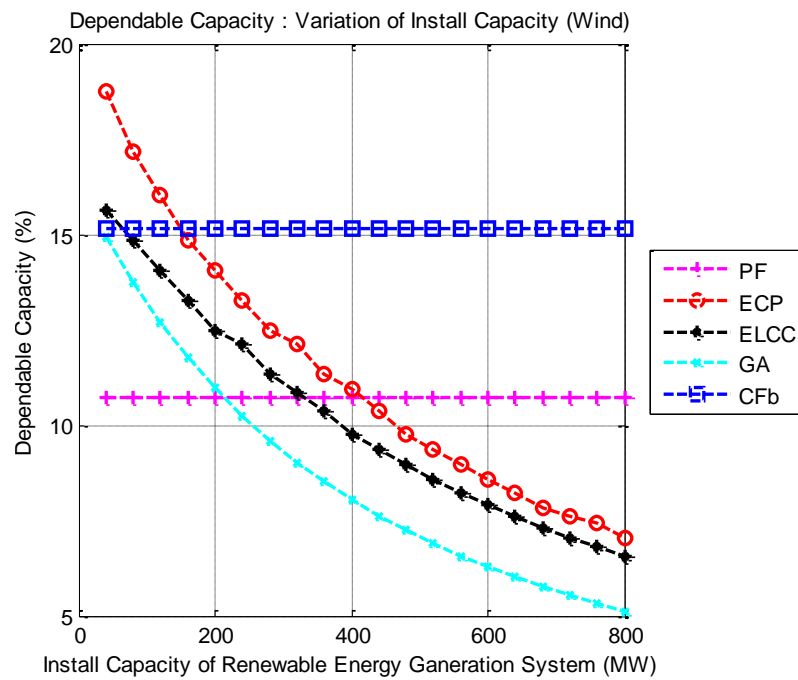
ตารางที่ 7.8 ผลทดสอบการเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	PF (%)	ECP (%)	ELCC (%)	GA (%)	CFb (%)
100	10.7175	18.75	15.625	14.9528	15.1626
200	10.7175	17.1875	14.8438	13.7633	15.1626
300	10.7175	16.0156	14.0625	12.7138	15.1626
400	10.7175	14.8438	13.2813	11.7885	15.1626
500	10.7175	14.0625	12.5	10.9713	15.1626
600	10.7175	13.2813	12.1094	10.2472	15.1626
700	10.7175	12.5	11.3281	9.6032	15.1626
800	10.7175	12.1094	10.8398	9.0278	15.1626
900	10.7175	11.3281	10.3516	8.5115	15.1626
1,000	10.7175	10.9375	9.7656	8.0462	15.1626
1,100	10.7175	10.3516	9.375	7.625	15.1626
1,200	10.7175	9.7656	8.9844	7.2423	15.1626
1,300	10.7175	9.375	8.5938	6.8933	15.1626
1,400	10.7175	8.9844	8.2031	6.5738	15.1626
1,500	10.7175	8.5938	7.9102	6.2806	15.1626
1,600	10.7175	8.2031	7.6172	6.0106	15.1626
1,700	10.7175	7.8125	7.3242	5.7612	15.1626
1,800	10.7175	7.6172	7.0313	5.5303	15.1626
1,900	10.7175	7.4219	6.8359	5.3161	15.1626
2,000	10.7175	7.0313	6.543	5.1167	15.1626

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.7 – 7.8 สามารถสรุปผลลัพธ์การคำนวณได้ดังนี้



ภาพที่ 7.2 สรุปค่ากำลังผลิตพึ่งได้เมื่อเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



ภาพที่ 7.3 สรุปค่ากำลังผลิตพึ่งได้เมื่อเปลี่ยนค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากตารางที่ 7.7 – 7.8 จะเห็นได้ว่า ค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ประเภท PF และ CFb จะมีค่าคงที่ แม้ว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภทจะมีค่าเปลี่ยนไป สาเหตุเนื่องจากการคำนวณค่าดังกล่าวเป็นเพียงการคำนวณที่คำนึงถึงเพียงกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตได้เท่านั้น การคำนวณดังกล่าวไม่ได้มีความสัมพันธ์กับรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นๆในระบบแต่อย่างใด

สำหรับค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ประเภท ECP, ELCC และ Garver ที่เป็นค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่คำนึงถึงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (ดัชนี LOLE) มีค่าลดลงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภทจะมีค่าเปลี่ยนไป สาเหตุที่ค่าดังกล่าวลดลงเป็นผลอันเนื่องมาจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาเดิมมากเกินไปความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นจะทำให้ระบบมีความเสี่ยงต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ยกตัวอย่างเช่น ระบบไฟฟ้าหลักระบบหนึ่ง มีช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงซึ่งมีผลกระทบต่อความเสี่ยงเหตุการณ์ไฟฟ้าดับใน 1 ปี รวมทั้งหมด 20 ชั่วโมง เมื่อบริษัทหลักดังกล่าวมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาด 100 เมกะวัตต์ ช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนี้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบได้ตรงกับช่วงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และทำให้ช่วงเวลาดังกล่าวไม่เกิดความเสี่ยงต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ รวมทั้งหมด 10 ชั่วโมง หลังจากนั้นเมื่อเพิ่มขนาดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากขนาด 100 เมกะวัตต์เป็นขนาด 600 เมกะวัตต์ในพื้นที่เดิม แม้ว่าการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งนี้จะทำให้ได้กำลังไฟฟ้ามากขึ้น แต่ช่วงเวลาส่วนใหญ่ของกำลังไฟฟ้าดังกล่าวก็จะเป็นช่วงเวลาที่ซ้ำกับ 10 ชั่วโมงเมื่อกำลังผลิตติดตั้งเป็น 100 เมกะวัตต์ ดังนั้นการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งเป็นขนาด 600 เมกะวัตต์จะไม่จำเป็นสำหรับการลดช่วงเวลาความเสี่ยงในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้มากนัก แต่จะเป็นเพียงการลดภาระในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าเพียงเท่านั้น ซึ่งหมายความว่าค่าดัชนี LOLE ไม่จำเป็นต้องลดลงด้วยอัตราส่วนเดียวกันกับค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน หรือกล่าวอีกอย่างหนึ่งว่า ค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ไม่จำเป็นต้องเพิ่มขึ้นตามค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

เมื่อเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม สำหรับค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ PF และ CFb พบว่าค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละชนิดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละชนิดของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม เนื่องจากค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ PF เป็นค่าดัชนีที่แสดงถึงศักยภาพของกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ CFb เป็นค่าดัชนีที่แสดงถึงศักยภาพของกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในชั่วโมงที่มีความเสี่ยงในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ จึงสามารถกล่าวได้ว่า ศักยภาพของข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูงกว่าศักยภาพของข้อมูลพลังงานลม



เมื่อเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม สำหรับค่ากำลังผลิตฟั่งได้ ECP, ELCC และ Garver พบว่าในช่วงที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งมีค่าน้อย ค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีค่ามากกว่าค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม อันเนื่องมาจากกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีความสัมพันธ์กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบมากกว่ากำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม สำหรับในช่วงที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งมีค่ามากจะพบว่าค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีค่าใกล้เคียงกับค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม เหตุผลในการอธิบายผลลัพธ์ดังกล่าวจะใกล้เคียงกับการยกตัวอย่างในย่อหน้าก่อนหน้าคือ การที่กำลังผลิตติดตั้งมีค่ามากจะไม่ส่งผลต่อการลดช่วงเวลาความเสี่ยงในการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้มากนัก ซึ่งทำให้ค่ากำลังผลิตฟั่งได้มีค่าน้อยลง

### 7.3.2 การทดสอบโดยการเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตฟั่งได้ในแต่ละพื้นที่

การทดสอบกรณีนี้จะเป็นการแสดงการเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตฟั่งได้ในแต่ละพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน จากข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และข้อมูลของระบบทดสอบในหัวข้อที่ 7.1 เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนด้วยกำลังผลิตติดตั้งที่เท่ากันในแต่ละพื้นที่ เพื่อทดสอบว่ากำลังผลิตฟั่งได้มีความสัมพันธ์อย่างไรกับศักยภาพพลังงานหมุนเวียน เมื่อทำการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาด 100 เมกะวัตต์ในแต่ละพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน สามารถแสดงผลการคำนวณกำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมในแต่ละพื้นที่ ด้วยวิธีการคำนวณต่างๆ ดังตารางที่ 7.9 – 7.10

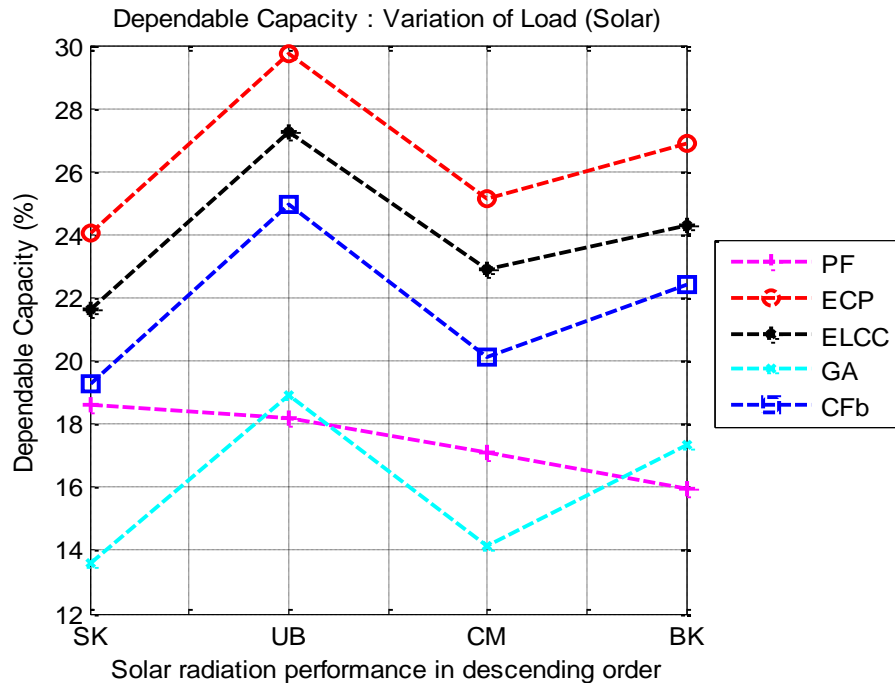
ตารางที่ 7.9 ค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่

จังหวัด	PF (%)	ECP (%)	ELCC (%)	GA (%)	CFb (%)
กรุงเทพมหานครฯ	15.9423	26.8835	24.3127	17.3410	22.4449
เชียงใหม่	17.1260	25.1477	22.8790	14.1561	20.1130
อุบลราชธานี	18.1960	29.7070	27.2619	18.9341	24.9508
สงขลา	18.6283	24.0732	21.6563	13.5816	19.2833

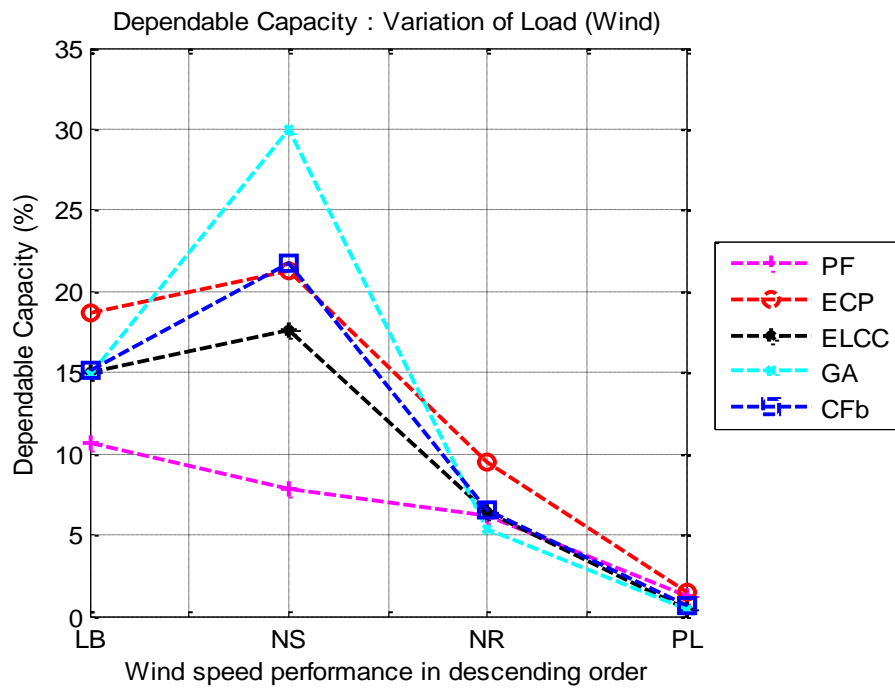
ตารางที่ 7.10 ค่ากำลังผลิตฟั่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่

จังหวัด	PF (%)	ECP (%)	ELCC (%)	GA (%)	CFb (%)
ลพบุรี	10.7175	18.7012	14.9902	14.9528	15.1626
พิษณุโลก	1.2758	1.4160	0.3906	0.4458	0.6059
นครราชสีมา	6.1660	9.4727	6.3751	5.3656	6.5907
นครศรีธรรมราช	7.7796	21.2891	17.5781	30.0037	21.7304

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.5 - 7.6 เมื่อทำการเรียงข้อมูลจากพื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนมากไปน้อย โดยเรียงจากซ้ายไปขวา สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.4 - 7.5



ภาพที่ 7.4 สรุปค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่



ภาพที่ 7.5 สรุปค่ากำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลลัพธ์ในภาพที่ 7.4 และ 7.5 เมื่อพิจารณาเส้นกราฟของข้อมูลที่มีการเรียงลำดับจากพื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนมากไปน้อย พบว่ารูปแบบการเรียงลำดับค่ากำลังผลิตฟิงได้ไม่เหมือนกับรูปแบบการเรียงลำดับของศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ กล่าวคือ พื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานสูงที่สุดไม่จำเป็นต้องให้ค่ากำลังผลิตฟิงได้สูงสุด ถึงแม้ว่าเส้นกราฟของค่ากำลังผลิตฟิงได้ PF จะเรียงลำดับในรูปแบบเดียวกับรูปแบบการเรียงลำดับของศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ แต่ค่ากำลังผลิตฟิงได้ PF เป็นเพียงการแสดงถึงศักยภาพของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งไม่ได้พิจารณาถึงรูปแบบความสัมพันธ์กับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบแต่อย่างใด

### สรุปผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบในหัวข้อที่ 7.3 จะเห็นได้อย่างชัดเจนว่าการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ ด้วยวิธี PF เป็นการคำนวณที่แสดงเฉพาะศักยภาพของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยไม่มีการพิจารณาถึงรูปแบบความสัมพันธ์กับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมไปถึงข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบแต่อย่างใด และมีค่าคงที่แม้ว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะเปลี่ยนไป

สำหรับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ด้วยวิธีอื่นๆ ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูงไม่จำเป็นต้องให้ค่ากำลังผลิตฟิงได้สูงเสมอไป โดยวิธี ECP, วิธี ELCC และวิธี Garver มีแนวโน้มที่จะให้ค่ากำลังผลิตฟิงได้ที่ใกล้เคียงกัน และมีแนวโน้มที่ค่ากำลังผลิตฟิงได้จะลดลงเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งแตกต่างจากวิธี CFb ที่มีค่ากำลังผลิตฟิงได้คงที่

## 7.4 การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

จากขั้นตอนการทดสอบในหัวข้อที่ 5.2 การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ในระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งเป็น 2 หัวข้อหลัก ได้แก่

- (1) การทดสอบโดยใช้เฉพาะเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
- (2) การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE

ในแต่ละหัวข้อหลักนั้น การทดสอบจะถูกกำหนดด้วยตัวแปรต่างๆ เหล่านี้

- วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิงได้ ประกอบไปด้วย 5 วิธี ได้แก่ วิธี PF, ECP, ELCC, Garver และ CFb
- รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ กำหนดรูปแบบการติดตั้งจากความนิยมของการติดตั้งในปัจจุบัน
- ชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในระบบ กำหนดโดยใช้การพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคู่กับระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในระบบ

- ระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ 10 ปี
- ผลรวมของขนาดของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในช่วงระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีที่ 10

การทดสอบทั้ง 2 หัวข้อ แสดงรายละเอียดได้ดังนี้

#### 7.4.1 การทดสอบโดยใช้เฉพาะเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

เนื่องจากผลการทดสอบมีความซับซ้อน ดังนั้นตัวอย่างของผลการทดสอบเมื่อระบบไฟฟ้าใช้การคำนวณค่ากำลังผลิตที่ติดตั้งด้วยวิธี PF ลำดับการคำนวณจะถูกแสดงออกเป็นขั้นตอนย่อย เพื่อให้เห็นถึงผลลัพธ์หลัก โดยแบ่งออกเป็นขั้นตอนดังนี้

- 1) การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี

การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะอาศัยตารางที่ 2.3 ซึ่งแสดงอัตราส่วนของการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และตารางที่ 7.6 ซึ่งแสดงอัตราส่วนของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมในแต่ละปี มาใช้ในการคำนวณ โดยผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 7.11 และตารางที่ 7.12

ตารางที่ 7.11 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.4.1

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	20.291	1.024	12.630	0.310
2	46.240	2.334	28.781	0.706
3	22.283	1.125	13.870	0.340
4	23.513	1.187	14.635	0.359
5	16.009	0.808	9.964	0.244
6	16.008	0.808	9.964	0.244
7	15.998	0.807	9.957	0.244
8	18.581	0.938	11.565	0.284
9	18.578	0.938	11.564	0.284
10	24.732	1.248	15.394	0.377

ตารางที่ 7.12 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.4.1

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	50.777	0.511
2	-	-	2.879	0.029
3	-	-	54.208	0.545
4	-	-	62.290	0.627
5	-	-	131.986	1.328
6	-	-	33.542	0.337
7	-	-	1.522	0.015
8	-	-	24.227	0.244
9	-	-	1.686	0.017
10	-	-	1.769	0.018

2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

หลังจากที่คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีเสร็จสิ้นแล้ว ระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ ด้วยค่ากำลังผลิตติดตั้งที่คำนวณได้ จะถูกคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ในปีที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 7.13

3) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบจะถูกนำไปใช้เพื่อประเมินค่าเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ที่มีการกำหนดไว้ ซึ่งผลการคำนวณที่แสดงในตารางที่ 7.14 จะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้ว (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) ดังนั้นจึงไม่ต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบในปีที่ 1

4) การทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

หลังจากที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่ถูกกำหนดเรียบร้อยแล้ว ผลการทดสอบที่ได้จะเป็นการสรุปค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.15

5) การสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

เมื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าครบจำนวนปีที่กำหนดแล้ว การสรุปผลการทดสอบจากขั้นตอนที่ 4) ในแต่ละจำนวนปีที่กำหนด จะถูกสรุปผลในรูปของคำตอบในบรรทัดสุดท้าย ซึ่งจะแสดงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบในปีสุดท้าย รวมไปถึงผลรวมของค่าใช้จ่ายต่างๆ ในตลอดระยะเวลาที่กำหนด ผลการสรุปแสดงดังตารางที่ 7.16

ตารางที่ 7.13 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 67.705	8,760.000	3,017,318.468	-	4,935.724	182,064.996	2,226.133
	เหนือ	229.885	126.144	25,826.220	-	1,358.271	1,558.354	112.354
	ออก	72.814	3.165	198.090	-	3,269.655	11.953	3,947.542
	ใต้	5.727	47.220	1,600.521	-	6,806.799	96.575	59.744

ตารางที่ 7.14 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	19.787	63.018	9,394.936

ตารางที่ 7.15 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.770	3.171	19.787	63.018	9,394.936	-	16,370.398	183,733.184	6,345.773	206,449.355

ตารางที่ 7.16 ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินครบจำนวนปีที่กำหนด

ปี	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.770	3.171	19.787	63.018	9,394.936	-	16,370.398	183,733.184	6,345.773	206,449.355
2	13.149	0.180	16.753	82.764	12,891.441	-	16,950.515	188,922.535	8,710.755	214,583.806
3	6.337	3.385	15.658	91.487	14,556.292	60.000	20,923.189	172,922.153	8,372.663	202,218.005
4	6.686	3.890	15.198	85.350	13,663.821	80.000	25,966.165	143,452.303	9,506.856	178,925.324
5	4.552	8.242	15.359	76.969	12,289.280	100.000	31,658.664	111,266.519	12,163.130	155,088.313
6	4.552	2.094	15.227	74.348	11,880.146	100.000	37,240.696	82,788.665	7,146.149	127,175.510
7	4.549	0.095	15.533	65.515	10,402.732	120.000	42,770.957	54,713.564	6,006.863	103,491.384
8	5.284	1.513	15.215	55.990	8,904.245	100.000	46,587.052	37,586.632	7,148.012	91,321.696
9	5.283	0.105	15.332	50.820	8,076.041	120.000	50,730.364	23,598.566	6,493.125	80,822.056
10	7.033	0.110	15.392	41.159	6,549.574	120.000	53,496.691	14,698.212	7,637.038	75,831.941
สรุป	63.196	22.785	15.392	41.159	6,549.574	800.000	342,694.691	1,013,682.334	79,530.366	1,435,907.391



จากผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด ในบรรทัดสุดท้ายของตารางที่ 7.16 ในแต่ละรูปแบบการคำนวณ สามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.17 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.4.1

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ค่ากำลังผลิตที่	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกรวม (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	63.196	22.785	15.392	41.159	6,549.574	800.000	342,694.691	1,013,682.334	79,530.366	1,435,907.391
ECP	73.839	27.879	15.278	45.698	7,362.889	780.000	339,011.481	1,046,328.129	79,035.966	1,464,375.576
ELCC	72.066	27.217	15.212	45.698	7,362.889	780.000	340,451.740	1,033,547.951	79,035.966	1,453,035.656
Garver	69.973	57.758	15.439	50.649	8,264.532	760.000	333,564.300	1,094,663.847	78,541.566	1,506,769.713
CFb	61.219	30.881	15.019	45.698	7,362.889	780.000	340,775.216	1,030,677.573	79,035.966	1,450,488.755

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าที่ใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเกณฑ์ของระบบ ดังแสดงในตารางที่ 7.17 จะเห็นได้ว่าค่าใช้จ่ายรวม และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ในแต่ละวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้จะมีค่าไม่เท่ากัน สาเหตุเนื่องมาจากวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้ที่แตกต่างกัน ทำให้ค่ากำลังผลิตฟังก์ได้ และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่คำนวณออกมาได้มีค่าแตกต่างกัน ดังนั้นการพิจารณาเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแต่ละระบบที่มีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้ที่แตกต่างกันจึงส่งผลให้การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบมีค่าแตกต่างกัน

ในส่วนของการทดสอบเมื่อใช้วิธี PF ในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้จะทำให้ระบบมีความจำเป็นต้องเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบมากที่สุดในตลอดระยะเวลา 10 ปี เมื่อเทียบกับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้วิธีอื่น สาเหตุที่ผลการทดสอบด้วยวิธี PF ให้ค่าออกมาเป็นเช่นนี้เพราะวิธี PF ให้ผลรวมของค่ากำลังผลิตฟังก์ได้ที่มีค่าต่ำกว่าวิธีอื่น จึงส่งผลให้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของระบบมีค่าต่ำ ระบบจึงจำเป็นต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ แต่อย่างไรก็ตามผลลัพธ์ของค่าดัชนี LOLE และค่าใช้จ่ายรวมมีค่าต่ำกว่าเมื่อเทียบกับระบบทดสอบอื่น

สำหรับผลการทดสอบเมื่อใช้วิธี Garver ในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้จะทำให้การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่มีค่าน้อยที่สุด แต่ค่าใช้จ่ายรวมมีค่ามากที่สุด สาเหตุจากค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมีค่ามาก

สำหรับผลการทดสอบเมื่อใช้วิธี ECP, ELCC และ CFb ในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้จะทำให้ระบบมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เท่ากัน แต่ค่าใช้จ่ายรวมไม่เท่ากัน สาเหตุเนื่องมาจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมีค่าไม่เท่ากัน ซึ่งจากการวิเคราะห์หาสาเหตุของการไม่เท่ากันนี้ สาเหตุที่เป็นเหตุเป็นผลมากที่สุดคือ สาเหตุอันเนื่องมาจากการล่มของสถานการณ์ทำงานของระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน จึงส่งผลให้รูปแบบของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าแตกต่างกัน และสาเหตุอีกประการคือการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้ามาในแต่ละปีไม่เท่ากัน สาเหตุดังกล่าวจึงส่งผลให้ค่าใช้จ่ายรวมของทั้ง 2 วิธีมีค่าแตกต่างกัน

ดังนั้นการที่ระบบไฟฟ้ามีการใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้ที่แตกต่างกัน ซึ่งส่งผลกระทบต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่แตกต่างกัน จึงมีความสำคัญต่อการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ที่ใช้เพียงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเกณฑ์ของระบบ และวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้ด้วยวิธี PF จะทำให้ค่าดัชนี LOLE และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟังก์ได้วิธีอื่นๆ

## 7.4.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE

การทดสอบในหัวข้อนี้จะคล้ายคลึงกับการทดสอบในหัวข้อที่ 7.4.1 แต่มีข้อแตกต่างในส่วน  
ของเกณฑ์ที่พิจารณาในระบบ โดยเกณฑ์ที่พิจารณาในการทดสอบนี้จะมีค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์  
เพิ่มเติม นอกเหนือจากค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เป็นเกณฑ์เดิมของการทดสอบในหัวข้อที่ 7.4.1  
ตัวอย่างของผลการทดสอบเมื่อระบบไฟฟ้าใช้การคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ด้วยวิธี PF การคำนวณจะ  
ถูกแสดงออกเป็นขั้นตอนย่อยดังนี้

### 1) การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และ ในแต่ละปี

เนื่องจากมีการกำหนดรูปแบบการติดตั้งจากความนิยมของการติดตั้งในปัจจุบันเหมือนกับ  
การทดสอบในหัวข้อที่ 7.4.1 ดังนั้นผลการคำนวณจึงเหมือนกับในตารางที่ 7.11 และตารางที่ 7.12

### 2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

เนื่องจากผลการคำนวณของค่ากำลังผลิตติดตั้งในขั้นตอนที่ 1) มีค่าเท่ากับการทดสอบใน  
หัวข้อที่ 7.4.1 ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละ  
พื้นที่ จะให้ผลการทดสอบเหมือนกับตารางที่ 7.13

### 3) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อ ยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบจะถูก  
นำไปใช้เพื่อประเมินค่าเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ที่มีการกำหนดไว้ ซึ่ง  
ผลการทดสอบจะเหมือนในตารางที่ 7.14 จะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้  
แล้ว (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) แต่ค่าดัชนี LOLE จะมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อ  
ปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ

### 4) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้า สู่ระบบ

เนื่องจากค่าดัชนี LOLE ของระบบมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ดังนั้นวิธีการแก้ปัญหาจะใช้  
วิธีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะเพิ่มใน  
พื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่สูงสุด ผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ  
ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของค่าต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ดังแสดงในตารางที่ 7.18

- 5) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ดังแสดงในตารางที่ 7.19 ซึ่งจะเห็นได้ว่า ค่าดัชนี LOLE ยังคงมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบต่อไป

- 6) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ และการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจนกระทั่งค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนด ดังแสดงในตารางที่ 7.20 และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.21

- 7) การทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

หลังจากที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนดเรียบร้อยแล้ว ผลการทดสอบที่ได้จะเป็นการสรุปค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.22

- 8) การสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

เมื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าครบจำนวนปีที่กำหนดแล้ว การสรุปผลการทดสอบจากขั้นตอนที่ 5) ในแต่ละจำนวนปีที่กำหนด จะถูกสรุปผลในรูปของคำตอบในบรรทัดสุดท้าย ซึ่งจะแสดงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบในปีสุดท้าย รวมไปถึงผลรวมของค่าใช้จ่ายต่างๆ ในตลอดระยะเวลาที่กำหนด ผลการสรุปแสดงดังตารางที่ 7.23

ตารางที่ 7.18 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 65.960	8,758.434	2,852,633.332	20.000	6,055.583	172,127.895	2,720.533
	เหนือ	229.885	126.144	25,826.220	-	1,358.271	1,558.354	112.354
	ออก	72.814	3.165	198.090	-	3,269.655	11.953	3,947.542
	ใต้	5.727	47.220	1,600.521	-	6,806.799	96.575	59.744

ตารางที่ 7.19 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	20.489	56.108	8,281.024

ตารางที่ 7.20 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	26.103	21.314	2,858.354

ตารางที่ 7.21 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุนก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	51.994	7,291.586	1,611,375.412	180.000	14,496.389	97,230.392	6,675.733
	เหนือ	229.885	126.144	25,826.275	-	1,358.274	1,558.357	112.354
	ออก	72.814	3.165	198.078	-	3,269.597	11.952	3,947.542
	ใต้	5.727	47.220	1,600.521	-	6,806.799	96.575	59.744

ตารางที่ 7.22 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.768	3.171	26.103	21.314	2,858.354	180.000	25,931.058	98,897.277	10,795.373	135,623.709

ตารางที่ 7.23 ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินครบจำนวนปีที่กำหนด

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.768	3.171	26.103	21.314	2,858.354	180.000	25,931.058	98,897.277	10,795.373	135,623.709
2	13.144	0.180	24.247	22.932	3,143.359	40.000	28,442.413	86,952.894	9,699.555	125,094.862
3	6.334	3.385	23.595	23.092	3,191.332	80.000	32,555.263	69,707.531	8,867.063	111,129.857
4	6.684	3.890	22.904	21.735	3,024.698	80.000	36,258.755	52,124.815	9,506.856	97,890.427
5	4.551	8.242	22.217	22.086	3,106.428	80.000	39,653.414	40,328.370	11,668.730	91,650.514
6	4.550	2.094	21.885	21.351	3,011.358	100.000	43,600.391	26,359.918	7,146.149	77,106.458
7	4.547	0.095	20.822	23.728	3,399.631	80.000	46,749.393	19,415.679	5,018.063	71,183.135
8	5.282	1.513	19.779	22.851	3,327.082	80.000	49,227.057	14,166.944	6,653.612	70,047.613
9	5.281	0.105	19.210	23.250	3,424.641	100.000	52,220.034	10,387.218	5,998.725	68,605.976
10	7.030	0.110	18.081	23.720	3,580.029	80.000	54,157.983	8,746.329	6,648.238	69,552.551
สรุป	63.171	22.785	18.081	23.720	3,580.029	900.000	408,795.763	427,086.975	82,002.366	917,885.104

จากผลการทดสอบสุดท้ายของตารางที่ 7.23 แต่ละรูปแบบการคำนวณ สามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.24 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.4.2

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตพึงได้	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกรับใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	63.171	22.785	18.081	23.720	3,580.029	900.000	408,795.763	427,086.975	82,002.366	917,885.104
ECP	72.381	40.244	18.798	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
ELCC	71.326	39.105	18.739	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
Garver	69.973	57.758	19.204	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
CFb	65.614	37.683	18.547	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036



### **วิเคราะห์ผลการทดสอบ**

จากผลการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าที่ใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบดังแสดงในตารางที่ 7.24 จะเห็นได้ว่าค่าใช้จ่ายรวม และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ในแต่ละวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้จะมีค่าเท่ากัน สาเหตุเนื่องมาจากค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแต่ละรอบปีจะมีค่าถึงเกณฑ์ (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) ก่อนที่ค่าดัชนี LOLE จะถึงเกณฑ์ที่กำหนด (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ส่งผลให้การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบจะขึ้นอยู่กับเกณฑ์ของค่าดัชนี LOLE ไม่ใช่เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ดังนั้นการที่ระบบไฟฟ้ามีการใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ที่แตกต่างกัน ซึ่งส่งผลกระทบต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่แตกต่างกัน จึงไม่มีนัยสำคัญต่อการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ที่ใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบ

### **สรุปผลการทดสอบ**

จากผลการทดสอบทั้ง 2 ส่วนในหัวข้อที่ 7.4 นี้ จะเห็นได้ว่าความแตกต่างของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้จะส่งผลกระทบต่อระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ที่ใช้เพียงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเกณฑ์ของระบบ แต่จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ที่ใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบ เมื่อพิจารณาในด้านของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ และในด้านของค่าใช้จ่ายรวมในตลอดระยะเวลาที่พิจารณา

## **7.5 การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย**

จากขั้นตอนการทดสอบในหัวข้อที่ 5.2 การทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งเป็น 2 หัวข้อหลัก ได้แก่

- (1) การทดสอบโดยใช้เฉพาะเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
- (2) การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE

ในแต่ละหัวข้อหลักนั้น การทดสอบจะถูกกำหนดด้วยตัวแปรต่างๆ เหล่านี้

- วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ ประกอบไปด้วย 5 วิธี ได้แก่ วิธี PF, ECP, ELCC, Garver, CFb และวิธีของ กฟผ.
- รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ กำหนดรูปแบบการติดตั้งจากความนิยมของการติดตั้งในปัจจุบัน
- ชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในระบบ กำหนดโดยใช้การพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคู่กับระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในระบบ
- ระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ 10 ปี
- ผลรวมของขนาดของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในช่วงระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีที่ 10

### 7.5.1 การทดสอบโดยใช้เฉพาะเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.25

ตารางที่ 7.25 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.5.1

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	657.747	237.281	15.430	0.147	60.394	10,400.000	4,136,526.665	378,335.233	879,377.398	5,394,239.295
ECP	704.329	511.649	15.225	0.340	146.458	10,000.000	4,136,325.927	497,117.035	869,489.398	5,502,932.360
ELCC	689.581	367.729	15.332	0.225	94.507	10,200.000	4,136,487.199	459,023.189	874,433.398	5,469,943.786
Garver	653.697	323.187	15.124	0.225	94.507	10,200.000	4,137,342.937	404,056.397	874,433.398	5,415,832.731
CFb	619.691	570.720	15.159	0.373	162.336	10,000.000	4,136,456.156	451,208.276	869,489.398	5,457,153.829
กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.340	146.458	10,000.000	4,137,153.211	421,995.125	869,489.398	5,428,637.734

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าที่ใช้เพียงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเกณฑ์ของระบบดังแสดงในตารางที่ 7.25 จะเห็นได้ว่าค่าใช้จ่ายรวม และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ในแต่ละวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้จะมีค่าไม่เท่ากัน สาเหตุเนื่องมาจากวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่แตกต่างกัน ทำให้ค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่คำนวณออกมาได้มีค่าแตกต่างกัน ดังนั้นการพิจารณาเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแต่ละระบบที่มีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่แตกต่างกันจึงส่งผลให้การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบมีค่าแตกต่างกัน

ในส่วนของผลการทดสอบเมื่อใช้วิธี PF ในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้จะทำให้ระบบมีความจำเป็นต้องเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบมากที่สุดในตลอดระยะเวลา 10 ปี เมื่อเทียบกับการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้วิธีอื่น สาเหตุที่ผลการทดสอบด้วยวิธี PF ให้ค่าออกมาเป็นเช่นนี้เพราะวิธี PF ให้ผลรวมของค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่มีค่าต่ำกว่าวิธีอื่น จึงส่งผลให้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของระบบมีค่าต่ำ ระบบจึงจำเป็นต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ แต่อย่างไรก็ตามผลลัพธ์ของค่าดัชนี LOLE และค่าใช้จ่ายรวมมีค่าต่ำกว่าเมื่อเทียบกับระบบทดสอบอื่น

สำหรับผลการทดสอบเมื่อใช้วิธี ECP ในการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้จะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่ามากที่สุด สาเหตุจากค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมีค่ามาก

ดังนั้นการที่ระบบไฟฟ้ามีการใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่แตกต่างกัน ซึ่งส่งผลกระทบต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่แตกต่างกัน จึงมีความสำคัญต่อการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้เพียงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเกณฑ์ของระบบ และวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ด้วยวิธี PF จะทำให้ค่าดัชนี LOLE และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้วิธีอื่นๆ

## 7.5.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE

ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.26

ตารางที่ 7.26 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.5.2

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	657.312	237.281	15.429	0.147	60.393	10,400.000	4,136,746.649	378,352.666	879,377.398	5,394,476.713
ECP	702.702	501.974	15.196	0.373	162.336	10,000.000	4,136,229.809	489,492.359	869,489.398	5,495,211.565
ELCC	689.581	367.729	15.332	0.225	94.507	10,200.000	4,136,487.199	459,023.189	874,433.398	5,469,943.786
Garver	653.697	323.187	15.124	0.225	94.507	10,200.000	4,137,342.937	404,056.397	874,433.398	5,415,832.731
CFb	613.008	562.281	15.120	0.340	146.456	10,000.000	4,136,582.874	451,503.317	869,489.398	5,457,575.588
กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.340	146.458	10,000.000	4,137,153.211	421,995.125	869,489.398	5,428,637.734

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบดังแสดงในตารางที่ 7.26 จะเห็นได้ว่าค่าใช้จ่ายรวม และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ในแต่ละวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึงได้จะมีค่าคล้ายคลึงกับผลการทดสอบในหัวข้อที่ 7.5.1 สาเหตุเนื่องมาจากค่าดัชนี LOLE ในแต่ละรอบปีจะถึงเกณฑ์ที่กำหนด (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ก่อนที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) จะมีค่าถึงเกณฑ์ ส่งผลให้การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบจะขึ้นอยู่กับเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ไม่ใช่เกณฑ์ของค่าดัชนี LOLE ดังนั้นการที่ระบบไฟฟ้ามีการใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึงได้ที่แตกต่างกัน ซึ่งส่งผลกระทบต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่แตกต่างกัน จึงมีนัยสำคัญต่อการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่ใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบ

### สรุปผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบทั้ง 2 ส่วนในหัวข้อที่ 7.4 นี้ จะเห็นได้ว่าความแตกต่างของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึงได้ของระบบไฟฟ้าจะส่งผลต่อระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้เพียงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเกณฑ์ของระบบ และใช้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ของระบบ เมื่อพิจารณาในด้านของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ และในด้านของค่าใช้จ่ายรวมในตลอดระยะเวลาที่พิจารณา โดยวิธี PF จะเป็นวิธีที่เหมาะสมต่อการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึงได้ เนื่องจากส่งผลให้ค่าใช้จ่ายรวมน้อยที่สุด

## **7.6 การทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79**

จากขั้นตอนการทดสอบในบทที่ 6 การทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 จะถูกแบ่งเป็น 2 หัวข้อหลัก ได้แก่ (1) การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ (2) การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบและของพื้นที่ ซึ่งในแต่ละหัวข้อหลักนั้น การทดสอบจะถูกกำหนดด้วยตัวแปรต่างๆเหล่านี้

- 1) วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ประกอบไปด้วย 5 วิธี ได้แก่ วิธี PF, ECP, ELCC, Garver และ CFb
- 2) รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ประกอบไปด้วย 4 รูปแบบการติดตั้ง ได้แก่
  - (1) การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน
  - (2) การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่
  - (3) การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด
  - (4) การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

- 3) ชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในระบบ กำหนดโดยใช้การพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคู่กับระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในระบบ
- 4) ระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ 10 ปี
- 5) ผลรวมของขนาดของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในช่วงระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีที่ 10

การทดสอบทั้ง 2 หัวข้อ แสดงรายละเอียดได้ดังนี้

### 7.6.1 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ

การทดสอบจะถูกแบ่งตามรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ โดยแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อดังนี้

#### 7.6.1.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน

การทดสอบในหัวข้อนี้จะมีขั้นตอนการทดสอบเหมือนกับการทดสอบในหัวข้อ 7.4.2 ผลการทดสอบแสดงดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.27 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.1

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	63.171	22.785	18.081	23.720	3,580.029	900.000	408,795.763	427,086.975	82,002.366	917,885.104
ECP	72.381	40.244	18.798	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
ELCC	71.326	39.105	18.739	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
Garver	69.973	57.758	19.204	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
CFb	65.614	37.683	18.547	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036

### 7.6.1.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

การทดสอบในหัวข้อนี้จะคล้ายคลึงกับการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1.1 แต่มีข้อแตกต่างในส่วนของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ซึ่งจะไม่ใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้งที่พิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน แต่จะเป็นค่ากำลังผลิตติดตั้งที่พิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ตัวอย่างของการทดสอบเมื่อระบบไฟฟ้าใช้การคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ด้วยวิธี PF การคำนวณจะถูกแสดงออกเป็นขั้นตอนย่อยดังนี้

#### 1) การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี

การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะอาศัยตารางที่ 7.6 ซึ่งแสดงอัตราส่วนของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมในแต่ละปี มาใช้ในการคำนวณร่วมกับข้อมูลของศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ โดยจะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในแต่ละปี ในพื้นที่ที่มีค่าศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูงที่สุด โดยผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 7.28 และตารางที่ 7.29

ตารางที่ 7.28 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.2

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	-	-	-	78.060
3	-	-	-	37.617
4	-	-	-	39.694
5	-	-	-	27.025
6	-	-	-	27.024
7	-	-	-	27.007
8	-	-	-	31.368
9	-	-	-	31.363
10	-	-	-	41.751



ตารางที่ 7.29 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.1.2

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	2.908	-	-	-
3	54.753	-	-	-
4	62.917	-	-	-
5	133.314	-	-	-
6	33.879	-	-	-
7	1.537	-	-	-
8	24.471	-	-	-
9	1.703	-	-	-
10	1.786	-	-	-

2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

หลังจากที่คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีเสร็จสิ้นแล้ว ระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ ด้วยค่ากำลังผลิตติดตั้งที่คำนวณได้ จะถูกคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ในปีที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 7.30

3) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบซึ่งแสดงในตารางที่ 7.31 จะถูกนำไปใช้เพื่อประเมินค่าเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ที่มีการกำหนดไว้ จากตารางที่ 7.31 จะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้ว (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) แต่ค่าดัชนี LOLE จะมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ

4) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เนื่องจากค่าดัชนี LOLE ของระบบมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ดังนั้นวิธีการแก้ปัญหาจะใช้วิธีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะเพิ่มในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่สูงสุด ผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของค่าต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ดังแสดงในตารางที่ 7.32

- 5) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ดังแสดงในตารางที่ 7.33 ซึ่งจะเห็นได้ว่า ค่าดัชนี LOLE ยังคงมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบต่อไป

- 6) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ และการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจนกระทั่งค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนด ดังแสดงในตารางที่ 7.34 และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.35

- 7) การทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

หลังจากที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนดเรียบร้อยแล้ว ผลการทดสอบที่ได้จะเป็นการสรุปค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.36

- 8) การสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

เมื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าครบจำนวนปีที่กำหนดแล้ว การสรุปผลการทดสอบในแต่ละจำนวนปีที่กำหนด จะถูกสรุปผลในรูปของค่าตอบในบรรทัดสุดท้าย ซึ่งจะแสดงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบในปีสุดท้าย รวมไปถึงผลรวมของค่าใช้จ่ายต่างๆ ในตลอดระยะเวลาที่กำหนด ผลการสรุปแสดงดังตารางที่ 7.37

ตารางที่ 7.30 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 67.705	8,760.000	2,997,504.008	-	4,935.724	180,869.392	2,587.686
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	38.422	1,298.356	-	6,546.102	78.343	3,758.088

ตารางที่ 7.31 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	19.891	61.892	9,230.587

ตารางที่ 7.32 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 65.960	8,756.868	2,832,830.369	20.000	6,055.505	170,932.984	3,082.086
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	38.422	1,298.356	-	6,546.102	78.343	3,758.088

ตารางที่ 7.33 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	20.592	55.096	8,136.756

ตารางที่ 7.34 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	25.505	23.773	3,220.831

ตารางที่ 7.35 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุนก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 53.740	7,554.440	1,735,237.345	160.000	13,519.138	104,704.221	6,542.886
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	38.422	1,298.356	-	6,546.102	78.343	3,758.088

ตารางที่ 7.36 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	6.387	5.497	25.505	23.773	3,220.831	160.000	24,751.170	106,355.880	10,300.973	141,408.024

ตารางที่ 7.37 ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินครบจำนวนปีที่กำหนด

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	6.387	5.497	25.505	23.773	3,220.831	160.000	24,751.170	106,355.880	10,300.973	141,408.024
2	14.554	0.312	25.081	22.355	3,062.596	80.000	28,357.512	86,272.169	10,688.355	125,318.035
3	7.013	5.868	23.848	22.597	3,118.387	60.000	31,714.478	67,681.625	8,372.663	107,768.766
4	7.401	6.743	23.264	21.239	2,961.272	80.000	34,987.027	49,215.148	9,506.856	93,709.031
5	5.039	14.288	22.147	21.833	3,108.134	60.000	36,636.135	32,005.634	11,174.330	79,816.099
6	5.038	3.631	22.483	21.284	3,005.679	120.000	42,420.652	25,149.990	7,640.549	75,211.192
7	5.035	0.165	22.007	23.652	3,385.594	100.000	46,416.484	19,971.982	5,512.463	71,900.930
8	5.848	2.623	20.978	21.593	3,119.543	80.000	48,174.722	12,043.359	6,653.612	66,871.694
9	5.847	0.183	20.945	21.964	3,185.372	120.000	52,059.318	8,801.640	6,493.125	67,354.084
10	7.784	0.191	20.326	21.427	3,143.081	100.000	54,143.138	6,742.885	7,142.638	68,028.660
สรุป	69.947	39.500	20.326	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515

จากผลการทดสอบสุดท้ายของตารางที่ 7.37 ในแต่ละรูปแบบการคำนวณ สามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.38 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.2

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	69.947	39.500	20.326	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
ECP	64.604	88.550	21.501	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
ELCC	60.601	81.655	21.208	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
Garver	66.243	114.671	22.248	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
CFb	48.967	77.154	20.774	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515

### 7.6.1.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

การทดสอบในหัวข้อนี้จะคล้ายคลึงกับการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1.1 และ 7.6.1.2 แต่มีข้อแตกต่างในส่วนของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ซึ่งการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งจะใช้การพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด ตัวอย่างของการทดสอบเมื่อระบบไฟฟ้าใช้การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งได้ด้วยวิธี PF การคำนวณจะถูกแสดงออกเป็นขั้นตอนย่อยดังนี้

#### 1) การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ในปี ที่ 1

การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะอาศัยตารางที่ 7.6 ซึ่งแสดงอัตราส่วนของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมในแต่ละปี มาใช้ในการคำนวณพื้นที่ติดตั้ง โดยจะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละโครงการในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด โดยในแต่ละปีนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทจะถูกแบ่งออกเป็น 10 โครงการ ขนาดกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละโครงการเท่ากับร้อยละ 10 ของขนาดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆ ในแต่ละปี

การคำนวณขั้นที่ 1 ในปีที่ 1 เริ่มจากการหาค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมเข้าสู่ระบบ ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 7.39

ตารางที่ 7.39 ผลการคำนวณค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม ในปีที่ 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	-	-
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	47.470	-	-

จากผลการคำนวณในตารางที่ 7.39 จะเห็นว่าค่าดัชนี LOLE ในภาคกลางมีค่าสูงที่สุด ดังนั้นโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 จะถูกติดตั้งในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE มากที่สุด ซึ่งก็คือพื้นที่ในภาคกลาง ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 7.40



ตารางที่ 7.40 ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมด ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมด ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	3.425	-
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	47.470	-	-

ต่อมาจะเป็นขั้นตอนการพิจารณาพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 หลักการเลือกพื้นที่ติดตั้งจะเป็นเช่นเดียวกันกับการพิจารณาของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นโครงการของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 จะถูกติดตั้งในพื้นที่ในภาคกลาง ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมแสงดังตารางที่ 7.40

ตารางที่ 7.41 ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมด ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมด ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	3.425	5.129
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	47.470	-	-

ขั้นตอนการพิจารณาพื้นที่ติดตั้งจะถูกวนซ้ำไปจนกระทั่งโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในปี 1 ถูกติดตั้งจนเสร็จสิ้น ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภททุกโครงการ ในปี 1 แสดงดังตารางที่ 7.42

ตารางที่ 7.42 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมทุกโครงการ ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมด ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมด ของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	34.255	51.288
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	47.470	-	-

2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

หลังจากที่คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในปีที่ 1 เสร็จสิ้นแล้ว ระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบด้วย ค่ากำลังผลิตติดตั้งที่คำนวณได้ จะถูกคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ในปีที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 7.43

3) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบซึ่งแสดงในตารางที่ 7.44 จะถูกนำไปใช้เพื่อประเมินค่าเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ที่มีการกำหนดไว้ จากตารางที่ 7.42 จะเห็นว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้ว (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) แต่ค่าดัชนี LOLE จะมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ

4) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เนื่องจากค่าดัชนี LOLE ของระบบมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ดังนั้นวิธีการแก้ปัญหาจะใช้วิธีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะเพิ่มในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่สูงสุด ผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของค่าต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ดังแสดงในตารางที่ 7.45

5) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ดังแสดงในตารางที่ 7.46 ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าดัชนี LOLE ยังคงมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบต่อไป

6) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ และการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปีที่ 1

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจนกระทั่งค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนด ดังแสดงในตารางที่ 7.47 และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.48

7) การทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้า  
สำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปี 1

หลังจากที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่ถูกกำหนด  
เรียบร้อยแล้ว ผลการทดสอบที่ได้จะเป็นการสรุปค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี  
EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของทั้งระบบในปี 1 แสดงดังตารางที่ 7.49

8) การสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิต  
ไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

เมื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าครบจำนวนปีที่กำหนดแล้ว การสรุปผลการทดสอบจาก  
ขั้นตอนที่ 5) ในแต่ละจำนวนปีที่กำหนด จะถูกสรุปผลในรูปของคำตอบในบรรทัดสุดท้าย ซึ่งจะแสดง  
ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบในปีสุดท้าย รวมไปถึงผลรวม  
ของค่าใช้จ่ายต่างๆ ในตลอดระยะเวลาที่กำหนด ผลการสรุปแสดงดังตารางที่ 7.50

ตารางที่ 7.43 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 67.705	8,760.000	2,949,665.826	-	4,935.724	177,982.836	6,345.773
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	47.470	1,609.158	-	6,810.883	97.097	-

ตารางที่ 7.44 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี的增加เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	19.858	61.720	9,175.063

ตารางที่ 7.45 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 65.960	8,756.868	2,784,992.203	20.000	6,055.505	168,046.430	6,840.173
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	47.470	1,609.158	-	6,810.883	97.097	-

ตารางที่ 7.46 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	20.560	54.878	8,084.687

ตารางที่ 7.47 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	25.472	23.638	3,195.196

ตารางที่ 7.48 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุนก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 53.740	7,531.517	1,688,026.697	160.000	13,514.870	101,855.531	10,300.973
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	47.470	1,609.158	-	6,810.883	97.097	-

ตารางที่ 7.49 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปี 1

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.461	5.497	25.472	23.638	3,195.196	160.000	25,011.684	103,525.944	10,300.973	138,838.601

ตารางที่ 7.50 ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.461	5.497	25.472	23.638	3,195.196	160.000	25,011.684	103,525.944	10,300.973	138,838.601
2	12.445	0.312	24.296	23.735	3,265.843	60.000	28,503.566	81,916.245	10,193.955	120,613.766
3	5.997	5.868	23.714	21.865	3,011.902	80.000	32,384.816	59,943.338	8,867.063	101,195.217
4	6.328	6.743	22.457	22.945	3,226.250	60.000	35,153.213	45,156.980	9,012.456	89,322.649
5	4.308	14.288	21.341	23.821	3,419.500	60.000	36,632.340	30,262.026	11,174.330	78,068.697
6	4.308	3.631	21.679	22.822	3,259.211	120.000	42,512.910	22,256.209	7,640.549	72,409.668
7	4.305	0.165	21.792	21.857	3,114.183	120.000	46,753.375	14,722.896	6,006.863	67,483.134
8	5.001	2.623	20.174	22.515	3,285.999	60.000	48,003.832	10,377.581	6,159.212	64,540.626
9	5.000	0.183	20.141	22.151	3,237.088	120.000	51,720.096	8,370.320	6,493.125	66,583.541
10	6.656	0.191	18.978	23.538	3,523.597	80.000	53,296.150	7,204.821	6,648.238	67,149.209
สรุป	59.810	39.500	18.978	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ด้วยวิธีอื่น ๆ ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเหมือนกับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ด้วยวิธี PF จากผลการทดสอบสุดท้ายของตารางที่ 7.50 ในแต่ละรูปแบบการคำนวณสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.51 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.3

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ทำได้	ค่ากำลังผลิตที่ทำได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ทำได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	59.810	39.500	18.978	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
ECP	71.635	87.993	20.600	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
ELCC	67.774	81.551	20.323	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
Garver	65.510	115.140	21.165	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
CFb	56.096	76.828	19.882	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109



ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภททุกโครงการ เมื่อครบจำนวนปีที่กำหนด แสดงดังตารางที่ 7.52 และ ตารางที่ 7.53

ตารางที่ 7.52 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.3

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	34.255	-	-	-
2	78.060	-	-	-
3	37.617	-	-	-
4	39.694	-	-	-
5	27.025	-	-	-
6	27.024	-	-	-
7	27.007	-	-	-
8	31.368	-	-	-
9	31.363	-	-	-
10	41.751	-	-	-

ตารางที่ 7.53 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.3

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	2.908	-	-	-
3	54.753	-	-	-
4	62.917	-	-	-
5	133.314	-	-	-
6	33.879	-	-	-
7	1.537	-	-	-
8	24.471	-	-	-
9	1.703	-	-	-
10	1.786	-	-	-

#### 7.6.1.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

การทดสอบในหัวข้อนี้จะคล้ายคลึงกับการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1.4 แต่มีข้อแตกต่างในส่วนของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ซึ่งการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งจะใช้การพิจารณาจากอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อเปรียบเทียบกับก่อน และหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าในแต่ละพื้นที่ ตัวอย่างของผลการทดสอบเมื่อระบบไฟฟ้าใช้การคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ด้วยวิธี PF การคำนวณจะถูกแสดงออกเป็นขั้นตอนย่อยดังนี้

##### 1) การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ในปี ที่ 1

การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะอาศัยตารางที่ 7.6 ซึ่งแสดงอัตราส่วนของค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมในแต่ละปี มาใช้ในการคำนวณพื้นที่ติดตั้ง โดยจะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในโครงการในพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่พื้นที่ โดยในแต่ละปีนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทจะถูกแบ่งออกเป็น 10 โครงการ ขนาดกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละโครงการเท่ากับร้อยละ 10 ของขนาดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆ ในแต่ละปี

การคำนวณขั้นที่ 1 ในปีที่ 1 เริ่มจากการหาค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มีการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมเข้าสู่ระบบ ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 7.54

ตารางที่ 7.54 ผลการคำนวณค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มีการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม ในปีที่ 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	-	-
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	47.470	-	-

ต่อมา ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 จะถูกติดตั้งเข้าสู่ระบบครั้งละ 1 พื้นที่ เพื่อพิจารณาค่าดัชนี LOLE หลักจากการติดตั้ง และค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้ง โดยผลการคำนวณที่ได้ แสดงดังตารางที่ 7.55

ตารางที่ 7.55 ผลการคำนวณค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งก่อนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE ก่อนการติดตั้ง (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี LOLE หลังการติดตั้ง (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าสัมบูรณ์ของผลต่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้ง (ชั่วโมงต่อปี)
1	กลาง	8,760.000	8,760.000	-
	เหนือ	126.144	126.144	-
	ออก	3.434	3.393	0.041
	ใต้	47.470	45.948	1.522

จากผลการคำนวณในตารางที่ 7.55 จะเห็นได้ว่าค่าสัมบูรณ์ของผลต่างของค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในภาคกลางมีค่าสูงที่สุด ดังนั้นโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 จะถูกติดตั้งในภาคกลาง ผลการติดตั้งแสดงดังตารางที่ 7.56

ตารางที่ 7.56 ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โครงการที่ 1 ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	-	-
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	45.948	3.425	-

ต่อมาจะเป็นขั้นตอนการพิจารณาพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 หลักการเลือกพื้นที่ติดตั้งจะเป็นเช่นเดียวกับการพิจารณาของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 จะถูกติดตั้งเข้าสู่ระบบครั้งละ 1 พื้นที่ เพื่อพิจารณาค่าดัชนี LOLE หลักจากการติดตั้ง และค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้ง โดยผลการคำนวณที่ได้ แสดงดังตารางที่ 7.57

ตารางที่ 7.57 ผลการคำนวณค่าสัมบูรณ์ของผลต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งก่อนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE ก่อนการติดตั้ง (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี LOLE หลังการติดตั้ง (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าสัมบูรณ์ของผลต่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้ง (ชั่วโมงต่อปี)
1	กลาง	8,760.000	8,760.000	-
	เหนือ	126.144	126.144	-
	ออก	3.434	3.412	0.021
	ใต้	47.470	46.381	1.089

จากผลการคำนวณในตารางที่ 7.57 จะเห็นได้ว่าค่าสัมบูรณ์ของผลต่างของค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในภาคกลางมีค่าสูงที่สุด ดังนั้นโครงการของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 จะถูกติดตั้งในภาคกลาง ผลการติดตั้งแสดงดังตารางที่ 7.58

ตารางที่ 7.58 ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมโครงการที่ 1 ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	-	-
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	44.855	3.425	5.129

ขั้นตอนการพิจารณาพื้นที่ติดตั้งจะถูกวนเข้าไปจนกระทั่งโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในปี 1 ถูกติดตั้งจนเสร็จสิ้น ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภททุกโครงการ ในปี 1 แสดงดังตารางที่ 7.59

ตารางที่ 7.59 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมทุกโครงการ ในปี 1

ปี	ภาค	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)	ค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์)
1	กลาง	8,760.000	-	-
	เหนือ	126.144	-	-
	ออก	3.434	-	-
	ใต้	30.193	34.255	51.288

2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

หลังจากที่คำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในปี 1 เสร็จสิ้นแล้ว ระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบด้วยค่ากำลังผลิตติดตั้งที่คำนวณได้ จะถูกคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ในปี 1 ดังแสดงในตารางที่ 7.60

3) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบซึ่งแสดงในตารางที่ 7.61 จะถูกนำไปใช้เพื่อประเมินค่าเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี

LOLE ที่มีการกำหนดไว้ จากตารางที่ 7.61 จะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้ว (ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15) แต่ค่าดัชนี LOLE จะมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ

4) การทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เนื่องจากค่าดัชนี LOLE ของระบบมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ดังนั้นวิธีการแก้ปัญหาจะใช้วิธีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะเพิ่มในพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่สูงสุด ผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของค่าต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ ดังแสดงในตารางที่ 7.62

5) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ดังแสดงในตารางที่ 7.63 ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าดัชนี LOLE ยังคงมีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ไม่สูงกว่า 24 ชั่วโมงต่อปี) ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบต่อไป

6) การคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ และการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปี 1

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจนกระทั่งค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนด ดังแสดงในตารางที่ 7.64 และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ของทั้งระบบในปี 1 แสดงดังตารางที่ 7.65

7) การทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปี 1

หลังจากที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบผ่านเกณฑ์ที่กำหนดเรียบร้อยแล้ว ผลการทดสอบที่ได้จะเป็นการสรุปค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของทั้งระบบในปี 1 แสดงดังตารางที่ 7.66

8) การสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

เมื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าครบจำนวนปีที่กำหนดแล้ว การสรุปผลการทดสอบจากขั้นตอนที่ 5) ในแต่ละจำนวนปีที่กำหนด จะถูกสรุปผลในรูปของคำตอบในบรรทัดสุดท้าย ซึ่งจะแสดงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบในปีสุดท้าย รวมไปถึงผลรวมของค่าใช้จ่ายต่างๆ ในตลอดระยะเวลาที่กำหนด ผลการสรุปแสดงดังตารางที่ 7.67

ตารางที่ 7.60 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 67.705	8,760.000	3,045,655.795	-	4,935.724	183,774.871	-
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	30.217	1,004.271	-	6,387.817	60.598	6,345.773

ตารางที่ 7.61 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อยังไม่มี การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	19.836	62.312	9,258.268

ตารางที่ 7.62 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 65.960	8,758.434	2,880,970.650	20.000	6,055.583	173,837.769	494.400
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	30.193	1,002.529	-	6,386.008	60.493	6,345.773

ตารางที่ 7.63 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบ

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า สำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	20.538	55.276	8,156.923

ตารางที่ 7.64 ผลการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
1	25.452	23.853	3,217.262

ตารางที่ 7.65 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุนก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	- 53.740	7,622.793	1,779,427.715	160.000	13,546.075	107,370.668	3,955.200
	เหนือ	229.885	126.144	25,848.362	-	1,359.435	1,559.690	-
	ออก	72.814	3.434	225.822	-	3,326.495	13.626	-
	ใต้	5.727	30.193	1,002.529	-	6,386.008	60.493	6,345.773



ตารางที่ 7.66 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินในปีที่ 1

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	6.387	3.990	25.452	23.853	3,217.262	160.000	24,618.014	109,004.477	10,300.973	143,923.465

ตารางที่ 7.67 ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินครบจำนวนปีที่กำหนด

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	6.387	3.990	25.452	23.853	3,217.262	160.000	24,618.014	109,004.477	10,300.973	143,923.465
2	13.710	0.235	24.317	23.774	3,271.349	60.000	27,875.942	89,185.727	10,193.955	127,255.624
3	6.200	5.868	23.741	21.647	2,982.307	80.000	32,250.924	61,404.794	8,867.063	102,522.781
4	6.543	6.743	22.490	22.592	3,170.682	60.000	34,998.503	46,883.516	9,012.456	90,894.475
5	4.527	14.288	21.380	23.472	3,367.822	60.000	36,500.395	31,809.945	11,174.330	79,484.671
6	4.819	3.432	21.726	22.447	3,182.277	120.000	42,201.268	27,287.888	7,640.549	77,129.706
7	4.670	0.151	21.848	21.680	3,084.996	120.000	46,609.378	16,824.425	6,006.863	69,440.666
8	5.848	1.976	20.805	22.080	3,154.062	80.000	48,462.721	14,452.133	6,653.612	69,568.466
9	5.847	0.163	20.777	21.885	3,178.712	120.000	52,073.020	8,840.566	6,493.125	67,406.711
10	7.784	0.181	20.162	21.420	3,139.060	100.000	54,154.175	6,744.773	7,142.638	68,041.587
สรุป	66.337	37.026	20.162	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ด้วยวิธีอื่น ๆ ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเหมือนกับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ด้วยวิธี PF จากผลการทดสอบสุดท้ายของตารางที่ 7.67 ในแต่ละรูปแบบการคำนวณสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.68 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.4

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ทำได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	66.337	37.026	20.162	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
ECP	68.431	82.509	21.442	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
ELCC	62.455	74.645	21.070	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
Garver	67.169	99.738	21.871	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
CFb	51.281	71.326	20.680	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151

ตารางที่ 7.69 สรุปผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.1.1 – 7.6.1.4

รูปแบบการติดตั้ง	วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ค่ากำลังผลิตที่	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
ความนิยม	PF	63.171	22.785	18.081	23.720	3,580.029	900.000	408,795.763	427,086.975	82,002.366	917,885.104
	ECP	72.381	40.244	18.798	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
	ELCC	71.326	39.105	18.739	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
	Garver	69.973	57.758	19.204	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
	CFb	59.194	35.467	18.315	23.696	3,576.496	900.000	408,797.127	426,988.543	82,002.366	917,788.036
ศักยภาพ	PF	69.947	39.500	20.326	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
	ECP	64.604	88.550	21.501	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
	ELCC	60.601	81.655	21.208	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
	Garver	66.243	114.671	22.248	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
	CFb	48.967	77.154	20.774	21.427	3,143.081	960.000	399,660.637	414,240.312	83,485.566	897,386.515
ค่าดัชนี LOLE	PF	59.810	39.500	18.978	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
	ECP	71.635	87.993	20.600	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
	ELCC	67.774	81.551	20.323	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
	Garver	65.510	115.140	21.165	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
	CFb	56.096	76.828	19.882	23.538	3,523.597	920.000	399,971.982	383,736.361	82,496.766	866,205.109
ค่าสัมประสิทธิ์ ของค่าดัชนี LOLE	PF	66.337	37.026	20.162	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
	ECP	68.431	82.509	21.442	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
	ELCC	62.455	74.645	21.070	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
	Garver	67.169	99.738	21.871	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151
	CFb	51.281	71.326	20.680	21.420	3,139.060	960.000	399,744.340	412,438.245	83,485.566	895,668.151

ผลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งสองประเภททุกโครงการ เมื่อครบจำนวนปีที่กำหนด แสดงดังตารางที่ 7.70 และ ตารางที่ 7.71

ตารางที่ 7.70 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.4

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	31.224	-	-	46.836
3	30.093	-	-	7.523
4	31.755	-	-	7.939
5	18.918	-	-	8.108
6	8.107	-	-	18.917
7	13.503	-	-	13.503
8	-	-	-	31.368
9	-	-	-	31.363
10	-	-	-	41.751

ตารางที่ 7.71 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.1.4

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	51.288
2	0.291	-	-	2.618
3	54.753	-	-	-
4	62.917	-	-	-
5	133.314	-	-	-
6	27.103	-	-	6.776
7	1.076	-	-	0.461
8	2.447	-	-	22.024
9	1.022	-	-	0.681
10	1.429	-	-	0.357

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.27 ตารางที่ 7.38 ตารางที่ 7.51 และตารางที่ 7.68 จะเห็นได้ว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละรูปแบบ แม้ว่าค่าคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้อาจจะอาศัยการคำนวณด้วยวิธีที่แตกต่างกัน แต่ค่าใช้จ่ายรวมของระบบที่ไม่แตกต่างกัน สาเหตุที่ผลการทดสอบมีค่าไม่แตกต่างกันเนื่องจากเกณฑ์ของค่าดัชนี LOLE จากผลการทดสอบจะเห็นได้ว่า ค่าของดัชนี LOLE จะมีค่าเข้าใกล้เกณฑ์ที่กำหนด มากกว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ดังนั้นการเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบจึงเป็นการเพิ่มเพื่อให้ค่าดัชนี LOLE ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ แม้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้วก็ตาม แต่อย่างไรก็ตาม ผลของค่ากำลังผลิตที่ได้อาจจะชี้ให้เห็นถึงความแตกต่างระหว่างวิธีการคำนวณด้วยการแสดงผลทางค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีค่าแตกต่างกันในแต่ละรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบ

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.69 ซึ่งเป็นตารางที่สรุปผลการทดสอบของทุกรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะเห็นได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด จะให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายรวมของระบบ และค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าน้อยที่สุด ในทางกลับกัน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน พบว่าค่าผลรวมของค่าใช้จ่ายรวมของระบบ และค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีค่ามากที่สุด

จากการวิเคราะห์หาสาเหตุที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดให้ค่าใช้จ่ายรวม และค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องต่ำที่สุด สาเหตุที่เป็นเหตุเป็นผลมากที่สุดคือ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่พื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดจะเป็นการช่วยให้โอกาสในการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องในพื้นที่ดังกล่าวมีค่าลดลง ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมีค่าน้อยลง และส่งผลให้ค่าดัชนี LOLE ของระบบ มีค่าลดลง ซึ่งผลลัพธ์ที่ตามมาคือค่าลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ของระบบ เพื่อให้ค่าดัชนี LOLE ของระบบอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด มีค่าลดลงในแต่ละปี

### สรุปผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ การทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1 นี้จึงสามารถสรุปได้ว่า เมื่อระบบไฟฟ้าที่มีการทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ การเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดจึงมีแนวโน้มที่จะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด และก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายที่เกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องต่ำกว่าการที่เลือกพื้นที่จากความนิยมในปัจจุบัน โดยลำดับและขนาดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีนั้น แสดงดังตารางที่ 7.52 และตารางที่ 7.53

## 7.6.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่

การทดสอบในหัวข้อนี้จะมีข้อแตกต่างไปจากการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1 ในด้านการเพิ่มเงื่อนไขของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่เพิ่มเติมจากเงื่อนไขของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบ ดังที่ได้มีการทดสอบให้หัวข้อที่ 7.6.1 ซึ่งเงื่อนไขที่มีการเพิ่มเข้ามาจะทำให้มีการเพิ่มขึ้นตอนการคำนวณในช่วงก่อนการพิจารณาค่าของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบ

ขั้นตอนการคำนวณที่มีการเพิ่มเข้ามาในแต่ละรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีลักษณะเหมือนกัน ตัวอย่างของผลการทดสอบเมื่อมีการเพิ่มเงื่อนไขของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ในระบบที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาความนิยมในปัจจุบัน เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าที่ใช้การคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ด้วยวิธี PF การคำนวณจะถูกแสดงออกเป็นขั้นตอนดังต่อไปนี้

### 1) การทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1

หลังจากที่การคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีเสร็จสิ้นแล้ว ขั้นตอนต่อมา ซึ่งเป็นขั้นตอนแรกที่เกิดจากการเพิ่มเงื่อนไขของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่คือ ขั้นตอนของการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 ซึ่งผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 7.72

ตารางที่ 7.72 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ของระบบผลิต ไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)
1	กลาง	3.235	-	- 67.705	8,760.000	3,017,318.468	-

### 2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่องเข้าสู่พื้นที่ที่ 1

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.72 จะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในพื้นที่ที่ 1 มีค่าไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่พื้นที่ โดยผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่แสดงดังตารางที่ 7.73

ตารางที่ 7.73 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ 1 เครื่อง เข้าสู่พื้นที่ที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ของระบบผลิต ไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)
1	กลาง	3.235	-	- 65.960	8,758.434	2,852,633.332	20.000

3) การทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่ที่ 1

จากผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่พื้นที่ที่ 1 ในตารางที่ 7.73 จะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ยังคงไม่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ดังนั้น การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่พื้นที่ที่ 1 จะดำเนินต่อไปจนกว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE จะอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ผลการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสุดท้าย และผลการคำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่ที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.74

4) การทดสอบระบบไฟฟ้าในทุกพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่

การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เพื่อให้เกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดจะดำเนินต่อไป จนกระทั่งการพิจารณาครบทุกพื้นที่ ผลการทดสอบเมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ แสดงดังตารางที่ 7.75

5) การทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปี 1

หลังจากที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดเรียบร้อยแล้ว ผลการทดสอบที่ได้จะเป็นการสรุปค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE ค่าดัชนี EENS และค่าใช้จ่ายต่างๆ ของทั้งระบบในปีที่ 1 แสดงดังตารางที่ 7.76 ซึ่งจากตารางจะเห็นได้ว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้ว ดังนั้นจึงไม่จำเป็นต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เนื่องมาจากเกณฑ์ของระบบ

6) การสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

เมื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าครบจำนวนปีที่กำหนดแล้ว การสรุปผลการทดสอบจากขั้นตอนที่ 5) ในแต่ละจำนวนปีที่กำหนด จะถูกสรุปผลในรูปของคำตอบในบรรทัดสุดท้าย ซึ่งจะแสดงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ค่าดัชนี LOLE และค่าดัชนี EENS ของระบบในปีสุดท้าย รวมไปถึงผลรวมของค่าใช้จ่ายต่างๆ ในตลอดระยะเวลาที่กำหนด ผลการสรุปแสดงดังตารางที่ 7.77

ตารางที่ 7.74 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่ 1 เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่ที่ 1

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึง ได้ของระบบผลิต ไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	3.235	-	16.668	2.990	111.070	940.000	25,501.586	6.702	24,862.610

ตารางที่ 7.75 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในทุกพื้นที่ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่

ปี	ภาค	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึง ได้ของระบบผลิต ไฟฟ้ากังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)
1	กลาง	3.235	-	16.668	2.990	111.070	940.000	25,501.586	6.702	24,862.610
	เหนือ	0.175	-	319.374	17.095	375.802	280.000	1,523.792	22.676	7,717.020
	ออก	2.299	3.131	76.179	3.176	199.209	-	3,271.914	12.020	3,823.424
	ใต้	0.058	0.040	15.970	16.053	512.500	40.000	6,800.575	30.924	1,219.304



ตารางที่ 7.76 ผลการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในปี 1

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.767	3.171	5.767	3.171	65.401	0.001	0.033	1,300.000	37,067.950	57.637	38,481.773	75,607.360

ตารางที่ 7.77 ผลสรุปการทดสอบระบบไฟฟ้าในระบบ เมื่อสิ้นสุดการประเมินเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ครบจำนวนปีที่กำหนด

ปี	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายใน การผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
1	5.767	3.171	5.767	3.171	65.401	0.001	0.033	1,300.000	37,067.950	57.637	38,481.773	75,607.360
2	13.142	0.180	13.142	0.180	63.082	0.001	0.042	60.000	38,231.094	60.071	10,193.955	48,485.120
3	6.333	3.385	6.333	3.385	61.299	0.001	0.047	80.000	40,399.983	56.429	8,867.063	49,323.476
4	6.683	3.890	6.683	3.890	56.940	0.002	0.149	-	42,117.102	83.584	7,529.256	49,729.942
5	4.550	8.242	4.550	8.242	57.756	0.001	0.057	160.000	44,182.975	53.359	13,646.330	57,882.665
6	4.550	2.094	4.550	2.094	53.362	0.003	0.233	-	46,548.521	86.856	4,674.149	51,309.526
7	4.547	0.095	4.547	0.095	52.558	0.003	0.199	120.000	48,908.634	105.893	6,006.863	55,021.390
8	5.281	1.513	5.281	1.513	50.591	0.003	0.236	80.000	50,790.123	96.509	6,653.612	57,540.244
9	5.280	0.105	5.280	0.105	48.570	0.005	0.359	80.000	53,346.659	143.391	5,504.325	58,994.375
10	7.029	0.110	7.029	0.110	44.972	0.011	0.959	20.000	55,102.786	161.229	5,165.038	60,429.053
สรุป	63.159	22.785	63.159	22.785	44.972	0.011	0.959	1,900.000	456,695.827	904.958	106,722.366	564,323.151

จากตัวอย่างการทดสอบจะเห็นได้ว่าการแก้จากการแก้ปัญหาเมื่อค่าดัชนีต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ที่มีค่าไม่ถูกต้องตามเกณฑ์ที่กำหนด จะแก้ปัญหาโดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าไปในพื้นที่ที่มีปัญหาโดยตรง ไม่ใช่การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่พื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดเหมือนดังในการทดสอบเกณฑ์ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ

ผลการทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบและของพื้นที่ แบ่งออกเป็น 4 หัวข้อ แยกตามรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังนี้

### 7.6.2.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในแต่ละวิธี ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเท่ากัน ดังแสดงในตารางที่ 7.11 และตารางที่ 7.12 ในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.78

### 7.6.2.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธี PF และ ECP ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเท่ากัน ดังแสดงในตารางที่ 7.28 และตารางที่ 7.29 และในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.79

ตารางที่ 7.78 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.2.1

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตพึงได้	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	63.159	22.785	63.159	22.785	44.972	1.10E-02	9.59E-01	1,900.000	456,695.827	904.958	106,722.366	564,323.151
ECP	77.682	31.725	187.582	184.279	51.585	1.70E-02	1.48E+00	1,860.000	456,694.057	920.660	105,733.566	563,348.284
ELCC	71.666	32.745	187.582	184.279	54.275	6.04E-03	4.90E-01	1,960.000	456,695.364	909.068	108,205.566	565,809.997
Garver	69.232	69.291	69.973	57.758	45.020	1.71E-02	1.48E+00	1,860.000	456,694.057	920.660	105,733.566	563,348.284
CFb	52.959	19.037	62.363	69.547	49.435	3.12E-03	2.43E-01	2,020.000	456,698.749	873.017	109,688.766	567,260.533

ตารางที่ 7.79 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.2.2

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตพึงได้	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	69.947	39.500	69.947	39.500	44.529	2.06E-02	1.77E+00	1,860.000	446,159.886	1,028.430	105,733.566	552,921.882
ECP	78.923	110.780	187.582	184.279	56.964	2.34E-03	1.74E-01	2,060.000	446,150.587	1,115.533	110,677.566	557,943.686
ELCC	73.475	103.138	187.582	184.279	56.964	2.34E-03	1.74E-01	2,060.000	446,150.587	1,115.533	110,677.566	557,943.686
Garver	85.404	119.629	66.243	114.671	48.064	1.10E-02	9.13E-01	1,920.000	446,146.034	1,155.934	107,216.766	554,518.734
CFb	56.108	106.756	67.083	127.270	50.577	4.66E-03	3.62E-01	2,000.000	446,155.620	1,062.319	109,194.366	556,412.305

### 7.6.2.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ติดตั้งในแต่ละวิธี ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าแตกต่างกันดังแสดงในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.80 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี PF

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	34.255	-	-	-
2	-	62.448	-	15.612
3	-	37.617	-	-
4	-	39.694	-	-
5	-	27.025	-	-
6	-	27.024	-	-
7	-	27.007	-	-
8	-	31.368	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	41.751	-	-

ตารางที่ 7.81 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี PF

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	-	2.327	-	0.582
3	-	54.753	-	-
4	-	62.917	-	-
5	-	133.314	-	-
6	-	33.879	-	-
7	-	1.537	-	-
8	-	24.471	-	-
9	-	1.703	-	-
10	-	1.786	-	-

ตารางที่ 7.82 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี ECP

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	34.255	-	-	-
2	-	62.448	-	15.612
3	-	26.332	-	11.285
4	-	15.878	-	23.816
5	-	27.025	-	-
6	-	27.024	-	-
7	-	27.007	-	-
8	-	31.368	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	41.751	-	-

ตารางที่ 7.83 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี ECP

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	-	2.327	-	0.582
3	-	38.327	-	16.426
4	-	25.167	-	37.750
5	-	133.314	-	-
6	-	33.879	-	-
7	-	1.537	-	-
8	-	24.471	-	-
9	-	1.703	-	-
10	-	1.786	-	-

ตารางที่ 7.84 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี ELCC

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	34.255	-	-	-
2	-	62.448	-	15.612
3	-	26.332	-	11.285
4	-	39.694	-	-
5	-	27.025	-	-
6	-	27.024	-	-
7	-	27.007	-	-
8	-	31.368	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	41.751	-	-

ตารางที่ 7.85 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี ELCC

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	-	2.327	-	0.582
3	-	38.327	-	16.426
4	-	62.917	-	-
5	-	133.314	-	-
6	-	33.879	-	-
7	-	1.537	-	-
8	-	24.471	-	-
9	-	1.703	-	-
10	-	1.786	-	-

ตารางที่ 7.86 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี Garver

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	34.255	-	-	-
2	-	62.448	-	15.612
3	-	26.332	-	11.285
4	-	15.878	-	23.816
5	-	-	-	27.025
6	-	-	-	27.024
7	-	27.007	-	-
8	-	31.368	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	41.751	-	-

ตารางที่ 7.87 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี Garver

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	-	2.327	-	0.582
3	-	38.327	-	16.426
4	-	25.167	-	37.750
5	-	-	-	133.314
6	-	-	-	33.879
7	-	1.537	-	-
8	-	24.471	-	-
9	-	1.703	-	-
10	-	1.786	-	-

ตารางที่ 7.88 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี CFb

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	34.255	-	-	-
2	-	62.448	-	15.612
3	-	26.332	-	11.285
4	-	39.694	-	-
5	-	27.025	-	-
6	-	27.024	-	-
7	-	27.007	-	-
8	-	31.368	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	41.751	-	-

ตารางที่ 7.89 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.3 เมื่อใช้วิธี CFb

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	51.288	-	-	-
2	-	2.327	-	0.582
3	-	38.327	-	16.426
4	-	62.917	-	-
5	-	133.314	-	-
6	-	33.879	-	-
7	-	1.537	-	-
8	-	24.471	-	-
9	-	1.703	-	-
10	-	1.786	-	-

ในส่วนของการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.90



ตารางที่ 7.90 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.2.3

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	64.049	9.582	64.049	9.582	45.179	1.20E-02	9.69E-01	1,920.000	467,722.279	1,052.488	107,216.766	575,991.533
ECP	85.037	31.65	187.582	184.279	54.812	6.00E-03	4.86E-01	1,980.000	466,228.510	1,112.862	108,699.966	576,041.338
ELCC	76.855	22.884	187.582	150.950	51.227	1.79E-02	1.51E+00	1,880.000	467,330.392	1,077.397	106,227.966	574,635.755
Garver	95.264	59.795	64.034	42.505	44.450	2.20E-02	1.88E+00	1,860.000	462,149.377	1,072.908	105,733.566	568,955.852
CFb	39.837	18.201	58.601	19.457	46.374	7.67E-03	6.14E-01	1,960.000	467,332.880	1,053.006	108,205.566	576,591.451

#### 7.6.2.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ติดตั้งในแต่ละวิธี ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.91 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี PF

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	-	62.448	-	15.612
3	-	37.617	-	-
4	-	35.725	-	3.969
5	-	27.025	-	-
6	-	27.024	-	-
7	-	5.401	-	21.605
8	-	-	-	31.368
9	-	31.363	-	-
10	-	41.751	-	-

ตารางที่ 7.92 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี PF

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	51.288
2	0.291	-	-	2.618
3	-	-	-	54.753
4	-	-	-	62.917
5	66.657	-	-	66.657
6	-	-	-	33.879
7	-	-	-	1.537
8	-	-	-	24.471
9	-	0.341	-	1.363
10	0.357	0.179	0.893	0.357

ตารางที่ 7.93 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี ECP

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	-	62.448	-	15.612
3	-	37.617	-	-
4	-	35.725	-	3.969
5	-	2.703	-	24.323
6	-	-	-	27.024
7	-	-	-	27.007
8	12.547	18.821	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	25.051	-	16.700

ตารางที่ 7.94 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี ECP

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	51.288
2	0.291	-	-	2.618
3	-	-	-	54.753
4	-	-	-	62.917
5	-	-	-	133.314
6	-	-	-	33.879
7	-	-	-	1.537
8	24.471	-	-	-
9	-	-	-	1.703
10	0.536	0.179	0.179	0.893

ตารางที่ 7.95 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี ELCC

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	-	62.448	-	15.612
3	-	37.617	-	-
4	-	35.725	-	3.969
5	-	2.703	-	24.323
6	-	-	-	27.024
7	-	-	-	27.007
8	-	31.368	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	20.876	-	20.876

ตารางที่ 7.96 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี ELCC

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	51.288
2	0.291	-	-	2.618
3	-	-	-	54.753
4	-	-	-	62.917
5	-	-	-	133.314
6	-	-	-	33.879
7	-	-	-	1.537
8	-	-	-	24.471
9	-	-	-	1.703
10	0.179	0.179	0.179	1.250

ตารางที่ 7.97 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี Garver

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	-	62.448	-	15.612
3	-	37.617	-	-
4	-	35.725	-	3.969
5	-	2.703	-	24.323
6	-	-	-	27.024
7	-	-	-	27.007
8	12.547	18.821	-	-
9	-	31.363	-	-
10	-	25.051	-	16.700

ตารางที่ 7.98 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี Garver

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	51.288
2	0.291	-	-	2.618
3	-	-	-	54.753
4	-	-	-	62.917
5	-	-	-	133.314
6	-	-	-	33.879
7	-	-	-	1.537
8	24.471	-	-	-
9	-	-	-	1.703
10	-	0.179	0.715	0.893

ตารางที่ 7.99 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี CFb

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	34.255
2	-	62.448	-	15.612
3	-	37.617	-	-
4	-	39.694	-	-
5	-	18.918	-	8.108
6	-	2.702	-	24.322
7	-	27.007	-	-
8	-	31.368	-	-
9	-	9.409	-	21.954
10	-	-	-	41.751

ตารางที่ 7.100 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.6.2.4 เมื่อใช้วิธี CFb

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	51.288
2	0.291	-	-	2.618
3	-	-	-	54.753
4	-	-	-	62.917
5	13.331	-	-	119.982
6	-	-	-	33.879
7	-	0.307	0.154	1.076
8	-	-	-	24.471
9	-	0.341	-	1.363
10	0.179	-	-	1.608

ในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.101

ตารางที่ 7.101 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.2.4

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	65.845	30.601	65.845	30.601	47.944	5.00E-03	3.71E-01	2,000.000	459,284.210	953.432	109,194.366	569,432.008
ECP	81.534	79.793	187.582	184.279	51.048	2.30E-02	2.05E+00	1,840.000	457,720.864	1,059.336	105,239.166	564,019.366
ELCC	76.353	65.634	187.582	184.279	50.510	2.83E-02	2.50E+00	1,820.000	458,826.263	1,024.659	104,744.766	564,595.689
Garver	94.793	72.561	64.541	49.544	44.653	1.92E-02	1.66E+00	1,860.000	457,748.193	1,048.530	105,733.566	564,530.289
CFb	46.450	48.119	60.942	37.622	49.614	2.20E-03	1.64E-01	2,060.000	457,914.736	938.477	110,677.566	569,530.779

ตารางที่ 7.102 สรุปผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.6.2.1 – 7.6.2.4

รูปแบบการติดตั้ง	วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ได้	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
ความนิยม	PF	63.159	22.785	63.159	22.785	44.972	1.10E-02	9.59E-01	1,900.000	456,695.827	904.958	106,722.366	564,323.151
	ECP	77.682	31.725	187.582	184.279	51.585	1.70E-02	1.48E+00	1,860.000	456,694.057	920.660	105,733.566	563,348.284
	ELCC	71.666	32.745	187.582	184.279	54.275	6.04E-03	4.90E-01	1,960.000	456,695.364	909.068	108,205.566	565,809.997
	Garver	69.232	69.291	69.973	57.758	45.020	1.71E-02	1.48E+00	1,860.000	456,694.057	920.660	105,733.566	563,348.284
	CFb	52.959	19.037	62.363	69.547	49.435	3.12E-03	2.43E-01	2,020.000	456,698.749	873.017	109,688.766	567,260.533
ศักยภาพ	PF	69.947	39.500	69.947	39.500	44.529	2.06E-02	1.77E+00	1,860.000	446,159.886	1,028.430	105,733.566	552,921.882
	ECP	78.923	110.780	187.582	184.279	56.964	2.34E-03	1.74E-01	2,060.000	446,150.587	1,115.533	110,677.566	557,943.686
	ELCC	73.475	103.138	187.582	184.279	56.964	2.34E-03	1.74E-01	2,060.000	446,150.587	1,115.533	110,677.566	557,943.686
	Garver	85.404	119.629	66.243	114.671	48.064	1.10E-02	9.13E-01	1,920.000	446,146.034	1,155.934	107,216.766	554,518.734
	CFb	56.108	106.756	67.083	127.270	50.577	4.66E-03	3.62E-01	2,000.000	446,155.620	1,062.319	109,194.366	556,412.305
ค่าดัชนี LOLE	PF	64.049	9.582	64.049	9.582	45.179	1.20E-02	9.69E-01	1,920.000	467,722.279	1,052.488	107,216.766	575,991.533
	ECP	85.037	31.65	187.582	184.279	54.812	6.00E-03	4.86E-01	1,980.000	466,228.510	1,112.862	108,699.966	576,041.338
	ELCC	76.855	22.884	187.582	150.950	51.227	1.79E-02	1.51E+00	1,880.000	467,330.392	1,077.397	106,227.966	574,635.755
	Garver	95.264	59.795	64.034	42.505	44.450	2.20E-02	1.88E+00	1,860.000	462,149.377	1,072.908	105,733.566	568,955.852
	CFb	39.837	18.201	58.601	19.457	46.374	7.67E-03	6.14E-01	1,960.000	467,332.880	1,053.006	108,205.566	576,591.451
ค่าสัมประสิทธิ์ ของค่าดัชนี LOLE	PF	65.845	30.601	65.845	30.601	47.944	5.00E-03	3.71E-01	2,000.000	459,284.210	953.432	109,194.366	569,432.008
	ECP	81.534	79.793	187.582	184.279	51.048	2.30E-02	2.05E+00	1,840.000	457,720.864	1,059.336	105,239.166	564,019.366
	ELCC	76.353	65.634	187.582	184.279	50.510	2.83E-02	2.50E+00	1,820.000	458,826.263	1,024.659	104,744.766	564,595.689
	Garver	94.793	72.561	64.541	49.544	44.653	1.92E-02	1.66E+00	1,860.000	457,748.193	1,048.530	105,733.566	564,530.289
	CFb	46.450	48.119	60.942	37.622	49.614	2.20E-03	1.64E-01	2,060.000	457,914.736	938.477	110,677.566	569,530.779



### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.78 ตารางที่ 7.79 ตารางที่ 7.90 และตารางที่ 7.101 จะเห็นได้ว่า การคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละวิธี จะให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบที่แตกต่างกันไม่เหมือนกับการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1 ดังนั้นการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.2 วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละวิธีจะส่งผลต่อผลการทดสอบที่ไม่เหมือนกัน

เมื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1 และ 7.6.2 ในแต่ละรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พบว่าผลการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.2 ที่มีการเพิ่มเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ จะให้ค่าใช้จ่ายรวมที่น้อยกว่าการทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.1 ที่ไม่มีการเพิ่มเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ในทุกกรณี เนื่องจากการแก้ไขปัญหาค่าความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ เป็นการแก้ไขปัญหาโดยตรงในพื้นที่ที่มีปัญหา ไม่ใช่เพียงการแก้ปัญหาในภาพรวมของหลายๆพื้นที่

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.102 ซึ่งเป็นตารางที่สรุปผลการทดสอบของทุกรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะเห็นได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน ด้วยการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้วิธี PF จะให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายรวมของระบบตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าน้อยที่สุด ในทางกลับกัน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด ด้วยการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้วิธี CFb พบว่าค่าผลรวมของค่าใช้จ่ายรวมของระบบตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีค่ามากที่สุด

จากการวิเคราะห์หาสาเหตุที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนให้ค่าใช้จ่ายรวมที่น้อยกว่า สาเหตุที่เป็นเหตุเป็นผลมากที่สุดคือ เมื่อระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่มีค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE อยู่ในเกณฑ์ที่ดีแล้ว การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะเป็นเพียงการเพิ่มกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ และไม่ส่งผลต่อความแตกต่างทางด้านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่เนื่องจากเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่อยู่ในเกณฑ์ที่ดีแล้ว ดังนั้นการที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ให้ผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้ามากที่สุดคือ การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่นั่นเอง

### สรุปผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ การทดสอบในหัวข้อที่ 7.6.2 นี้จึงสามารถสรุปได้ว่า เมื่อระบบไฟฟ้าที่มีการทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่ วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่แตกต่างกันจะส่งผลกระทบต่อทางเลือกพื้นที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยผลลัพธ์ของการทดสอบในหัวข้อนี้แสดงให้เห็นว่าทางเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูง และมีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ด้วยวิธี PF จะมีแนวโน้มที่จะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด แต่การเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และมีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ด้วยวิธี CFb จะมีแนวโน้มที่จะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมของระบบสูงที่สุด

## 7.7 การทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

จากขั้นตอนการทดสอบในบทที่ 6 การทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย จะเหมือนกับการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ 7.6 โดยการทดสอบจะถูกแบ่งเป็น 2 หัวข้อหลัก ได้แก่ (1) การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ (2) การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบและของพื้นที่ ซึ่งในแต่ละหัวข้อหลักนั้น การทดสอบจะถูกกำหนดด้วยตัวแปรต่างๆเหล่านี้

- 1) วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ ประกอบไปด้วย 6 วิธี ได้แก่ วิธี PF, ECP, ELCC, Garver, CFb และค่ากำลังผลิตพึงได้ โดยอ้างอิงจากรายงานการศึกษาเกี่ยวกับค่ากำลังผลิตพึงได้ของ กฟผ. [10] ดังตารางที่ 4.1
- 2) รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ประกอบไปด้วย 4 รูปแบบการติดตั้ง ได้แก่
  - (1) การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน
  - (2) การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่
  - (3) การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด
  - (4) การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- 3) ชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาในระบบ กำหนดโดยใช้การพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคู่กับระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในระบบ
- 4) ระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ 10 ปี
- 5) ผลรวมของขนาดของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในช่วงระยะเวลาของแผนการทดสอบ กำหนดไว้ที่ร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีที่ 10

การทดสอบทั้ง 2 หัวข้อ แสดงรายละเอียดได้ดังนี้

## 7.7.1 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ

การทดสอบจะถูกแบ่งตามรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ โดยแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อดังนี้

### 7.7.1.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน

ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี รวมไปถึงผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 7.103 – 7.105

ตารางที่ 7.103 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.1

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	211.310	10.670	131.530	3.220
2	481.550	24.300	299.730	7.350
3	232.050	11.710	144.440	3.540
4	244.870	12.360	152.420	3.740
5	166.710	8.410	103.770	2.540
6	166.710	8.410	103.770	2.540
7	166.600	8.410	103.700	2.540
8	193.500	9.770	120.440	2.950
9	193.470	9.760	120.420	2.950
10	257.560	13.000	160.310	3.930

ตารางที่ 7.104 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.1

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	528.800	5.320
2	-	-	29.990	0.300
3	-	-	564.530	5.680
4	-	-	648.700	6.530
5	-	-	1,374.520	13.830
6	-	-	349.310	3.510
7	-	-	15.850	0.160
8	-	-	252.300	2.540
9	-	-	17.560	0.180
10	-	-	18.420	0.190

ตารางที่ 7.105 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.1.1

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	657.747	237.281	15.429	0.147	60.393	10,400.000	4,136,746.649	378,352.666	879,377.398	5,394,476.713
ECP	702.702	501.974	15.196	0.373	162.336	10,000.000	4,136,229.809	489,492.359	869,489.398	5,495,211.565
ELCC	689.581	367.729	15.332	0.225	94.507	10,200.000	4,136,487.199	459,023.189	874,433.398	5,469,943.786
Garver	653.697	323.187	15.124	0.225	94.507	10,200.000	4,137,342.937	404,056.397	874,433.398	5,415,832.731
CFb	613.008	562.281	15.120	0.340	146.456	10,000.000	4,136,582.874	451,503.317	869,489.398	5,457,575.588
กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.340	146.458	10,000.000	4,137,153.211	421,995.125	869,489.398	5,428,637.734

### 7.7.1.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี รวมไปถึงผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 7.106 – 7.108

ตารางที่ 7.106 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.2

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	-	-	-	356.733
2	-	-	-	812.931
3	-	-	-	391.746
4	-	-	-	413.379
5	-	-	-	281.443
6	-	-	-	281.431
7	-	-	-	281.250
8	-	-	-	326.669
9	-	-	-	326.614
10	-	-	-	434.801

ตารางที่ 7.107 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.2

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	30.288	-	-	-
3	570.208	-	-	-
4	655.226	-	-	-
5	1,388.345	-	-	-
6	352.823	-	-	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ตารางที่ 7.108 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.1.2

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่พึ่งได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	728.436	411.358	15.028	0.321	138.623	10,000.000	4,035,427.610	367,320.113	869,489.398	5,272,237.121
ECP	488.435	499.042	15.151	0.212	89.614	10,200.000	4,035,379.891	392,270.133	874,433.398	5,302,083.422
ELCC	452.120	354.707	15.201	0.139	57.369	10,400.000	4,034,954.968	351,648.893	879,377.398	5,265,981.259
Garver	551.757	727.756	15.390	0.321	138.623	10,000.000	4,036,162.441	386,927.393	869,489.398	5,292,579.231
CFb	599.134	1,131.257	15.003	1.041	483.665	9,400.000	4,035,961.618	474,625.145	854,657.398	5,365,244.161
กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.321	138.623	10,000.000	4,035,547.403	362,105.565	869,489.398	5,267,142.365

### 7.7.1.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี รวมไปถึงผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 7.109 – 7.111

ตารางที่ 7.109 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.3

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	812.931	-	-	-
3	391.746	-	-	-
4	413.379	-	-	-
5	281.443	-	-	-
6	281.431	-	-	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.110 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.3

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	30.288	-	-	-
3	570.208	-	-	-
4	655.226	-	-	-
5	1,388.345	-	-	-
6	352.823	-	-	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ตารางที่ 7.111 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.1.3

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	622.864	411.358	15.272	0.227	95.669	10,200.000	4,014,184.836	248,819.514	874,433.398	5,137,437.748
ECP	408.341	516.882	15.508	0.148	61.209	10,400.000	4,014,076.340	271,622.973	879,377.398	5,165,076.711
ELCC	406.156	365.413	15.110	0.148	61.209	10,400.000	4,013,784.741	248,747.411	879,377.398	5,141,909.550
Garver	587.575	730.221	15.489	0.343	148.069	10,000.000	4,014,492.854	282,672.506	869,489.398	5,166,654.757
CFb	605.713	1,136.518	15.034	1.120	520.098	9,400.000	4,016,322.461	353,133.230	854,657.398	5,224,113.089
กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.343	148.069	10,000.000	4,014,474.751	260,116.066	869,489.398	5,144,080.214



#### 7.7.1.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี รวมไปถึงผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 7.112 – 7.114

ตารางที่ 7.112 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.4

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	812.931	-	-	-
3	391.746	-	-	-
4	413.379	-	-	-
5	281.443	-	-	-
6	281.431	-	-	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.113 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.1.4

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	30.288	-	-	-
3	570.208	-	-	-
4	655.226	-	-	-
5	1,388.345	-	-	-
6	352.823	-	-	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ตารางที่ 7.114 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.1.4

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	การลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	622.864	411.358	15.272	0.227	95.669	10,200.000	4,014,184.836	248,819.514	874,433.398	5,137,437.748
ECP	408.341	516.882	15.508	0.148	61.209	10,400.000	4,014,076.340	271,622.973	879,377.398	5,165,076.711
ELCC	406.156	365.413	15.110	0.148	61.209	10,400.000	4,013,784.741	248,747.411	879,377.398	5,141,909.550
Garver	587.575	730.221	15.489	0.343	148.069	10,000.000	4,014,492.854	282,672.506	869,489.398	5,166,654.757
CFb	607.273	1,135.551	15.036	1.115	517.292	9,400.000	4,016,322.421	353,130.275	854,657.398	5,224,110.094
กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.343	148.069	10,000.000	4,014,474.751	260,116.066	869,489.398	5,144,080.214

ตารางที่ 7.115 สรุปผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.1.1 – 7.7.1.4

รูปแบบการติดตั้ง	วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
ความนิยม	PF	657.747	237.281	15.429	0.147	60.393	10,400.000	4,136,746.649	378,352.666	879,377.398	5,394,476.713
	ECP	702.702	501.974	15.196	0.373	162.336	10,000.000	4,136,229.809	489,492.359	869,489.398	5,495,211.565
	ELCC	689.581	367.729	15.332	0.225	94.507	10,200.000	4,136,487.199	459,023.189	874,433.398	5,469,943.786
	Garver	653.697	323.187	15.124	0.225	94.507	10,200.000	4,137,342.937	404,056.397	874,433.398	5,415,832.731
	CFb	613.008	562.281	15.120	0.340	146.456	10,000.000	4,136,582.874	451,503.317	869,489.398	5,457,575.588
	กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.340	146.458	10,000.000	4,137,153.211	421,995.125	869,489.398	5,428,637.734
ศักยภาพ	PF	728.436	411.358	15.028	0.321	138.623	10,000.000	4,035,427.610	367,320.113	869,489.398	5,272,237.121
	ECP	488.435	499.042	15.151	0.212	89.614	10,200.000	4,035,379.891	392,270.133	874,433.398	5,302,083.422
	ELCC	452.120	354.707	15.201	0.139	57.369	10,400.000	4,034,954.968	351,648.893	879,377.398	5,265,981.259
	Garver	551.757	727.756	15.390	0.321	138.623	10,000.000	4,036,162.441	386,927.393	869,489.398	5,292,579.231
	CFb	599.134	1,131.257	15.003	1.041	483.665	9,400.000	4,035,961.618	474,625.145	854,657.398	5,365,244.161
	กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.321	138.623	10,000.000	4,035,547.403	362,105.565	869,489.398	5,267,142.365
ค่าดัชนี LOLE	PF	622.864	411.358	15.272	0.227	95.669	10,200.000	4,014,184.836	248,819.514	874,433.398	5,137,437.748
	ECP	408.341	516.882	15.508	0.148	61.209	10,400.000	4,014,076.340	271,622.973	879,377.398	5,165,076.711
	ELCC	406.156	365.413	15.110	0.148	61.209	10,400.000	4,013,784.741	248,747.411	879,377.398	5,141,909.550
	Garver	587.575	730.221	15.489	0.343	148.069	10,000.000	4,014,492.854	282,672.506	869,489.398	5,166,654.757
	CFb	605.713	1,136.518	15.034	1.120	520.098	9,400.000	4,016,322.461	353,133.230	854,657.398	5,224,113.089
	กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.343	148.069	10,000.000	4,014,474.751	260,116.066	869,489.398	5,144,080.214
ค่าสัมประสิทธิ์ ของค่าดัชนี LOLE	PF	622.864	411.358	15.272	0.227	95.669	10,200.000	4,014,184.836	248,819.514	874,433.398	5,137,437.748
	ECP	408.341	516.882	15.508	0.148	61.209	10,400.000	4,014,076.340	271,622.973	879,377.398	5,165,076.711
	ELCC	406.156	365.413	15.110	0.148	61.209	10,400.000	4,013,784.741	248,747.411	879,377.398	5,141,909.550
	Garver	587.575	730.221	15.489	0.343	148.069	10,000.000	4,014,492.854	282,672.506	869,489.398	5,166,654.757
	CFb	607.273	1,135.551	15.036	1.115	517.292	9,400.000	4,016,322.421	353,130.275	854,657.398	5,224,110.094
	กฟผ.	1,054.889	76.764	15.007	0.343	148.069	10,000.000	4,014,474.751	260,116.066	869,489.398	5,144,080.214

### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.105 ตารางที่ 7.108 ตารางที่ 7.111 และตารางที่ 7.115 จะเห็นได้ว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละรูปแบบด้วยวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ต่างกันได้ต่างกัน จะส่งผลให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบที่แตกต่างกัน ซึ่งตรงข้ามกับผลการทดสอบของระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ซึ่งแสดงในหัวข้อที่ 7.6.1

สาเหตุที่ลักษณะผลการทดสอบของระบบไฟฟ้าประเทศไทยแตกต่างจากลักษณะผลการทดสอบของระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 เนื่องจากระบบไฟฟ้าประเทศไทยเป็นระบบขนาดใหญ่ ดังนั้นค่าดัชนี LOLE ซึ่งเป็นค่าดัชนีที่อาศัยหลักความน่าจะเป็นในการคำนวณจึงมีค่าน้อย และมีผลกระทบต่อการรักษาเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือของระบบไฟฟ้าได้น้อยกว่าค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ดังนั้นการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบจึงขึ้นอยู่กับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ไม่ได้ขึ้นอยู่กับค่าดัชนี LOLE ของระบบดังเช่นในการทดสอบในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 โดยความแตกต่างของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ต่างกันได้ส่งผลต่อค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองโดยตรง จะส่งผลกระทบต่อกรเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่รวมไปถึงค่าใช้จ่ายรวมของระบบไฟฟ้าด้วย

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.116 ซึ่งเป็นตารางที่สรุปผลการทดสอบของทุกรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะเห็นได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ เมื่อคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ด้วยวิธี PF จะให้ค่าผลการทดสอบที่เหมือนกัน ซึ่งเป็นผลการทดสอบที่ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบไฟฟ้ามี่ค่าน้อยที่สุดในทางกลับกัน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน และคำนวณค่ากำลังผลิตที่ได้ด้วยวิธี ECP พบว่าค่าใช้จ่ายรวมของระบบไฟฟ้าตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีค่ามากที่สุด

จากการวิเคราะห์หาสาเหตุที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่พิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบส่งผลให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบน้อยที่สุด สาเหตุที่เป็นเหตุเป็นผลมากที่สุดคือ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่พื้นที่เพื่อช่วยแก้ปัญหาทางด้านความเชื่อถือได้ จะเป็นการช่วยให้โอกาสในการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องในพื้นที่ดังกล่าวมีค่าลดลง ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเนื่องจากการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมีค่าน้อยลง และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนยังสามารถช่วยลดภาระของระบบไฟฟ้า โดยสะท้อนออกมาด้วยค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่มีค่าน้อยกว่า เมื่อเทียบกับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบอื่น

### **สรุปผลการทดสอบ**

จากผลการทดสอบ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ การทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.1 นี้จึงสามารถสรุปได้ว่า เมื่อระบบไฟฟ้าที่มีการทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตพึงได้ และค่าดัชนี LOLE ของระบบ การเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ มีแนวโน้มที่จะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด และก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายที่เกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องต่ำกว่าการที่เลือกพื้นที่จากความนิยมในปัจจุบัน

### **7.7.2 การทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่**

การทดสอบในหัวข้อนี้จะมีข้อแตกต่างไปจากการทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.1 โดยเพิ่มเงื่อนไขของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่เพิ่มเติมจากเงื่อนไขของเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบดังที่ได้มีการทดสอบให้หัวข้อที่ 7.7.1 ขั้นตอนการคำนวณที่มีการเพิ่มเข้ามาในแต่ละรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีลักษณะเหมือนกับขั้นตอนการคำนวณที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 7.6.2

ผลการทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบและของพื้นที่ แบ่งออกเป็น 4 หัวข้อ แยกตามรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังนี้

#### **7.7.2.1 การติดตั้งโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน**

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในแต่ละวิธี ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเท่ากัน ดังแสดงในตารางที่ 7.103 และตารางที่ 7.104 ในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.116

#### **7.7.2.2 การติดตั้งโดยพิจารณาจากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน**

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธี PF และ ECP ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเท่ากัน ดังแสดงในตารางที่ 7.106 และตารางที่ 7.107 และในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.117

ตารางที่ 7.116 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.2.1

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตพึงได้	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	657.747	237.281	657.747	237.281	27.870	2.95E-07	8.18E-05	15,200.000	4,104,799.971	1,892.365	998,033.398	5,104,725.734
ECP	738.398	168.657	1,953.499	1,919.101	34.032	2.03E-06	5.87E-04	14,600.000	4,106,466.883	2,118.991	983,201.398	5,091,787.271
ELCC	691.520	168.037	1,953.499	1,919.101	34.032	2.03E-06	5.87E-04	14,600.000	4,106,384.625	2,106.304	983,201.398	5,091,692.327
Garver	448.494	450.092	653.697	323.187	28.083	2.95E-07	8.18E-05	15,200.000	4,104,738.996	1,887.906	998,033.398	5,104,660.300
CFb	655.833	406.577	447.746	736.573	28.620	2.95E-07	8.18E-05	15,200.000	4,104,799.971	1,892.365	998,033.398	5,104,725.734
กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	27.447	1.08E-06	3.07E-04	14,800.000	4,105,718.425	2,003.314	988,145.398	5,095,867.136

ตารางที่ 7.117 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.2.2

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตพึงได้	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	728.436	411.358	728.436	411.358	27.986	5.53E-07	1.57E-04	15,000.000	4,008,166.556	1,847.869	993,089.398	5,003,103.823
ECP	1,586.365	463.015	1,953.499	1,919.101	35.069	5.53E-07	1.57E-04	15,000.000	4,008,009.840	1,826.747	993,089.398	5,002,925.984
ELCC	1,027.930	434.856	1,953.499	1,919.101	35.069	5.53E-07	1.57E-04	15,000.000	4,008,009.840	1,826.747	993,089.398	5,002,925.984
Garver	206.705	686.405	551.757	727.756	26.794	3.69E-06	1.08E-03	14,400.000	4,009,343.454	1,966.210	978,257.398	4,989,567.062
CFb	297.369	1,070.758	504.245	1,352.729	26.217	4.09E-05	1.27E-02	13,600.000	4,011,971.819	2,605.308	958,481.398	4,973,058.525
กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.76403885	29.5203903	7.68E-08	2.18E-05	15,600.000	4,006,895.498	1,750.666	1,007,921.398	5,016,567.562

### 7.7.2.3 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ติดตั้งในแต่ละวิธี ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.118 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี PF

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	-	-	812.931	-
3	117.524	274.222	-	-
4	372.041	41.338	-	-
5	-	-	281.443	-
6	-	84.429	197.002	-
7	-	-	281.250	-
8	-	-	326.669	-
9	-	326.614	-	-
10	-	434.801	-	-

ตารางที่ 7.119 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปี ของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี PF

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	-	-	30.288	-
3	171.062	399.145	-	-
4	589.703	65.523	-	-
5	-	-	1,388.345	-
6	-	105.847	246.976	-
7	-	-	16.010	-
8	-	-	254.841	-
9	-	17.738	-	-
10	-	18.603	-	-

ตารางที่ 7.120 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี ECP

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	-	-	812.931	-
3	313.397	78.349	-	-
4	413.379	-	-	-
5	253.298	-	28.144	-
6	281.431	-	-	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.121 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี ECP

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	-	-	30.288	-
3	456.166	114.042	-	-
4	655.226	-	-	-
5	1,249.510	-	138.835	-
6	352.823	-	-	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-



ตารางที่ 7.122 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี ELCC

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	-	-	812.931	-
3	313.397	78.349	-	-
4	413.379	-	-	-
5	140.721	-	140.721	-
6	225.145	-	56.286	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.123 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี ELCC

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	-	-	30.288	-
3	456.166	114.042	-	-
4	655.226	-	-	-
5	694.172	-	694.172	-
6	282.258	-	70.565	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ตารางที่ 7.124 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี Garver

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	-	-	812.931	-
3	313.397	78.349	-	-
4	372.041	41.338	-	-
5	140.721	-	140.721	-
6	225.145	-	56.286	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.125 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี Garver

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	-	-	30.288	-
3	456.166	114.042	-	-
4	589.703	65.523	-	-
5	694.172	-	694.172	-
6	282.258	-	70.565	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ตารางที่ 7.126 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี CFb

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	-	-	812.931	-
3	313.397	78.349	-	-
4	413.379	-	-	-
5	140.721	-	140.721	-
6	281.431	-	-	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.127 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธี CFb

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	-	-	30.288	-
3	456.166	114.042	-	-
4	655.226	-	-	-
5	694.172	-	694.172	-
6	352.823	-	-	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ตารางที่ 7.128 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธีของ กฟผ.

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	-	-	812.931	-
3	117.524	274.222	-	-
4	372.041	41.338	-	-
5	-	-	281.443	-
6	-	84.429	197.002	-
7	-	-	281.250	-
8	-	-	326.669	-
9	-	326.614	-	-
10	-	434.801	-	-

ตารางที่ 7.129 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.3 เมื่อใช้วิธีของ กฟผ.

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	-	-	30.288	-
3	171.062	399.145	-	-
4	589.703	65.523	-	-
5	-	-	1,388.345	-
6	-	105.847	246.976	-
7	-	-	16.010	-
8	-	-	254.841	-
9	-	17.738	-	-
10	-	18.603	-	-

ในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.130

ตารางที่ 7.130 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.2.3

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตพึงได้	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตพึงได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	679.420	265.924	679.420	265.924	28.001	2.91E-07	8.10E-05	15,200.000	4,082,565.412	2,001.417	998,033.398	5,082,600.227
ECP	705.858	424.153	1,953.499	1,919.101	32.302	7.10E-03	7.00E-03	13,600.000	4,023,837.273	2,253.352	958,481.398	4,984,572.023
ELCC	637.172	365.463	1,953.499	1,919.101	32.996	6.89E-06	2.05E-03	14,200.000	4,037,667.591	2,033.168	973,313.398	5,013,014.157
Garver	451.190	631.228	611.334	624.222	25.643	1.26E-05	3.81E-03	14,000.000	4,039,336.421	2,187.486	968,369.398	5,009,893.304
CFb	596.170	906.851	460.652	1,189.594	25.163	7.39E-05	2.33E-02	13,400.000	4,037,728.509	2,465.595	953,537.398	4,993,731.503
กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	29.002	1.51E-07	4.15E-05	15,400.000	4,082,301.190	1,981.093	1,002,977.398	5,087,259.681

#### 7.7.2.4 การติดตั้งโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด

สำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตที่ทำได้ในแต่ละวิธี ผลของการคำนวณค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในและกังหันลมแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีจะมีค่าเหมือนกัน ดังแสดงในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.131 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.4

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	356.733	-	-	-
2	812.931	-	-	-
3	391.746	-	-	-
4	413.379	-	-	-
5	281.443	-	-	-
6	281.431	-	-	-
7	281.250	-	-	-
8	326.669	-	-	-
9	326.614	-	-	-
10	434.801	-	-	-

ตารางที่ 7.132 ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมในแต่ละพื้นที่ และในแต่ละปีของการคำนวณที่ 7.7.2.4

ปี	กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่ (เมกะวัตต์)			
	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคอีสาน	ภาคใต้
1	534.120	-	-	-
2	30.288	-	-	-
3	570.208	-	-	-
4	655.226	-	-	-
5	1,388.345	-	-	-
6	352.823	-	-	-
7	16.010	-	-	-
8	254.841	-	-	-
9	17.738	-	-	-
10	18.603	-	-	-

ในส่วนของผลการทดสอบเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ผลการทดสอบแสดงในตารางที่ 7.133

ตารางที่ 7.133 ผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.2.4

วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ ได้	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
PF	622.864	411.358	622.864	411.358	24.603	2.40E-05	7.33E-03	13,800.000	3,997,941.454	1,889.383	963,425.398	4,963,256.234
ECP	659.490	406.313	1,953.499	1,919.101	31.911	3.14E-05	9.48E-03	13,600.000	3,999,527.477	2,383.237	958,481.398	4,960,392.113
ELCC	602.172	374.773	1,953.499	1,919.101	32.477	1.32E-05	3.97E-03	14,000.000	3,999,015.722	2,056.818	968,369.398	4,969,441.937
Garver	570.232	680.283	587.575	730.221	24.301	7.71E-05	2.43E-02	13,400.000	3,999,048.294	2,087.685	953,537.398	4,954,673.377
CFb	619.720	1,014.333	498.646	1,351.700	23.608	7.15E-04	2.40E-01	12,600.000	4,002,632.076	3,726.605	933,761.398	4,940,120.079
กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	24.855	2.40E-05	7.33E-03	13,800.000	3,997,994.117	1,895.221	963,425.398	4,963,314.736

ตารางที่ 7.134 สรุปผลการทดสอบของการทดสอบหัวข้อที่ 7.7.2.1 – 7.7.2.4

รูปแบบการติดตั้ง	วิธีการคำนวณ ค่ากำลังผลิตที่ได้	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ภาค)	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิตที่ได้ ของระบบผลิตไฟฟ้า กังหันลม (เมกะวัตต์) (ประเทศ)	ค่ากำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	ค่าดัชนี LOLE (ชั่วโมงต่อปี)	ค่าดัชนี EENS (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มใหม่ (เมกะวัตต์)	ค่าใช้จ่ายในการ ผลิตไฟฟ้า (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก เกิดเหตุไฟฟ้า ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าลงทุน ก่อสร้าง (ล้าน บาท)	ค่าใช้จ่ายรวม (ล้านบาท)
ความนิยม	PF	657.747	237.281	657.747	237.281	27.870	2.95E-07	8.18E-05	15,200.000	4,104,799.971	1,892.365	998,033.398	5,104,725.734
	ECP	738.398	168.657	1,953.499	1,919.101	34.032	2.03E-06	5.87E-04	14,600.000	4,106,466.883	2,118.991	983,201.398	5,091,787.271
	ELCC	691.520	168.037	1,953.499	1,919.101	34.032	2.03E-06	5.87E-04	14,600.000	4,106,384.625	2,106.304	983,201.398	5,091,692.327
	Garver	448.494	450.092	653.697	323.187	28.083	2.95E-07	8.18E-05	15,200.000	4,104,738.996	1,887.906	998,033.398	5,104,660.300
	CFb	655.833	406.577	447.746	736.573	28.620	2.95E-07	8.18E-05	15,200.000	4,104,799.971	1,892.365	998,033.398	5,104,725.734
	กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	27.447	1.08E-06	3.07E-04	14,800.000	4,105,718.425	2,003.314	988,145.398	5,095,867.136
ศักยภาพ	PF	728.436	411.358	728.436	411.358	27.986	5.53E-07	1.57E-04	15,000.000	4,008,166.556	1,847.869	993,089.398	5,003,103.823
	ECP	1,586.365	463.015	1,953.499	1,919.101	35.069	5.53E-07	1.57E-04	15,000.000	4,008,009.840	1,826.747	993,089.398	5,002,925.984
	ELCC	1,027.930	434.856	1,953.499	1,919.101	35.069	5.53E-07	1.57E-04	15,000.000	4,008,009.840	1,826.747	993,089.398	5,002,925.984
	Garver	206.705	686.405	551.757	727.756	26.794	3.69E-06	1.08E-03	14,400.000	4,009,343.454	1,966.210	978,257.398	4,989,567.062
	CFb	297.369	1,070.758	504.245	1,352.729	26.217	4.09E-05	1.27E-02	13,600.000	4,011,971.819	2,605.308	958,481.398	4,973,058.525
	กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	29.520	7.68E-08	2.18E-05	15,600.000	4,006,895.498	1,750.666	1,007,921.398	5,016,567.562
ค่าดัชนี LOLE	PF	679.420	265.924	679.420	265.924	28.001	2.91E-07	8.10E-05	15,200.000	4,082,565.412	2,001.417	998,033.398	5,082,600.227
	ECP	705.858	424.153	1,953.499	1,919.101	32.302	7.10E-03	7.00E-03	13,600.000	4,023,837.273	2,253.352	958,481.398	4,984,572.023
	ELCC	637.172	365.463	1,953.499	1,919.101	32.996	6.89E-06	2.05E-03	14,200.000	4,037,667.591	2,033.168	973,313.398	5,013,014.157
	Garver	451.190	631.228	611.334	624.222	25.643	1.26E-05	3.81E-03	14,000.000	4,039,336.421	2,187.486	968,369.398	5,009,893.304
	CFb	596.170	906.851	460.652	1,189.594	25.163	7.39E-05	2.33E-02	13,400.000	4,037,728.509	2,465.595	953,537.398	4,993,731.503
	กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	29.002	1.51E-07	4.15E-05	15,400.000	4,082,301.190	1,981.093	1,002,977.398	5,087,259.681
ค่าสัมประสิทธิ์ ของค่าดัชนี LOLE	PF	622.864	411.358	622.864	411.358	24.603	2.40E-05	7.33E-03	13,800.000	3,997,941.454	1,889.383	963,425.398	4,963,256.234
	ECP	659.490	406.313	1,953.499	1,919.101	31.911	3.14E-05	9.48E-03	13,600.000	3,999,527.477	2,383.237	958,481.398	4,960,392.113
	ELCC	602.172	374.773	1,953.499	1,919.101	32.477	1.32E-05	3.97E-03	14,000.000	3,999,015.722	2,056.818	968,369.398	4,969,441.937
	Garver	570.232	680.283	587.575	730.221	24.301	7.71E-05	2.43E-02	13,400.000	3,999,048.294	2,087.685	953,537.398	4,954,673.377
	CFb	619.720	1,014.333	498.646	1,351.700	23.608	7.15E-04	2.40E-01	12,600.000	4,002,632.076	3,726.605	933,761.398	4,940,120.079
	กฟผ.	1,054.889	76.764	1,054.889	76.764	24.855	2.40E-05	7.33E-03	13,800.000	3,997,994.117	1,895.221	963,425.398	4,963,314.736



### วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.116 ตารางที่ 7.117 ตารางที่ 7.130 และตารางที่ 7.133 จะเห็นได้ว่า การคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละวิธี จะให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบที่แตกต่างกันไม่เหมือนกับการทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.1 ดังนั้นการทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.2 วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในแต่ละวิธีจะส่งผลกระทบต่อผลการทดสอบที่ไม่เหมือนกัน

เมื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.1 และ 7.7.2 ในแต่ละรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พบว่าผลการทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.2 ที่มีการเพิ่มเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ จะให้ค่าใช้จ่ายรวมที่น้อยกว่าการทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.1 ที่ไม่มีการเพิ่มเกณฑ์ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ในแต่ละพื้นที่ในทุกกรณี เนื่องจากการแก้ไขปัญหาค่าความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ เป็นการแก้ไขปัญหาโดยตรงในพื้นที่ที่มีปัญหา ไม่ใช่เพียงการแก้ปัญหาในภาพรวมของหลายๆพื้นที่

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.134 ซึ่งเป็นตารางที่สรุปผลการทดสอบของทุกรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะเห็นได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ ด้วยการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้วิธี CFb จะให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายรวมของระบบตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าน้อยที่สุด ในทางกลับกัน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน ด้วยการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้วิธี PF หรือวิธี CFb พบว่าค่าผลรวมของค่าใช้จ่ายรวมของระบบตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณาในแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีค่ามากที่สุด

จากการวิเคราะห์หาสาเหตุที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบให้ค่าใช้จ่ายรวมที่น้อยที่สุด สาเหตุที่เป็นเหตุเป็นผลมากที่สุดคือ เมื่อระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีการเติบโตของความต้อการใช้ไฟฟ้าในระบบด้วยอัตราที่สูง การที่ระบบได้รับการแก้ไขในปัญหาทางด้านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่ ในแต่ละปี จึงไม่ได้ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าในปีต่อไปอยู่ในเกณฑ์ที่ดีมากเมื่อเทียบกับระบบทดสอบขนาดเล็ก ซึ่งเป็นระบบที่มีการเพิ่มขึ้นของความต้อการใช้ไฟฟ้าเพียงร้อยละ 3 ต่อปี ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีจะไม่ใช่เพียงแค่การเสริมระบบให้มีกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเหมือนกับการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 ดังที่ให้เหตุผลไว้ใน การทดสอบที่ 7.6.2 แต่การติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีนั้นจะเป็นการติดตั้งเพื่อนำไปช่วยจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อลดภาระของระบบอย่างแท้จริง

### สรุปผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ การทดสอบในหัวข้อที่ 7.7.2 นี้จึงสามารถสรุปได้ว่า เมื่อระบบไฟฟ้าที่มีการทดสอบโดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตพึงได้ และค่าดัชนี LOLE ของพื้นที่ และของระบบ วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ที่แตกต่างกันจะส่งผลกระทบต่อ การเลือกพื้นที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยผลลัพธ์ของการทดสอบในหัวข้อนี้ แสดงให้เห็นว่าการเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ และมีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธี Cfb จะมีแนวโน้มที่จะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด แต่การเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบัน และมีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธี PF หรือวิธี Cfb จะมีแนวโน้มที่จะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมของระบบสูงที่สุด

จากการทดสอบที่ผ่านมาตั้งข้างต้น เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความเหมาะสมคือการติดตั้งที่พิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และพิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด โดยใช้วิธี PF ในการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่ ที่ทาง กฟผ. ยังไม่มีการพิจารณา พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความเหมาะสมคือ การติดตั้งที่พิจารณาจากพื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด โดยใช้วิธี Cfb ในการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ ซึ่งค่ากำลังผลิตพึงได้สรุปได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 7.135 ค่ากำลังผลิตพึงได้ในวิทยานิพนธ์

ชนิดพลังงานหมุนเวียน	ไม่มีการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่	มีการแก้ไขปัญหาด้านความเชื่อถือได้ในแต่ละพื้นที่
แสงอาทิตย์	15.868	15.305 - 16.458
ลม	10.718	24.950 - 26.969

## บทที่ 8

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 8.1 สรุปผลงานวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ ซึ่งใช้เป็นค่าตัวแทนของความไม่แน่นอนของกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งหมด 5 วิธีซึ่งประกอบไปด้วย (1) วิธี PF (2) วิธี ECP (3) วิธี ELCC (4) วิธี Garver และ (5) วิธี CFb โดยวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้เหล่านี้จะถูกนำไปใช้ในการวิเคราะห์การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนร่วมกับระบบไฟฟ้าที่มีการกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกันออกไป โดยรูปแบบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่จะถูกจำลองขึ้นด้วยมุมมองของเหตุผลในการติดตั้งที่แตกต่างกันออกไป เพื่อทำการวิเคราะห์และหาแนวโน้มของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมในอนาคต โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลม เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าทั้งสองมีความไม่แน่นอนสูง และทำการทดสอบร่วมกับระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 รวมไปถึงระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย จากผลการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ดังนี้

##### 1) การศึกษาผลการทดสอบค่ากำลังผลิตฟิ่งได้เบื้องต้น

การคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ด้วยวิธี PF เป็นการคำนวณที่พิจารณาเฉพาะศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน และกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น ซึ่งแตกต่างจากการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ด้วยวิธีอื่นที่การคำนวณจะมีการพิจารณาถึงรูปแบบของความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมไปถึงข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ ซึ่งลักษณะการคำนวณเหล่านี้ส่งผลให้ค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในบริเวณที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูงที่สุดไม่จำเป็นต้องมีค่าสูงที่สุดเสมอไป เมื่ออาศัยวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่ไม่ใช่วิธี PF

##### 2) การศึกษาผลการทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

จากการศึกษาผลของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้ที่แตกต่างกัน โดยที่ระบบไฟฟ้ามีการกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน พบว่าเมื่อทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 โดยกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ด้วยค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงค่าเดียวนั้น ผลของความแตกต่างระหว่างวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้จะส่งผลต่อค่าใช้จ่ายรวมของระบบอย่างเห็นได้ชัดเนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ที่แตกต่างกัน แต่ในทางกลับกัน เมื่อกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ด้วยค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ผลของความแตกต่างระหว่างวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตฟิ่งได้จะไม่มีผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายรวมของระบบตลอดระยะเวลาที่พิจารณา ซึ่งเป็นสาเหตุมาจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 – ขึ้นอยู่กับค่าดัชนี LOLE ของระบบ

- 3) การศึกษาผลการทดสอบผลกระทบของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

จากการศึกษาผลของวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ที่แตกต่างกัน โดยที่ระบบไฟฟ้ามีการกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน พบว่าเมื่อทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย การทดสอบด้วยการกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ทั้งในกรณีที่กำหนดเฉพาะค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และกำหนดทั้งค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE พบว่าความแตกต่างระหว่างวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้จะส่งผลให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าแตกต่างกัน เนื่องจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยขึ้นอยู่กับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

- 4) การศึกษาผลการทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

จากการทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบที่แตกต่างกัน และมีการกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน พบว่าเมื่อกำหนดเกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ การเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุดมีแนวโน้มที่จะส่งผลให้การติดตั้งมีประสิทธิภาพทางด้านความเชื่อถือได้มากที่สุด ไม่ว่าจะใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้วิธีใดก็ตาม และเมื่อกำหนดเกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่ พบว่าการเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูง โดยใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ด้วยวิธี PF จะมีแนวโน้มที่จะส่งผลให้การติดตั้งมีประสิทธิภาพทางด้านความเชื่อถือได้มากที่สุด

- 5) การศึกษาผลการทดสอบพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

จากการทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบที่แตกต่างกัน และมีการกำหนดเกณฑ์ทางด้านความเชื่อถือได้ที่แตกต่างกัน พบว่าเมื่อกำหนดเกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ การเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากพื้นที่ที่มีค่าดัชนี LOLE สูงที่สุด และพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ และใช้วิธี PF ในการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ จะส่งผลให้การติดตั้งมีประสิทธิภาพทางด้านความเชื่อถือได้มากที่สุด และเมื่อกำหนดเกณฑ์ที่พิจารณาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและค่าดัชนี LOLE ของระบบ และของพื้นที่ พบว่าการเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากค่าสัมประสิทธิ์ของความแตกต่างระหว่างค่าดัชนี LOLE ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบ และใช้วิธี Cfb ในการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ จะส่งผลให้การติดตั้งมีประสิทธิภาพทางด้านความเชื่อถือได้มากที่สุด จากการทดสอบนี้จะเห็นได้อย่างชัดเจนว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากความนิยมในปัจจุบันกลับไม่ใช่วิธีที่ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงควรที่จะมีการประเมินถึงความเหมาะสมก่อนที่จะมีการติดตั้งต่อไปในอนาคต

ดังนั้น จากการศึกษาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสรุปโดยแบ่งรายละเอียดออกเป็นดังนี้

- 1) การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นปริมาณน้อยในแต่ละปี
  - 1.1) พิจารณาเฉพาะเกณฑ์ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ  
การเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรเลือกจากพื้นที่ที่มีความเสี่ยงในการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมากที่สุด โดยไม่มีข้อจำกัดในด้านการเลือกใช้วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้
  - 1.2) พิจารณาเกณฑ์ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ และในแต่ละพื้นที่  
การเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรเลือกจากพื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนมากที่สุด โดยวิธีที่เหมาะสมสำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้คือวิธี PF
- 2) การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ที่มีการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นปริมาณมากในแต่ละปี
  - 2.1) พิจารณาเฉพาะเกณฑ์ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ  
การเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรเลือกจากพื้นที่ที่มีความเสี่ยงในการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องมากที่สุดหรือเลือกจากพื้นที่ที่กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความสัมพันธ์กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่มากที่สุด โดยวิธีที่เหมาะสมสำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้คือวิธี PF
  - 2.2) พิจารณาเกณฑ์ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ และในแต่ละพื้นที่  
การเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรเลือกจากพื้นที่ที่กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความสัมพันธ์กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่มากที่สุด โดยวิธีที่เหมาะสมสำหรับวิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้คือวิธี Cfb
- 3) วิธีการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของ กฟผ. เป็นวิธีที่ไม่ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าเกิดค่าใช้จ่ายในระบบไฟฟ้าที่มากเกินไป แต่ก็เป็นวิธีที่ไม่ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าเกิดค่าใช้จ่ายในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด
- 4) เมื่อพิจารณาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยพิจารณาลักษณะการติดตั้งร่วมกับแผน AEDP และแผน PDP 2010 โดยใช้เกณฑ์ที่พิจารณาเฉพาะค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และค่าดัชนี LOLE ของระบบ ผลลัพธ์การติดตั้งแสดงให้เห็นว่า ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมควรติดตั้งในพื้นที่ภาคกลางเพียงพื้นที่เดียว ในตลอดระยะเวลา 10 ปีที่พิจารณา

## 8.2 ข้อเสนอแนะ

- 1) ทดสอบการคำนวณค่ากำลังผลิตพึงได้ของพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นเพิ่มเติม
- 2) ทดสอบการเลือกพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นเพิ่มเติม
- 3) ทดสอบการจำลองข้อมูลของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกันในแต่ละปี
- 4) ทดสอบร่วมกับระบบส่งและระบบจำหน่าย

## รายการอ้างอิง

- [1] พลังงาน, กระทรวง. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนการพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ.2551-2565. กรุงเทพมหานคร: กระทรวงพลังงาน, 2552.
- [2] พลังงาน, กระทรวง. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกร้อยละ 25 ใน 10 ปี พ.ศ. 2555-2564. กรุงเทพมหานคร: กระทรวงพลังงาน, 2555.
- [3] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3). กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2555.
- [4] พลังงาน, กระทรวง. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. รายงานพลังงานทดแทนของประเทศไทย พ.ศ. 2554. กรุงเทพมหานคร: กระทรวงพลังงาน, 2554.
- [5] พลังงาน, กระทรวง. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. รายงานไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2554. กรุงเทพมหานคร: กระทรวงพลังงาน, 2554.
- [6] Madaeni, S.H., Sioshansi R., and Denholm, P. Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- [7] Garver, L.L. Effective Load Carrying Capability of Generating Units. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 85 (August 1966): 910 – 919.
- [8] Soder, L., and Amelin, M. A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit. In IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.
- [9] Milligan, M. and Parsons, B. A Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Intermittent Generators. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 1997.
- [10] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. รายงานการศึกษาฉบับสมบูรณ์ การศึกษาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2554.
- [11] Wang, S. and E. Baran, M. Reliability Assessment of Power Systems with Wind Power Generation. In IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.

- [12] Billington, R. and Bagen Reliability Considerations in the Utilization of Wind Energy, Solar Energy and Energy Storage in Electric Power Systems. In 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006.
- [13] Vallee, F., Lobry J., and Deblecker, O. System Reliability Assessment Method for Wind Power Integration. IEEE Transactions on Power Systems 23 (August 2008): 1288-1297.
- [14] D'Annunzio, C., and Santoso, S. Wind Power Generation Reliability Analysis and Modeling. In IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005.
- [15] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. ฐานข้อมูล SPP/VSP. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www.erc.or.th> [3 สิงหาคม 2556]
- [16] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542). [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: [http://www3.egat.co.th/re/egat\\_pv/sun\\_thailand.htm](http://www3.egat.co.th/re/egat_pv/sun_thailand.htm) [11 มกราคม 2556]
- [17] กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน. แผนที่ศักยภาพพลังงานลม รวมช่วงลมสงบ – เฉลี่ยรายปี. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www2.dede.go.th/renew/Twm/MAIN%20MAP%20-%20a1.htm> [11 มกราคม 2556]
- [18] Masters, G. M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. 1st Edition. United States of America: Wiley-IEEE, 2004.
- [19] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ความเป็นมาของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร จ. อุบลราชธานี. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: [http://www3.egat.co.th/re/egat\\_pv/egatpv\\_silinthon/egatpv\\_silinthon.htm](http://www3.egat.co.th/re/egat_pv/egatpv_silinthon/egatpv_silinthon.htm) [21 สิงหาคม 2556]
- [20] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. กั้นหั้นลมผลิตไฟฟ้าที่สถานีพลังงานทดแทนแหลมพรหมเทพ จ.ภูเก็ต. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: [http://www3.egat.co.th/re/egat\\_wind/egat\\_windpuket/wind\\_phuket.htm](http://www3.egat.co.th/re/egat_wind/egat_windpuket/wind_phuket.htm) [21 สิงหาคม 2556]
- [21] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำคลองช่องกล้า. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_content&view=category&layout=blog&id=134&Itemid=767](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=134&Itemid=767) [21 สิงหาคม 2556]
- [22] บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน). กลุ่มธุรกิจไฟฟ้า: บริษัท ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egco.com/th/corperate\\_profile\\_busin\\_group\\_roiet\\_green.asp](http://www.egco.com/th/corperate_profile_busin_group_roiet_green.asp) [21 สิงหาคม 2556]
- [23] บริษัท ไทย ไบโอแก๊ซ เอ็นเนอร์ยี จำกัด. โครงการท่าอาน. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: [http://www.tbec.co.th/our\\_project02.htm](http://www.tbec.co.th/our_project02.htm) [21 สิงหาคม 2556]
- [24] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. พลังงานจากขยะ. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th/engy/Load/ET13.pdf> [21 สิงหาคม 2556]



- [25] Billinton, R. and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Power System. London: Pitman Publishing Limited, 1984.
- [26] มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. การวัดประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสีย้อม. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: [http://archive.lib.cmu.ac.th/full/T/2551/aphys0251sn\\_ch2.pdf](http://archive.lib.cmu.ac.th/full/T/2551/aphys0251sn_ch2.pdf) [9 ตุลาคม 2555]
- [27] Atwa, Y.M., et al. Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. IEEE Transactions on Power Systems 25, (February 2010): 360-370.
- [28] Chanhom, A., Phichaisawat, S. and Chaitusaney, S. Voltage Regulation in Distribution System by Considering Uncertainty from Renewable Energy. In 9<sup>th</sup> ECTI-CON, 2012.
- [29] Billinton, R. and Harrington, P.G. Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 6 (Nov/Dec 1978): 2076-2085.
- [30] รุฐนนท์ เตียววิไล. การประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ภายใต้กรอบการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.
- [31] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-Dependable Capacity. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&letter=D&id=125](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&letter=D&id=125) [12 มกราคม 2556]
- [32] U.S. Department of Energy. Energy Glossary. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www1.eere.energy.gov/tribalenergy/guide/glossary.html> [12 มกราคม 2556]
- [33] ชื่นชม สง่าราศี และดร. คริส กรีเซน. ข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555-2573 และกรอบเพื่อการพัฒนาความรับผิดชอบตรวจสอบได้ของการวางแผนภาคพลังงานไฟฟ้า. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www.palangthai.org/th/policy> [12 มกราคม 2556]
- [34] Rogers, J., and Porter, K. Summary of Time Period-Based and Other Approximation Methods for Determining the Capacity Value of Wind and Solar in the United States. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- [35] Castro, R. M. G. and Ferreira, L. A. F. A Comparison Between Chronological and Probabilistic Methods to Estimate Wind Power Capacity Credit. IEEE Transaction on Power System 16 (November 2001): 904-909.

- [36] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. ผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้า. [ออนไลน์]. 2556. แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th/power/ENSOP.pdf> [12 มกราคม 2556]
- [37] Porter, K., et al. Review of Industry Practice and Experience in the Integration of Wind and Solar Generation. PJM Renewable Integration Study. (November 2012): 1-185.
- [38] Pelland, S. and Abboud, I. Estimating the Capacity Value and Peak – Shaving Potential of Photovoltaics in Ontario: a Case – Study for the City of Toronto. In 17<sup>th</sup> International Photovoltaic Science and Engineering Conference, 2007.
- [39] สัมฤทธิ์ สุทธิประภา. เจ้าหน้าที่ศูนย์ตรวจวิเคราะห์โอโซนและรังสี ศูนย์ตรวจวิเคราะห์โอโซนและรังสี สำนักตรวจและเฝ้าระวังสภาวะอากาศ กรมอุตุนิยมวิทยา. สัมภาษณ์, 11 ธันวาคม 2555.
- [40] Kyocera. Manual of KC200GH-2P. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: [http://www.kyocerasolar.eu/index/products/download/English.-cps-86644-files24862File.cpsdownload.tmp/KC200GH2P\\_Eng\\_March%202008.pdf](http://www.kyocerasolar.eu/index/products/download/English.-cps-86644-files24862File.cpsdownload.tmp/KC200GH2P_Eng_March%202008.pdf) [9 ตุลาคม 2555]
- [41] กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
- [42] General Electric Company. 2.5 MW Wind Turbine Series. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: [http://www.ge-energy.com/content/multimedia/\\_files/downloads/GEA17007A-Wind25Brochure.pdf](http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GEA17007A-Wind25Brochure.pdf) [9 ตุลาคม 2555]
- [43] Subcommittee, P.M. IEEE Reliability Test System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (November 1979): 2047-2054.
- [44] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. กำลังผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: <http://prinfo.egat.co.th/>. [มกราคม 2555]
- [45] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. กำลังผลิตรวมของระบบ. [ออนไลน์] 2555. แหล่งที่มา: <http://prinfo.egat.co.th/>. [มกราคม 2555]
- [46] ยอด นิติกิจไพบูลย์. การวิเคราะห์คุณค่าของการจัดหาไฟฟ้าและผลกระทบการอนุรักษ์พลังงานต่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552
- [47] Green Rhino Energy. Economics of Renewable Energy Plants. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: <http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/context/economics.php#CapacityFactors> [12 มกราคม 2556]

- [48] Wind Energy-The Facts. Investment costs. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/cost-and-investment-structures/> [12 มกราคม 2556]
- [50] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-โรงไฟฟ้าพลังความร้อน. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&Itemid=732&id=110&letter=%E0%B8%A3](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&Itemid=732&id=110&letter=%E0%B8%A3) [12 มกราคม 2556]
- [51] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&Itemid=732&id=109&letter=%E0%B8%A3](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&Itemid=732&id=109&letter=%E0%B8%A3) [12 มกราคม 2556]
- [52] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-โรงไฟฟ้าพลังน้ำ. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&Itemid=732&id=167&letter=%E0%B8%A3](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&Itemid=732&id=167&letter=%E0%B8%A3) [12 มกราคม 2556]
- [53] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-พลังงานทดแทน. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&Itemid=732&id=120&letter=%E0%B8%9E](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&Itemid=732&id=120&letter=%E0%B8%9E) [12 มกราคม 2556]
- [54] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-โรงไฟฟ้าดีเซล. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&Itemid=732&id=119&letter=%E0%B8%A3](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&Itemid=732&id=119&letter=%E0%B8%A3) [12 มกราคม 2556]
- [55] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. คำศัพท์พลังงาน-ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: [http://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_glossary&Itemid=715&id=96&letter=%E0%B8%9C](http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&Itemid=715&id=96&letter=%E0%B8%9C) [12 มกราคม 2556]
- [56] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประเภทของสัญญา SPP. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: <http://www.ppa.egat.co.th/Sppx/a3.html> [8 สิงหาคม 2556]
- [57] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. กลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: <http://www.ppa.egat.co.th/Sppx/contact1.html> [8 สิงหาคม 2556]
- [58] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศเรื่อง อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 3 สิงหาคม พ.ศ. 2553.
- [59] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศเรื่อง อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 5 พฤศจิกายน พ.ศ. 2540.
- [60] ธนาคารแห่งประเทศไทย. อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ในกรุงเทพมหานครเดือนกรกฎาคม. [ออนไลน์] 2556. แหล่งที่มา: <http://www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?reportID=123>. [สิงหาคม 2556]

- [61] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรื่อง อัตรา  
รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non – Firm สำหรับผู้ผลิต  
ไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน  
(Cogeneration) ประจำปีเดือน กรกฎาคม 2556. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่าย  
ผลิตแห่งประเทศไทย, 16 สิงหาคม พ.ศ. 2556.
- [62] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรื่อง ราคา  
ถ่านหินอ้างอิงสำหรับคำนวณอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท  
สัญญา Firm. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 7 มิถุนายน  
พ.ศ. 2556.
- [63] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรื่อง ราคา  
น้ำมันเตาอ้างอิงสำหรับคำนวณอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท  
สัญญา Firm ประจำปีเดือน กรกฎาคม 2556. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิต  
แห่งประเทศไทย, 9 สิงหาคม พ.ศ. 2556.
- [64] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศเรื่อง อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก  
เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิต  
แห่งประเทศไทย, 18 เมษายน พ.ศ. 2550.
- [65] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศเรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า  
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน. กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่าย  
ผลิตแห่งประเทศไทย, 15 มกราคม พ.ศ. 2553.
- [66] การไฟฟ้านครหลวง. ประกาศการไฟฟ้านครหลวงที่ 32/2552 เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคา  
รับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน ตามมติ  
คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552.  
กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 19 สิงหาคม พ.ศ. 2552.
- [67] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อ  
ไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน ตามมติ  
คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552.  
กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 19 สิงหาคม พ.ศ. 2552.
- [68] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรื่อง อัตรา  
รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non – Firm สำหรับผู้ผลิต  
ไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประจำปีเดือน กรกฎาคม 2556.  
กรุงเทพมหานคร: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 13 สิงหาคม พ.ศ. 2556.

ภาคผนวก

## ภาคผนวก ก ระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ระบบทดสอบ IEEE – RTS 79 (IEEE Reliability Test System 79) จะถูกแบ่งออกเป็น 4 พื้นที่ โดยพื้นที่ทั้ง 4 จะถูกนำไปเทียบเท่ากับภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ เพื่อความสอดคล้องกับข้อมูลจริงของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในแต่ละภาค ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในตารางที่ ก.1

สำหรับข้อมูลของความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเขื่อนในระบบทดสอบ อ้างอิงข้อมูลจากข้อมูลของเขื่อนจุฬาภรณ์ จ. ชัยภูมิที่มีขนาดใกล้เคียงกับขนาดของเขื่อนในระบบทดสอบ ข้อมูลดังกล่าวแสดงในตารางที่ ก.2

ในส่วนของข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ ข้อมูลจะถูกแสดงให้อยู่ในรูปของค่าร้อยละ โดยแบ่งออกเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้ายรายสัปดาห์ ซึ่งแสดงอยู่ในค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปีคือ 2,850 เมกะวัตต์, ความต้องการใช้ไฟฟ้ายรายวัน ซึ่งแสดงอยู่ในค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายสัปดาห์ และความต้องการใช้ไฟฟ้ายรายชั่วโมง ซึ่งแสดงอยู่ในค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน โดยมีการแบ่งค่าออกเป็นตามฤดูกาล 3 ฤดูคือ ฤดูหนาว ฤดูร้อน และฤดูใบไม้ผลิ โดยข้อมูลเหล่านี้จะแสดงผลเพียง 364 วัน หรือ 8,736 ชั่วโมง

ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ายรายสัปดาห์ รายวัน และรายชั่วโมง แสดงในตารางที่ ก.3 – ก.5 และค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่เมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งระบบ ซึ่งคำนวณจากการรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าจากทุกๆ บัส ในแต่ละพื้นที่ แสดงในตารางที่ ก.6

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

ลำดับที่	ชนิด	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ชนิดเชื้อเพลิง	Heat rate (Btu/kWh)	FOR	พื้นที่ติดตั้ง
1	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12	น้ำมัน	12,000.00	0.02	1
2	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12	น้ำมัน	12,000.00	0.02	1
3	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12	น้ำมัน	12,000.00	0.02	1
4	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12	น้ำมัน	12,000.00	0.02	1
5	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12	น้ำมัน	12,000.00	0.02	1
6	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	155	ถ่านหิน	9,700.00	0.04	1
7	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	155	ถ่านหิน	9,700.00	0.04	1
8	เขื่อน	50	พลังงานน้ำ	-	0.01	2
9	เขื่อน	50	พลังงานน้ำ	-	0.01	2
10	เขื่อน	50	พลังงานน้ำ	-	0.01	2
11	เขื่อน	50	พลังงานน้ำ	-	0.01	2
12	เขื่อน	50	พลังงานน้ำ	-	0.01	2
13	เขื่อน	50	พลังงานน้ำ	-	0.01	2
14	โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	400	Light Water Reactor (LWR)	10,000.00	0.12	2
15	โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	400	Light Water Reactor (LWR)	10,000.00	0.12	2
16	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	155	ถ่านหิน	9,700.00	0.04	3
17	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	155	ถ่านหิน	9,700.00	0.04	3
18	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	197	น้ำมัน	9,600.00	0.05	3
19	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	197	น้ำมัน	9,600.00	0.05	3
20	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	197	น้ำมัน	9,600.00	0.05	3
21	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	350	ถ่านหิน	9,500.00	0.08	3
22	โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	20	น้ำมัน	14,500.00	0.10	4
23	โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	20	น้ำมัน	14,500.00	0.10	4
24	โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	20	น้ำมัน	14,500.00	0.10	4
25	โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	20	น้ำมัน	14,500.00	0.10	4
26	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	76	ถ่านหิน	12,000.00	0.02	4
27	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	76	ถ่านหิน	12,000.00	0.02	4
28	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	76	ถ่านหิน	12,000.00	0.02	4
29	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	76	ถ่านหิน	12,000.00	0.02	4
30	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	100	น้ำมัน	10,000.00	0.04	4
31	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	100	น้ำมัน	10,000.00	0.04	4
32	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	100	น้ำมัน	10,000.00	0.04	4

ตารางที่ ก.2 ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเขื่อนในระบบทดสอบ IEEE – RTS 79

ความน่าจะเป็นสะสม	พลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)
1	26,899.20
0.55	40,618.18
0.18	51,506.50
0	78,840.00

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายสัปดาห์

สัปดาห์ที่	ร้อยละ	สัปดาห์ที่	ร้อยละ	สัปดาห์ที่	ร้อยละ	สัปดาห์ที่	ร้อยละ
1	86.2	14	75	27	75.5	40	72.4
2	90	15	72.1	28	81.6	41	74.3
3	87.8	16	80	29	80.1	42	74.4
4	83.4	17	75.4	30	88	43	80
5	88	18	83.7	31	72.2	44	88.1
6	84.1	19	87	32	77.6	45	88.5
7	83.2	20	88	33	80	46	90.9
8	80.6	21	85.6	34	72.9	47	94
9	74	22	81.1	35	72.6	48	89
10	73.7	23	90	36	70.5	49	94.2
11	71.5	24	88.7	37	78	50	97
12	72.7	25	89.6	38	69.5	51	100
13	70.4	26	86.1	39	72.4	52	95.2

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวัน

วันจันทร์	วันอังคาร	วันพุธ	วันพฤหัสบดี	วันศุกร์	วันเสาร์	วันอาทิตย์
93	100	98	96	94	77	75



ตารางที่ ก.5 ข้อมูลของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง

ชั่วโมงที่	ฤดูหนาว		ฤดูร้อน		ฤดูใบไม้ผลิ	
	สัปดาห์ที่ 1-8 และ 44- 52		สัปดาห์ที่ 18 - 30		สัปดาห์ที่ 9-17 และ 31 -43	
	วันทำงาน	เสาร์ - อาทิตย์	วันทำงาน	เสาร์ - อาทิตย์	วันทำงาน	เสาร์ - อาทิตย์
1	67	78	64	74	63	75
2	63	72	60	70	62	73
3	60	68	58	66	60	69
4	59	66	56	65	58	66
5	59	64	56	64	59	65
6	60	65	58	62	65	65
7	74	66	64	62	72	68
8	86	70	76	66	85	74
9	95	80	87	81	95	83
10	96	88	95	86	99	89
11	96	90	99	91	100	92
12	95	91	100	93	99	94
13	95	90	99	93	93	91
14	95	88	100	92	92	90
15	93	87	100	91	90	90
16	94	87	97	91	88	86
17	99	91	96	92	90	85
18	100	100	96	94	92	88
19	100	99	93	95	96	92
20	96	97	92	95	98	100
21	91	94	92	100	96	97
22	83	92	93	93	90	95
23	73	87	87	88	80	90
24	63	81	72	80	70	85

ตารางที่ ก.6 ค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่เมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งระบบ

พื้นที่ที่ 1	พื้นที่ที่ 2	พื้นที่ที่ 3	พื้นที่ที่ 4
40.2	11.7	25.4	22.7

## ภาคผนวก ข

ข้อมูลโรงไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
1	Hydro 1	779.2	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	เหนือ
2	Hydro 2	500	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	เหนือ
3	Hydro 3	720	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	กลาง
4	Hydro 4	300	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	กลาง
5	Hydro 5	240	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	ใต้
6	Hydro 6	72	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	ใต้
7	Hydro 7	39	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	กลาง
8	Hydro 8	19	Hydro	Hydro	EGAT	0	8.06	กลาง
9	Hydro 9	9	Hydro	Hydro	EGAT	0	8.06	เหนือ
10	Hydro 10	25.2	Hydro	Hydro	EGAT	0	8.06	อีสาน
11	Hydro 11	6	Hydro	Hydro	EGAT	0	8.06	อีสาน
12	Hydro 12	36	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	อีสาน
13	Hydro 13	40	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	อีสาน
14	Hydro 14	1.1	Hydro	Hydro	EGAT	0	8.06	อีสาน
15	Hydro 15	136	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	อีสาน
16	Hydro 16	500	Hydro	Hydro	EGAT	0	3.89	อีสาน
17	Hydro 17	1.3	Hydro	Hydro	EGAT	0	8.06	ใต้
18	Thermal NG 1	525.5	Steam	NG	EGAT	9,800	10	กลาง
19	Thermal NG 2	526.5	Steam	NG	EGAT	9,800	10	กลาง
20	Thermal NG 3	576	Steam	NG	EGAT	9,500	10	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
21	Thermal NG 4	576	Steam	NG	EGAT	9,500	10	กลาง
22	Thermal Coal 1	140	Steam	Lignite	EGAT	11,500	4.84	เหนือ
23	Thermal Coal 2	140	Steam	Lignite	EGAT	11,500	4.84	เหนือ
24	Thermal Coal 3	140	Steam	Lignite	EGAT	11,500	4.84	เหนือ
25	Thermal Coal 4	140	Steam	Lignite	EGAT	11,500	4.84	เหนือ
26	Thermal Coal 5	270	Steam	Lignite	EGAT	10,600	5.21	เหนือ
27	Thermal Coal 6	270	Steam	Lignite	EGAT	10,600	5.21	เหนือ
28	Thermal Coal 7	270	Steam	Lignite	EGAT	10,600	5.21	เหนือ
29	Thermal Coal 8	270	Steam	Lignite	EGAT	10,600	5.21	เหนือ
30	Thermal Coal 9	270	Steam	Lignite	EGAT	10,600	5.21	เหนือ
31	Thermal Coal 10	270	Steam	Lignite	EGAT	10,600	5.21	เหนือ
32	Thermal Oil 1	315	Steam	Oil	EGAT	10,400	2.54	ใต้
33	Combine Cycle 1	314	Combine Cycle	NG	EGAT	8,300	5.71	กลาง
34	Combine Cycle 2	314	Combine Cycle	NG	EGAT	8,400	5.71	กลาง
35	Combine Cycle 3	710	Combine Cycle	NG	EGAT	6,800	5.71	กลาง
36	Combine Cycle 4	316	Combine Cycle	NG	EGAT	7,800	5.71	กลาง
37	Combine Cycle 5	562	Combine Cycle	NG	EGAT	7,600	5.71	กลาง
38	Combine Cycle 6	710	Combine Cycle	NG	EGAT	6,800	5.71	กลาง
39	Combine Cycle 7	325	Combine Cycle	NG	EGAT	8,300	5.71	อีสาน
40	Combine Cycle 8	325	Combine Cycle	NG	EGAT	8,400	5.71	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
41	Combine Cycle 9	612	Combine Cycle	NG	EGAT	7,800	5.71	กลาง
42	Combine Cycle 10	612	Combine Cycle	NG	EGAT	7,700	5.71	กลาง
43	Combine Cycle 11	686	Combine Cycle	NG	EGAT	7,200	5.71	กลาง
44	Combine Cycle 12	710	Combine Cycle	NG	EGAT	6,800	5.71	ใต้
45	Combine Cycle 13	670	Combine Cycle	NG	EGAT	6,800	5.71	กลาง
46	Gas Turbine 1	4.4	Gas Turbine	Diesel	EGAT	10,400	39.79	เหนือ
47	Import 1	214	Import	Import Hydro	Import	0	0	อีสาน
48	Import 2	126	Import	Import Hydro	Import	0	0	อีสาน
49	Import 3	948	Import	Import Hydro	Import	0	0	อีสาน
50	Import 4	597	Import	Import Hydro	Import	0	0	อีสาน
51	Import 5	300	Import	HVDC	Import	0	0	ใต้
52	IPP Combine Cycle 1	291.13	Combine Cycle	NG	IPP	8,300	5.71	กลาง
53	IPP Combine Cycle 2	286.72	Combine Cycle	NG	IPP	8,300	5.71	กลาง
54	IPP Combine Cycle 3	287.09	Combine Cycle	NG	IPP	8,300	5.71	กลาง
55	IPP Combine Cycle 4	293.05	Combine Cycle	NG	IPP	8,300	5.71	กลาง
56	IPP Combine Cycle 5	678	Combine Cycle	NG	IPP	8,300	5.71	ใต้
57	IPP Thermal NG 1	70.2	Steam	NG	IPP	10,300	23.48	ใต้
58	IPP Thermal NG 2	720	Steam	NG	IPP	9,400	14.64	ใต้
59	IPP Thermal NG 3	720	Steam	NG	IPP	9,400	14.64	ใต้
60	IPP Combine Cycle 6	685	Combine Cycle	NG	IPP	7,000	5.71	ใต้

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
61	IPP Combine Cycle 7	675	Combine Cycle	NG	IPP	7,000	5.71	ใต้
62	IPP Combine Cycle 8	681	Combine Cycle	NG	IPP	7,000	5.71	ใต้
63	IPP Combine Cycle 9	700	Combine Cycle	NG	IPP	7,200	5.71	กลาง
64	IPP Combine Cycle 10	700	Combine Cycle	NG	IPP	7,100	5.71	กลาง
65	IPP Thermal Coal 1	356.5	Steam	Bituminous	IPP	7,000	4.45	กลาง
66	IPP Thermal Coal 2	356.5	Steam	Bituminous	IPP	7,000	4.45	กลาง
67	IPP Combine Cycle 11	350	Combine Cycle	NG	IPP	7,000	5.71	กลาง
68	IPP Thermal Coal 3	673.25	Steam	Bituminous	IPP	9,100	4.97	กลาง
69	IPP Thermal Coal 4	673.25	Steam	Bituminous	IPP	9,100	4.97	กลาง
70	IPP Combine Cycle 12	734	Combine Cycle	NG	IPP	7,100	5.71	กลาง
71	IPP Combine Cycle 13	734	Combine Cycle	NG	IPP	7,100	5.71	กลาง
72	IPP Combine Cycle 14	700	Combine Cycle	NG	IPP	7,100	5.71	ใต้
73	IPP Combine Cycle 15	700	Combine Cycle	NG	IPP	7,100	5.71	ใต้
74	IPP Thermal Coal 5	660	Steam	Bituminous	IPP	9,100	4.97	กลาง
75	SPP Thermal Oil 1	4.5	Steam	Oil	SPP-Firm	0	28.68	เหนือ
76	SPP Biomass 1	20	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	เหนือ
77	SPP Biomass 2	8	Biomass	Biomass	SPP	0	0	กลาง
78	SPP Biomass 3	5	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
79	SPP PV 1	55	PV	Solar	SPP	0	0	กลาง
80	SPP Biomass 4	6	Biomass	Biomass	SPP	0	0	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
81	SPP Biomass 5	8	Biomass	Biomass	SPP	0	0	อีสาน
82	SPP Biomass 6	20	Biomass	Biomass	SPP	0	0	อีสาน
83	SPP Biomass 7	28	Biomass	Biomass	SPP	0	0	อีสาน
84	SPP Biomass 8	8.8	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	อีสาน
85	SPP Wind 1	90	Wind	Wind	SPP	0	0	อีสาน
86	SPP Biomass 9	30	Biomass	Biomass	SPP	0	0	อีสาน
87	SPP Wind 2	90	Wind	Wind	SPP	0	0	อีสาน
88	SPP Biomass 10	29	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	อีสาน
89	SPP Biomass 11	10	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	อีสาน
90	SPP Biomass 12	15.5	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	อีสาน
91	SPP Biomass 13	8	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	อีสาน
92	SPP Biomass 14	6.5	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	อีสาน
93	SPP Combine Cycle 1	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
94	SPP Combine Cycle 2	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
95	SPP Combine Cycle 3	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
96	SPP Combine Cycle 4	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
97	SPP Thermal Coal 1	6	Steam	Lignite	SPP	0	9.4	กลาง
98	SPP Biogas 1	12	Biogas	Biogas	SPP	0	0	กลาง
99	SPP Biomass 15	8	Biomass	Biomass	SPP	0	0	กลาง
100	SPP Thermal Coal 2	90	Steam	Bituminous	SPP-Firm	0	9.4	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
101	SPP Thermal Coal 3	90	Steam	Bituminous	SPP-Firm	0	9.4	กลาง
102	SPP Biomass 16	25	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
103	SPP Biomass 17	50	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
104	SPP PV 2	30	PV	Solar	SPP	0	0	กลาง
105	SPP Combine Cycle 5	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
106	SPP Thermal Coal 4	8	Steam	Bituminous	SPP	0	0	กลาง
107	SPP Combine Cycle 6	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
108	SPP Combine Cycle 7	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
109	SPP Hydro 1	12.2	Mini Hydro Turbine	Hydro	SPP	0	0	กลาง
110	SPP Combine Cycle 8	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
111	SPP Combine Cycle 9	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
112	SPP Combine Cycle 10	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
113	SPP Combine Cycle 11	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
114	SPP Combine Cycle 12	74	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
115	SPP Combine Cycle 13	55	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
116	SPP Combine Cycle 14	55	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
117	SPP Combine Cycle 15	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
118	SPP Combine Cycle 16	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
119	SPP Gas Turbine 1	60	Gas Turbine	NG	SPP-Firm	0	39.79	กลาง
120	SPP Gas Turbine 2	60	Gas Turbine	NG	SPP-Firm	0	39.79	กลาง



ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
121	SPP Thermal Coal 5	90	Steam	Bituminous	SPP-Firm	0	9.4	กลาง
122	SPP Thermal Coal 6	90	Steam	Bituminous	SPP-Firm	0	9.4	กลาง
123	SPP Combine Cycle 17	60	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
124	SPP Thermal Coal 7	9.5	Steam	Bituminous	SPP-Firm	0	9.4	กลาง
125	SPP Combine Cycle 18	41	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
126	SPP Biomass 18	8	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
127	SPP Biomass 19	41	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
128	SPP Combine Cycle 19	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
129	SPP Combine Cycle 20	32	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
130	SPP Thermal NG 1	60	Combine Cycle	NG	SPP	0	0	กลาง
131	SPP Thermal NG 2	40	Combine Cycle	NG	SPP	0	0	กลาง
132	SPP Combine Cycle 21	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
133	SPP Combine Cycle 22	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
134	SPP Combine Cycle 23	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
135	SPP Combine Cycle 24	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
136	SPP Combine Cycle 25	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
137	SPP Combine Cycle 26	90	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
138	SPP Combine Cycle 27	60	Combine Cycle	NG	SPP-Firm	0	5.71	กลาง
139	SPP Thermal Coal 8	45	Steam	Bituminous	SPP	0	0	กลาง
140	SPP Thermal Coal 8	45	Steam	Bituminous	SPP-Firm	0	9.4	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
141	SPP Biomass 20	27	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
142	SPP Biomass 21	10.8	Biomass	Biomass	SPP	0	0	กลาง
143	SPP Biomass 22	25	Biomass	Biomass	SPP	0	0	กลาง
144	SPP Biomass 23	7	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
145	SPP Biomass 24	22	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	กลาง
146	SPP Biomass 25	8.8	Biomass	Biomass	SPP-Firm	0	0	ใต้
147	SPP Biomass 26	20.2	Biomass	Biomass	SPP	0	0	ใต้
148	SPP Gas Turbine 3	65	Gas Turbine	NG	SPP-Firm	0	39.79	กลาง
149	SPP Combine Cycle 28	90	Combine Cycle	NG	SPP	0	0	กลาง
150	VSPP PV	0.048	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
151	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
152	VSPP PV	1	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
153	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	เหนือ
154	VSPP Biomass	0.135	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
155	VSPP Waste	1	Waste	Waste	VSPP	0	0	เหนือ
156	VSPP PV	0.96	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
157	VSPP PV	0.96	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
158	VSPP Waste	1	Waste	Waste	VSPP	0	0	เหนือ
159	VSPP PV	0.028	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
160	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
161	VSPP PV	0.96	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
162	VSPP Hydro	0.03	Mini Hydro Turbine	Hydro	VSPP	0	0	เหนือ
163	VSPP Hydro	0.22	Mini Hydro Turbine	Hydro	VSPP	0	0	เหนือ
164	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
165	VSPP Hydro	0.03	Mini Hydro Turbine	Hydro	VSPP	0	0	เหนือ
166	VSPP PV	4.5	PV	Solar	VSPP	0	0	เหนือ
167	VSPP Biomass	2.8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
168	VSPP Waste	0.2	Waste	Waste	VSPP	0	0	เหนือ
169	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
170	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
171	VSPP Biomass	5.2	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
172	VSPP Biomass	3	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
173	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
174	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
175	VSPP Biogas	0.932	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	เหนือ
176	VSPP Biogas	0.95	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	เหนือ
177	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
178	VSPP Biomass	0.85	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
179	VSPP Biomass	7	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	เหนือ
180	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	เหนือ

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
181	VSPP PV	1.1	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
182	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
183	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
184	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
185	VSPP PV	4.4	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
186	VSPP Biomass	3	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
187	VSPP Biomass	2.5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
188	VSPP PV	6.5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
189	VSPP PV	6.5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
190	VSPP PV	6.5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
191	VSPP PV	6.5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
192	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
193	VSPP PV	1.5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
194	VSPP Biomass	6.8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
195	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
196	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
197	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
198	VSPP Biomass	6.5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
199	VSPP Biomass	7	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
200	VSPP PV	0.53	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
201	VSPP PV	2	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
202	VSPP PV	2	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
203	VSPP PV	4	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
204	VSPP PV	4	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
205	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
206	VSPP Biomass	3	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
207	VSPP Biomass	0.8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
208	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
209	VSPP PV	0.02	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
210	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
211	VSPP PV	1.25	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
212	VSPP PV	1.25	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
213	VSPP PV	2	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
214	VSPP PV	1.24	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
215	VSPP PV	1.24	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
216	VSPP PV	1.24	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
217	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
218	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
219	VSPP Biogas	0.18	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
220	VSPP PV	0.998	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
221	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
222	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
223	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
224	VSPP PV	0.998	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
225	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
226	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
227	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
228	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
229	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
230	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
231	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
232	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
233	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
234	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
235	VSPP PV	0.24	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
236	VSPP PV	1.5	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
237	VSPP PV	2	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
238	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
239	VSPP PV	0.98	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
240	VSPP PV	0.999	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
241	VSPP Biomass	0.99	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
242	VSPP PV	0.998	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
243	VSPP Biomass	7	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
244	VSPP PV	0.996	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
245	VSPP PV	0.998	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
246	VSPP PV	0.996	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
247	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
248	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
249	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
250	VSPP Biomass	0.99	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
251	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
252	VSPP Biomass	7	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
253	VSPP Biomass	7.5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
254	VSPP Biogas	2.656	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
255	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
256	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
257	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
258	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
259	VSPP Biomass	6	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
260	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
261	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
262	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
263	VSPP PV	4.5	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
264	VSPP Biogas	0.95	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
265	VSPP PV	0.98	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
266	VSPP Biogas	2.7	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
267	VSPP PV	2.99	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
268	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
269	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
270	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
271	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
272	VSPP Biogas	1.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
273	VSPP Biogas	2.632	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
274	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
275	VSPP PV	6	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
276	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
277	VSPP Biogas	3	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
278	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
279	VSPP PV	0.952	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
280	VSPP PV	0.01	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน



ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
281	VSPP Biogas	2.152	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
282	VSPP Biogas	1.904	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
283	VSPP Biogas	2.152	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
284	VSPP Biogas	4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
285	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
286	VSPP Biomass	1	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
287	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
288	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
289	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
290	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
291	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
292	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
293	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
294	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
295	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
296	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
297	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
298	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
299	VSPP PV	5.88	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
300	VSPP Wind	6.9	Wind	Wind	VSPP	0	0	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
301	VSPP PV	6	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
302	VSPP Biogas	0.95	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
303	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
304	VSPP Biogas	0.999	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
305	VSPP Biomass	6.7	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
306	VSPP PV	1.125	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
307	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
308	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
309	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
310	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
311	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
312	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
313	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
314	VSPP Biomass	6.2	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
315	VSPP Biogas	1.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
316	VSPP Biogas	1.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
317	VSPP PV	1	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
318	VSPP PV	1	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
319	VSPP PV	1	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
320	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
321	VSPP Biogas	8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
322	VSPP PV	2	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
323	VSPP Biogas	8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
324	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
325	VSPP Biogas	2.656	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
326	VSPP Biogas	2.28	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
327	VSPP Biogas	2.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	อีสาน
328	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
329	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
330	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
331	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	อีสาน
332	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
333	VSPP Biomass	4	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	อีสาน
334	VSPP PV	0.056	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
335	VSPP PV	0.002	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
336	VSPP PV	0.056	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
337	VSPP PV	0.015	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
338	VSPP PV	0.03	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
339	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
340	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
341	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
342	VSPP PV	0.042	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
343	VSPP Biogas	0.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
344	VSPP Biogas	0.022	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
345	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
346	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
347	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
348	VSPP Biogas	0.055	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
349	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
350	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
351	VSPP PV	1.75	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
352	VSPP PV	1.2	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
353	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
354	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
355	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
356	VSPP PV	4	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
357	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
358	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
359	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
360	VSPP Biogas	0.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
361	VSPP Thermal Coal 1	3	Steam	Bituminous	VSPP	9,100	9.4	กลาง
362	VSPP Waste	1	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
363	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
364	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
365	VSPP PV	0.002	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
366	VSPP PV	0.9	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
367	VSPP Biogas	3	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
368	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
369	VSPP Thermal Coal 2	3	Steam	Bituminous	VSPP	0	0	กลาง
370	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
371	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
372	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
373	VSPP Thermal Coal 3	3	Steam	Bituminous	VSPP	0	0	กลาง
374	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
375	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
376	VSPP PV	0.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
377	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
378	VSPP PV	0.627	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
379	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
380	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
381	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
382	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
383	VSPP Waste	0.6	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
384	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
385	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
386	VSPP Waste	2.4	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
387	VSPP Biogas	2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
388	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
389	VSPP Biomass	3	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
390	VSPP Biomass	6	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
391	VSPP PV	1.3	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
392	VSPP Biomass	1.8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
393	VSPP Biogas	2.4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
394	VSPP Waste	1.5	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
395	VSPP Biogas	0.15	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
396	VSPP PV	0.042	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
397	VSPP PV	0.018	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
398	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
399	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
400	VSPP PV	1.55	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
401	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
402	VSPP Biogas	1.85	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
403	VSPP Waste	0.21	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
404	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
405	VSPP Biomass	0.18	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
406	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
407	VSPP Biogas	0.16	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
408	VSPP Biogas	0.025	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
409	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
410	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
411	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
412	VSPP Biogas	0.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
413	VSPP Waste	8	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
414	VSPP PV	2	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
415	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
416	VSPP PV	1	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
417	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
418	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
419	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
420	VSPP PV	3	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
421	VSPP Biomass	7	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
422	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
423	VSPP Biogas	3	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
424	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
425	VSPP Biomass	6	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
426	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
427	VSPP Waste	6.3	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
428	VSPP Biogas	2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
429	VSPP Biomass	2	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
430	VSPP Biomass	3	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
431	VSPP Biogas	0.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
432	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
433	VSPP PV	8	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
434	VSPP Biogas	0.54	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
435	VSPP Biogas	4.9	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	กลาง
436	VSPP PV	5	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
437	VSPP Biomass	5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
438	VSPP Biomass	6.8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง
439	VSPP Waste	1	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
440	VSPP Biomass	1	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	กลาง



ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
441	VSPP Wind	0.05	Wind	Wind	VSPP	0	0	ใต้
442	VSPP PV	0.05	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
443	VSPP PV	0.004	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
444	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
445	VSPP Biogas	0.015	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
446	VSPP Biogas	0.25	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
447	VSPP Biogas	0.015	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
448	VSPP Biogas	0.23	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
449	VSPP Biogas	0.015	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
450	VSPP PV	0.96	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
451	VSPP PV	0.025	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
452	VSPP Biogas	2.4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
453	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
454	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
455	VSPP Biomass	8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
456	VSPP Biomass	4	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
457	VSPP Biomass	6.8	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
458	VSPP PV	2.125	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
459	VSPP PV	1.75	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
460	VSPP PV	0.05	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
461	VSPP Biogas	2.5	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
462	VSPP Biogas	4.5	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
463	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
464	VSPP Biomass	6	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
465	VSPP Biogas	0.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
466	VSPP Biomass	1	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
467	VSPP Biogas	0.4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
468	VSPP Biogas	0.833	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
469	VSPP Wind	1.5	Wind	Wind	VSPP	0	0	ใต้
470	VSPP Waste	2.5	Waste	Waste	VSPP	0	0	ใต้
471	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
472	VSPP Biogas	1.5	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
473	VSPP Biogas	1.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
474	VSPP Biomass	8.5	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
475	VSPP Biogas	2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
476	VSPP Biogas	3	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
477	VSPP Biogas	1.4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
478	VSPP Biogas	3	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
479	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
480	VSPP Biogas	2.2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
481	VSPP Biogas	2.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
482	VSPP Biogas	2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
483	VSPP Biogas	2.4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
484	VSPP PV	0.01	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
485	VSPP Biogas	2.05	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
486	VSPP Waste	6.5	Waste	Waste	VSPP	0	0	ใต้
487	VSPP Waste	6.5	Waste	Waste	VSPP	0	0	ใต้
488	VSPP Wind	0.08	Wind	Wind	VSPP	0	0	ใต้
489	VSPP Biogas	1.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
490	VSPP Biogas	3	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
491	VSPP Biogas	0.952	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
492	VSPP Biogas	1.904	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
493	VSPP Waste	0.3	Waste	Waste	VSPP	0	0	ใต้
494	VSPP Biogas	0.922	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
495	VSPP Biogas	3.093	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
496	VSPP Biogas	0.99	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
497	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
498	VSPP Biogas	4	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
499	VSPP Biogas	0.9	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
500	VSPP Biomass	6.9	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
501	VSPP Biogas	1	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
502	VSPP Biogas	2.856	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
503	VSPP Biogas	1.9	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
504	VSPP Wind	0.25	Wind	Wind	VSPP	0	0	ใต้
505	VSPP Biogas	0.99	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
506	VSPP Biomass	9.2	Biomass	Biomass	VSPP	0	0	ใต้
507	VSPP Biogas	2	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
508	VSPP Biogas	2.8	Biogas	Biogas	VSPP	0	0	ใต้
509	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	ใต้
510	VSPP Hydro	0.48	Mini Hydro Turbine	Hydro	VSPP	0	0	กลาง
511	VSPP Hydro	0.32	Mini Hydro Turbine	Hydro	VSPP	0	0	กลาง
512	VSPP PV	0.002	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
513	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
514	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
515	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
516	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
517	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
518	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
519	VSPP PV	0.014	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
520	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
521	VSPP PV	0.002	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
522	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
523	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
524	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
525	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
526	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
527	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
528	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
529	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
530	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
531	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
532	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
533	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
534	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
535	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
536	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
537	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
538	VSPP Waste	0.8	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
539	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
540	VSPP PV	0.004	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

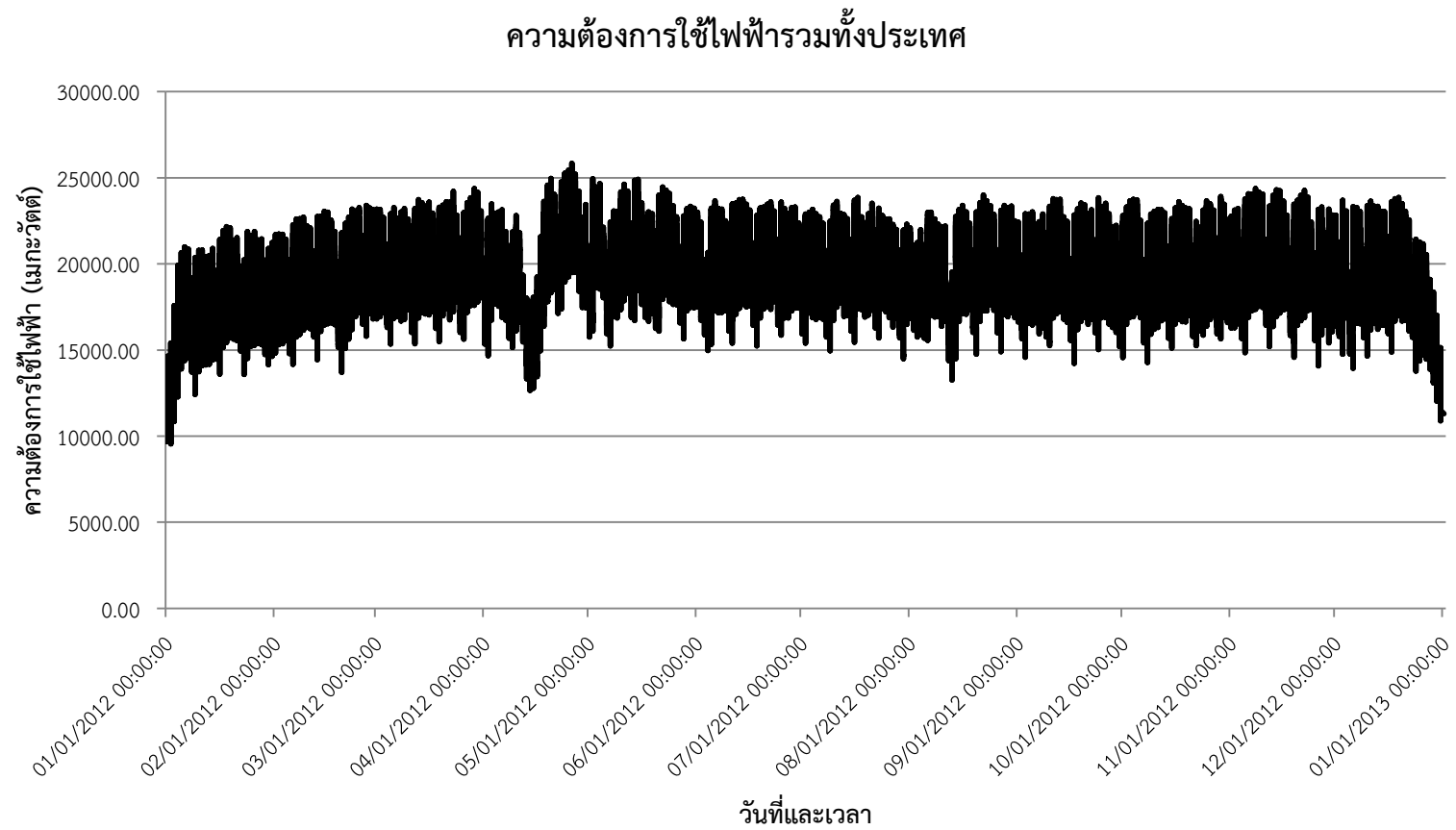
ตารางที่ ข.1 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2556 (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	เจ้าของ	Heat Rate (Btu/kWh)	FOR (%)	พื้นที่ติดตั้ง
541	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
542	VSPP PV	0.017	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
543	VSPP PV	0.044	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
544	VSPP Combine Cycle 1	6.4	Combine Cycle	NG	VSPP	0	0	กลาง
545	VSPP PV	0.009	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
546	VSPP PV	0.013	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
547	VSPP Waste	1	Waste	Waste	VSPP	0	0	กลาง
548	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
549	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
550	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
551	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
552	VSPP PV	0.003	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง
553	VSPP PV	0.036	PV	Solar	VSPP	0	0	กลาง

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ

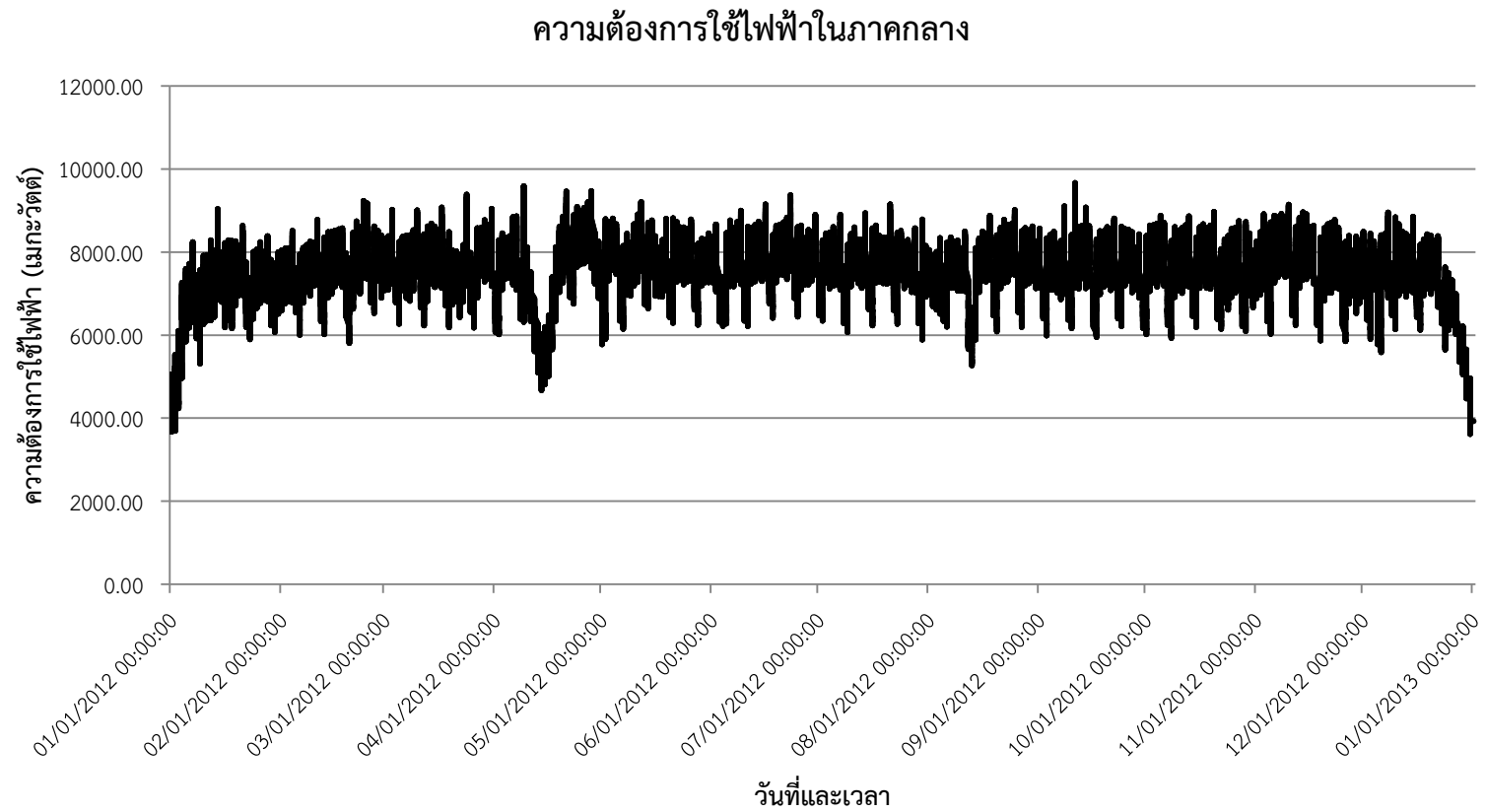
ลำดับที่	Gen Name	Capacity (MW)	Cum. Prob 1	Cum. Prob 2	Cum. Prob 3	Cum. Prob 4	Energy 1 (kWh)	Energy 2 (kWh)	Energy 3 (kWh)	Energy 4 (kWh)
1	Hydro 1	780	1	0.56	0.2	0	0	647,954.72	1,183,989.24	6,825,792.00
2	Hydro 2	500	1	0.61	0.26	0	0	472,626.61	898,532.19	4,380,000.00
3	Hydro 3	720	1	0.4	0.11	0	0	1,222,762.92	1,799,002.51	6,307,200.00
4	Hydro 4	300	1	0.38	0.12	0	0	499,670.29	703,460.53	2,628,000.00
5	Hydro 5	240	1	0.37	0.11	0	0	417,796.83	595,562.59	2,102,400.00
6	Hydro 6	72	1	0.51	0.17	0	0	135,130.04	229,967.17	630,720.00
7	Hydro 7	39	1	0.44	0.06	0	73,687.06	160,080.78	218,885.49	341,640.00
8	Hydro 8	19	1	0.41	0.14	0	57,115.20	82,838.40	95,853.72	166,440.00
9	Hydro 9	9	1	0.55	0.18	0	26,899.20	40,618.18	51,506.50	78,840.00
10	Hydro 10	25	1	0.48	0.11	0	0	24,604.19	42,384.79	220,752.00
11	Hydro 11	6	1	0.43	0.17	0	26,856.41	33,931.07	37,066.74	52,560.00
12	Hydro 12	36	1	0.54	0.19	0	0	50,182.01	89,377.06	315,360.00
13	Hydro 13	40	1	0.49	0.14	0	0	61,291.18	102,644.20	350,400.00
14	Hydro 14	1	1	0.49	0.17	0	5,642.99	6,622.50	7,230.45	9,285.60
15	Hydro 15	136	1	0.53	0.11	0	0	115,645.97	216,730.37	1,191,360.00
16	Hydro 16	500	1	0.43	0.1	0	1,183,259.52	2,018,182.46	2,499,332.15	4,380,000.00
17	Hydro 17	2	1	0.49	0.17	0	7,812.26	8,726.68	9,294.23	11,212.80

ภาพที่ ข.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ

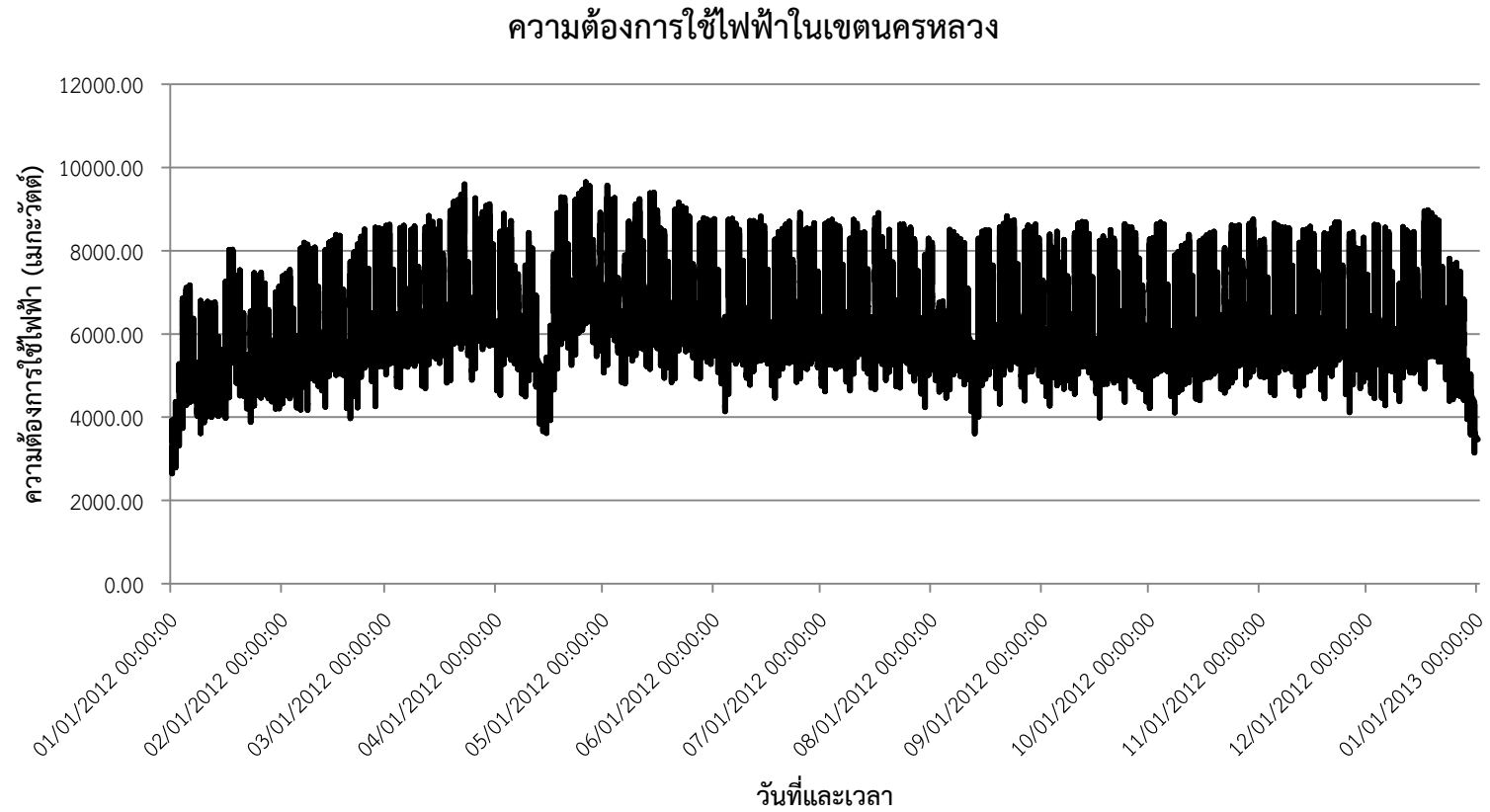




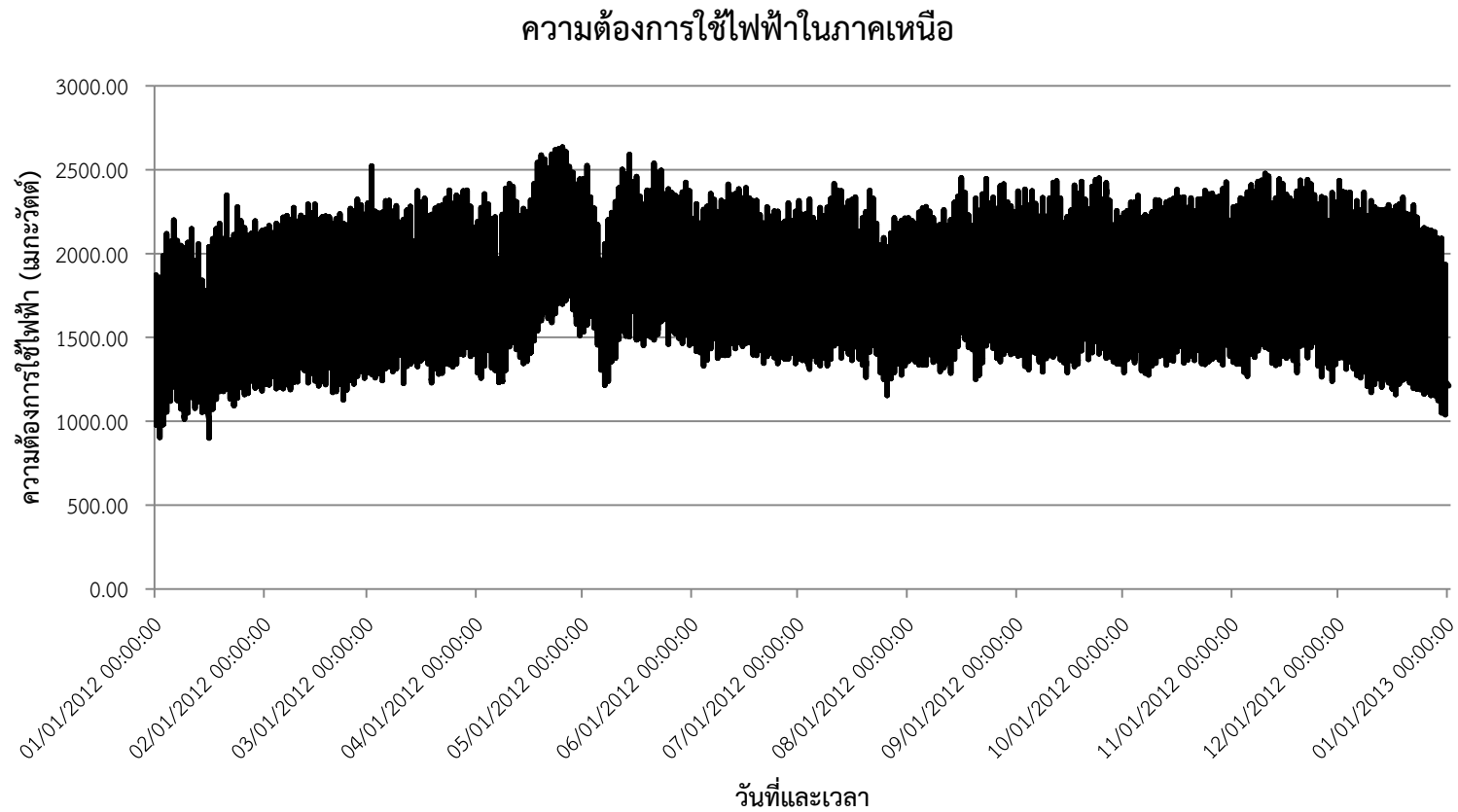
ภาพที่ ข.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง



ภาพที่ ข.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง

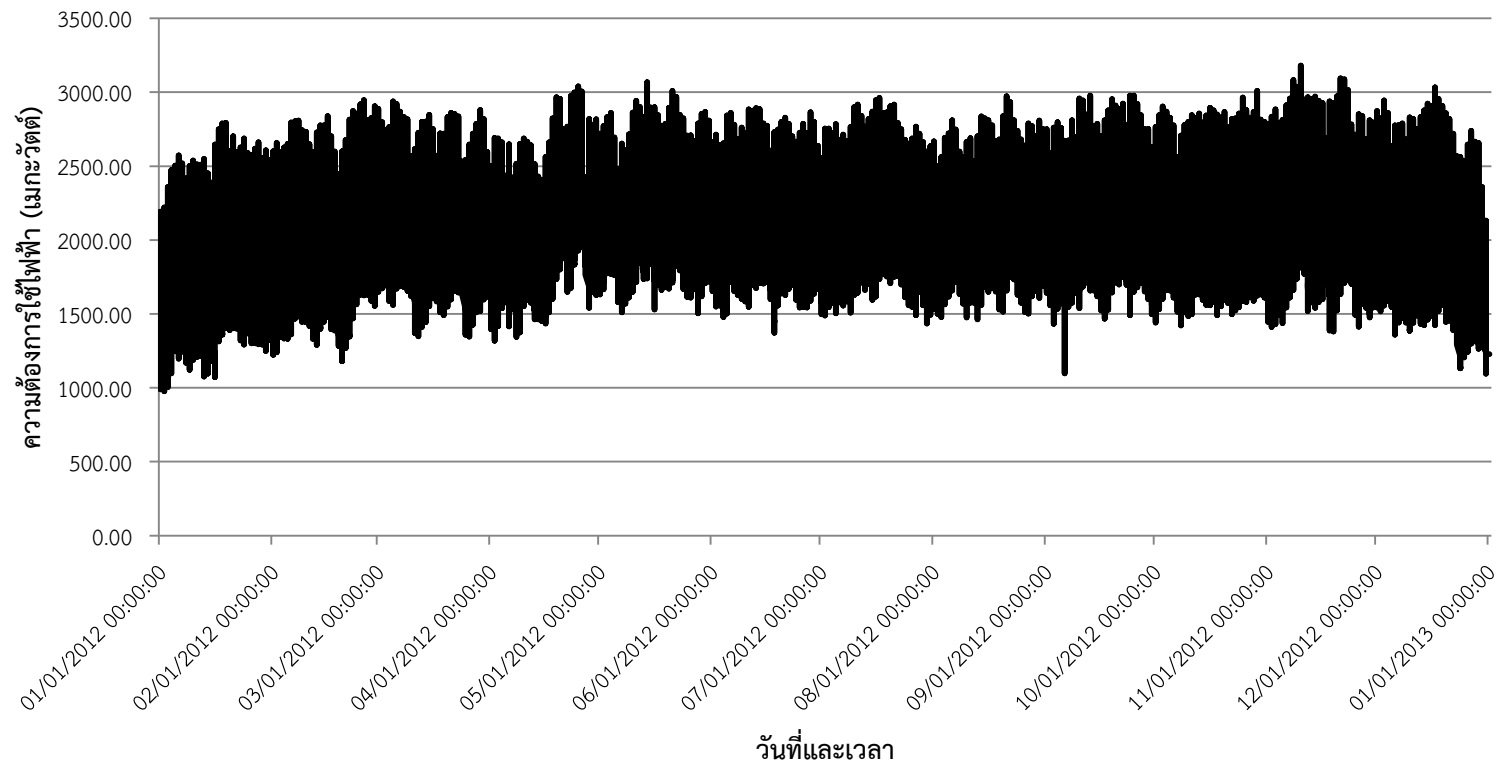


ภาพที่ ข.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ

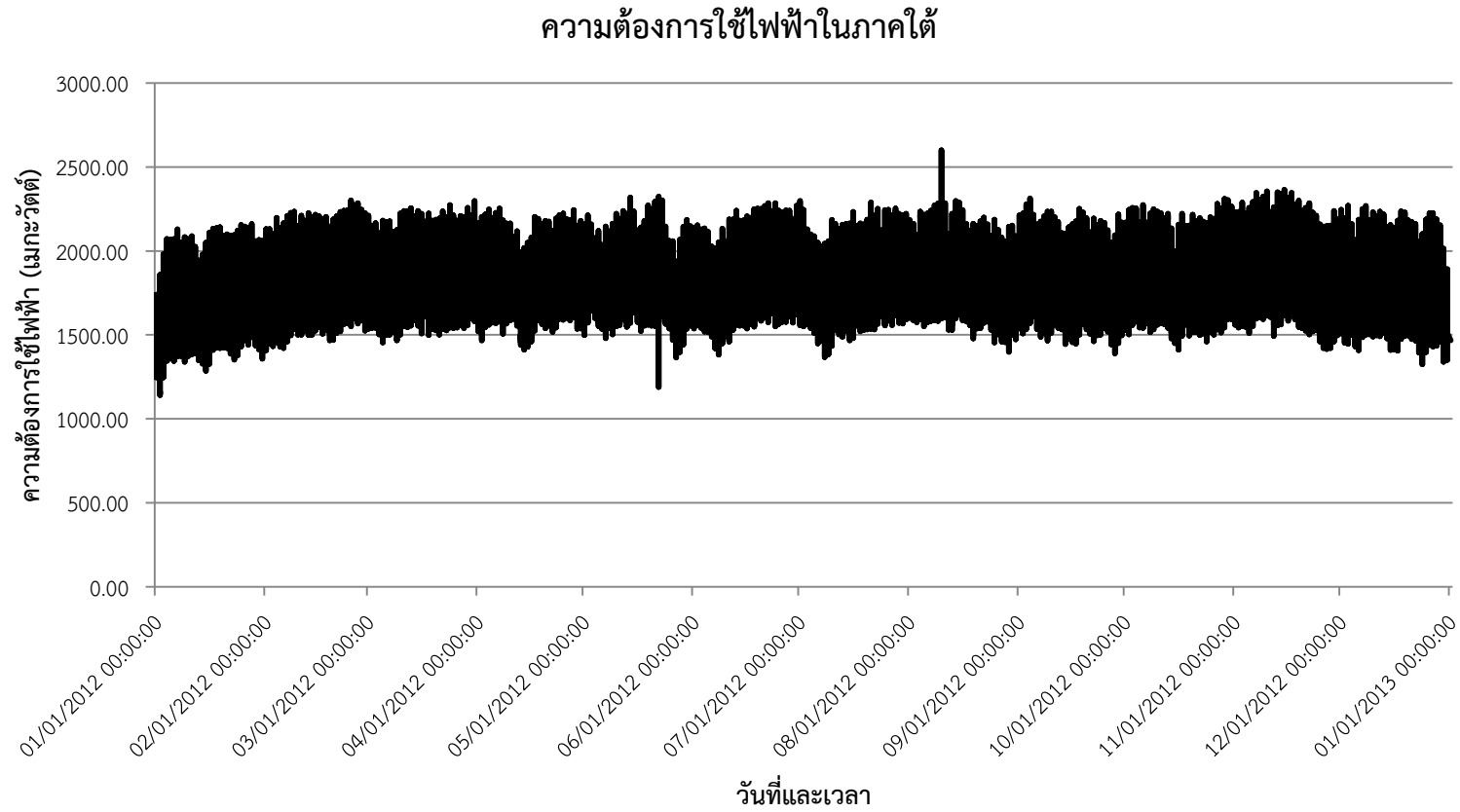


ภาพที่ ข.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

### ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



ภาพที่ ข.6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้



### ภาคผนวก ค

การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

ในปัจจุบัน ระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยประกอบไปด้วย 3 ภาคส่วนหลัก ซึ่งประกอบไปด้วย (1) ระบบผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (2) การรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน และ (3) การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

#### 1. ระบบผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

ระบบผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้า 5 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน และโรงไฟฟ้าดีเซล โดยนิยามของโรงไฟฟ้าทั้ง 5 ประเภทนี้ สามารถนิยามได้ดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังความร้อนจากไอน้ำหรือก๊าซ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงมาเป็นต้นพลังขับเคลื่อนเครื่องกังหันไอน้ำหรือกังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงหลายชนิด เช่น ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ น้ำมันเตา ฯลฯ ต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำแรงดันสูง แล้วไปจุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้หมุนทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า เหมาะสำหรับเดินเครื่องเป็นโรงไฟฟ้าฐาน ที่ใช้เดินเครื่องแต่ละครั้งเป็นเวลานาน [50]
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม คือ โรงไฟฟ้าที่นำเอาเครื่องกังหันก๊าซ และเครื่องกังหันไอน้ำมาใช้ร่วมกัน โดยนำความร้อนจากไอเสียที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซที่มีความร้อนสูงไปผ่านหม้อน้ำ แล้วถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอ ไปขับกังหันไอน้ำ ซึ่งต่ออยู่กับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้อีกครั้ง [51]
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าที่สำคัญอีกชนิดหนึ่งของประเทศไทย โรงไฟฟ้าชนิดนี้ใช้น้ำในลำน้ำธรรมชาติเป็นพลังงานในการเดินเครื่องโดยวิธีสร้างเขื่อนปิดกั้นแม่น้ำไว้เป็นอ่างเก็บน้ำให้มีระดับสูงจนมีปริมาณน้ำและแรงดันเพียงพอที่จะนำมาหมุนเครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งอยู่ในโรงไฟฟ้าทำให้น้ำที่มีระดับน้ำต่ำกว่าได้ กำลังผลิตติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าชนิดนี้จะเพิ่มเป็นสัดส่วนโดยตรงกับแรงดันและปริมาณน้ำที่ไหลผ่านเครื่องกังหันน้ำ [52]
โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน	โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน หมายถึง โรงไฟฟ้าที่นำพลังงานทดแทนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า

พลังงานทดแทน	พลังงานทดแทน หมายถึง พลังงานใดๆ ที่จะสามารถนำมาใช้ประโยชน์ทดแทนแหล่งพลังงาน ซึ่งมีการสะสมตามธรรมชาติและใช้หมดไป เช่น น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติฯ พลังงานทดแทนภายในประเทศ ซึ่งมีความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า มีอาทิเช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ ลม ความร้อนใต้พิภพ น้ำ พืช วัสดุเหลือใช้จากการเกษตร ชยะฯ เนื่องจากพลังงานทดแทนดังกล่าวมีกระจายอยู่ตามธรรมชาติและไม่มีควมสม่ำเสมอ การลงทุนเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ผลิตไฟฟ้าจึงสูงกว่าการนำแหล่งพลังงานประเภท น้ำมัน ถ่านหินฯ มาใช้ [53]
โรงไฟฟ้าดีเซล	โรงไฟฟ้าดีเซล เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซลเป็นต้นกำลังไปหมุนเพลาค้อเหวี่ยงเพื่อหมุนเพลาลูกเบี้ยวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าดีเซลเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถเดินเครื่องได้อย่างรวดเร็ว เหมาะที่จะเป็นโรงไฟฟ้าสำรอง สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Peak load period) และในกรณีฉุกเฉิน นอกจากนี้โรงไฟฟ้าดีเซลขนาดเล็กยังสามารถทำเป็นโรงไฟฟ้าสำเร็จรูป เคลื่อนย้ายไปติดตั้งยังสถานที่ใหม่ได้โดยไม่ยุ่งยากอีกด้วย [54]

## 2. การรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน

การรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน ประกอบไปด้วยการรับซื้อจากภาคเอกชน 3 กลุ่ม ซึ่งประกอบไปด้วย (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) เป็นผู้ผลิตเอกชนที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในการผลิตไฟฟ้า เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน โดยมีกำลังการผลิตค่อนข้างสูงเพื่อให้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ [55] (2) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ แต่ไม่ต่ำกว่า 10 เมกะวัตต์ และ (3) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

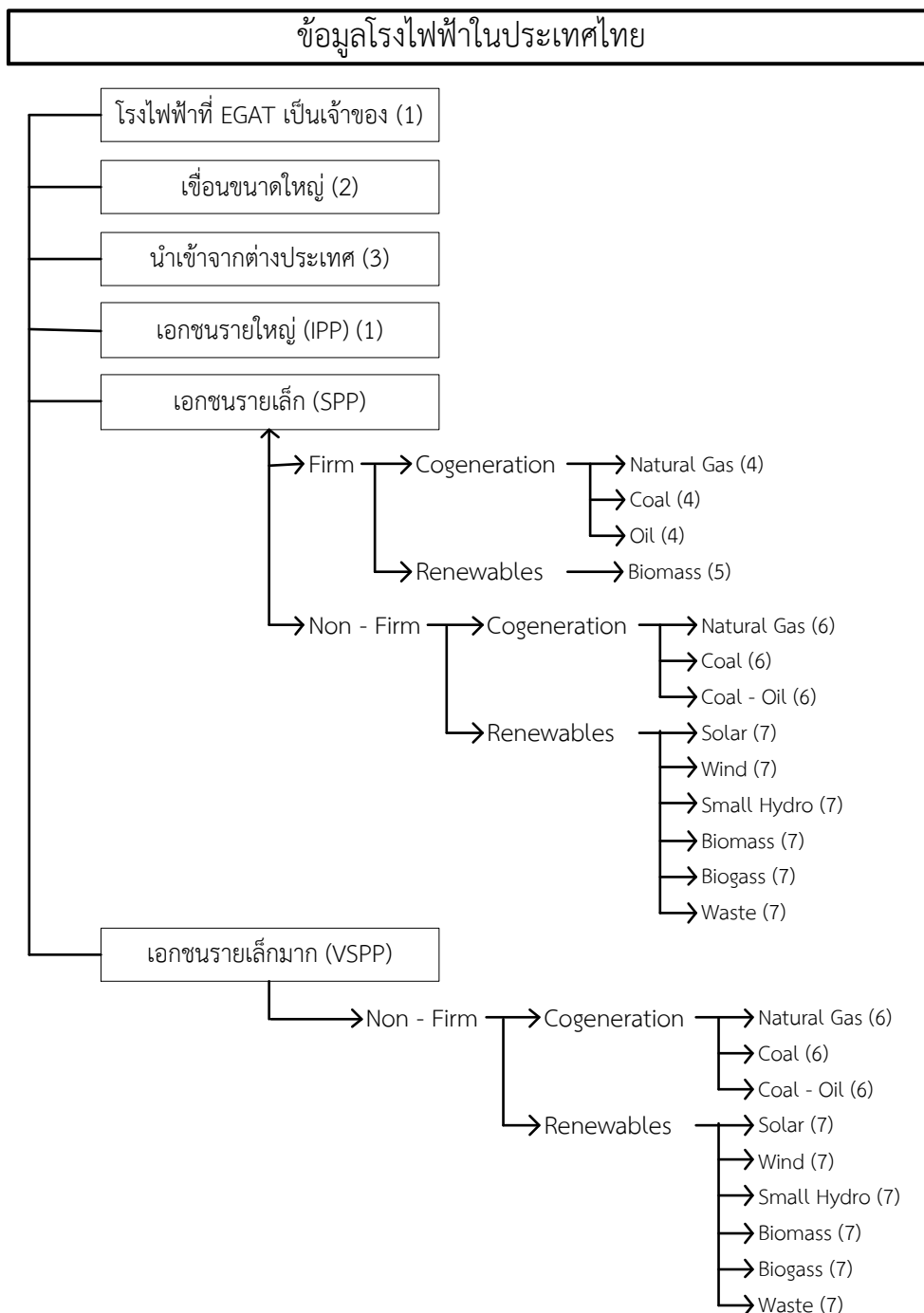
สำหรับประเภทของสัญญาในการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทได้แก่ (1) ประเภทสัญญา Non – firm ซึ่งมีอายุสัญญา 5 ปี ไม่ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้า แต่ได้รับเฉพาะเงินค่าพลังงานไฟฟ้า และ (2) ประเภทสัญญา Firm ซึ่งมีอายุสัญญา 20 – 25 ปี ได้รับทั้งเงินค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าตามอัตราซื้อไฟฟ้า [56]

## 3. การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ

การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศในปัจจุบันประกอบไปด้วยการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก 2 ประเทศ ได้แก่ ประเทศลาว และประเทศมาเลเซีย



การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย จะอาศัยการจำแนกข้อมูลโรงไฟฟ้า ออกเป็นประเภทต่าง ๆ โดยแสดงการจำแนกได้ดังแผนภาพที่ ค.1 [57]



ภาพที่ ค.1 ข้อมูลโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

จากข้อมูลโรงไฟฟ้าในประเทศไทยที่มีการจำแนกตามประเภทของเจ้าของโรงไฟฟ้าในภาพที่ ข.1 การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าในแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังนี้

### 1. กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงใช้ตลอดเวลา

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบไปด้วย โรงไฟฟ้าที่ กฟผ. เป็นเจ้าของ และโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) โดยการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะใช้การคำนวณเช่นเดียวกันกับกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงพร้อมใช้ตลอดเวลาซึ่งเริ่มด้วยการหาพลังงานที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงผลิตได้ จากนั้นจึงคำนวณรวมกับค่าเชื้อเพลิงในแต่ละประเภท

### 2. กลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบไปด้วย เขื่อนผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะถือว่าไม่มีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า

### 3. การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้เกิดจากค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีค่าคงที่ในตลอดช่วงระยะเวลาที่สนใจ

### 4. กลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (SPP) ประเภท Firm ชนิด Cogeneration

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จำแนกตามเชื้อเพลิงได้ทั้งหมด 3 ประเภท ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันเตา การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะคำนวณโดยอ้างอิงจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. โดยมีระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 20 ปี ถึง 25 ปี [58] – [59] ซึ่งอัตรารับซื้อไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย

- 1) อัตรารับซื้อพลังงานไฟฟ้า (Capacity Payment : CP)
- 2) อัตรารับซื้อพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP)
- 3) อัตรารับซื้อการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving)

โดยการคำนวณสามารถแจกแจงตามประเภทเชื้อเพลิงได้ดังนี้

#### 1) กลุ่มเชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติ

การคำนวณในกลุ่มนี้จะอ้างอิงจากประกาศเรื่อง อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration [58] ซึ่งประกาศเมื่อวันที่ 3 สิงหาคม พ.ศ. 2553 โดยรายละเอียดการคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

## 1.1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CP_t^{GAS} = CP_0^{GAS} \times \left[ \left( 0.5 \times \frac{FX_t}{34} \right) + 0.5 \right] \quad (ค.1)$$

โดยที่

$CP_t^{GAS}$  คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน  $t$  กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน)

$CP_0^{GAS}$  คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าเท่ากับ 420 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน

$FX_t$  คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน  $t$  ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาทต่อเหรียญสหรัฐ) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า  $FX_t$  ให้มีค่าเท่ากับ 31.1306 บาทต่อเหรียญสหรัฐในทุก ๆ เดือน [60]

## 1.2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามราคาเชื้อเพลิงในแต่ละเดือนที่เปลี่ยนแปลงไปจากราคาเชื้อเพลิงฐาน ซึ่งอ้างอิงราคาเชื้อเพลิงฐานในเดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ. 2553 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สามารถคำนวณได้โดยสมการต่อไปนี้

$$EP_t^{GAS} = EP_0^{GAS} + \left[ \frac{(P_t^{GAS} - P_0^{GAS}) \times HeatRate^{GAS}}{10^6} \right] \quad (ค.2)$$

โดยที่

$EP_t^{GAS}$  คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน  $t$  กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

$EP_0^{GAS}$  คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าเท่ากับ 1.85 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

$P_t^{GAS}$  คือ ราคาก๊าซธรรมชาติที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในเดือน  $t$  (บาทต่อล้านบีทียู) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า  $P_t^{GAS}$  ให้มีค่าเท่ากับ 318.5093 บาทต่อล้านบีทียู ในทุก ๆ เดือน [61]

$P_0^{GAS}$	คือ ราคาก๊าซธรรมชาติที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในเดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ. 2553 ซึ่งใช้เป็นราคารฐาน มีค่าเท่ากับ 232.6116 บาทต่อล้านปีทิว
$HeatRate^{GAS}$	คือ อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีค่าเท่ากับ 7,950 ปีทิวต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

### 1.3) อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

เนื่องจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงมีค่าเท่ากับ 0 – 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงเท่ากับ 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 2) กลุ่มเชื้อเพลิงประเภทถ่านหิน

การคำนวณในกลุ่มนี้จะอ้างอิงจากประกาศเรื่อง อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration [58] ซึ่งประกาศเมื่อวันที่ 3 สิงหาคม พ.ศ. 2553 โดยรายละเอียดการคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

### 2.1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CP_t^{COAL} = CP_0^{COAL} \times \left[ \left( 0.5 \times \frac{FX_t}{34} \right) + 0.5 \right] \quad (\text{ข.3})$$

โดยที่

$CP_t^{COAL}$	คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน $t$ กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง (บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน)
$CP_0^{COAL}$	คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าเท่ากับ 682 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน
$FX_t$	คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐต่อเงินบาทของอัตราซื้อ และอัตรายขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน $t$ ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาทต่อเหรียญสหรัฐ) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า $FX_t$ ให้มีค่าเท่ากับ 31.1306 บาทต่อเหรียญสหรัฐในทุก ๆ เดือน [60]

## 2.2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเมื่อใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สามารถคำนวณได้โดยสมการต่อไปนี้

$$EP_t^{COAL} = EP_0^{COAL} + \left[ \frac{((P_t^{COAL} \times FX_t) - P_0^{COAL}) \times HeatRate^{COAL}}{26.5877 \times 10^6} \right] \quad (ค.3)$$

โดยที่

$EP_t^{COAL}$  คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน  $t$  กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

$EP_0^{COAL}$  คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าเท่ากับ 1.04 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

$26.5877 \times 10^6$  คือ Conversion Factor เชื้อเพลิงถ่านหิน (ปีที่ยูต่อตัน)

$P_t^{COAL}$  คือ ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน  $t$  (เหรียญสหรัฐต่อตัน) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า  $P_t^{COAL}$  ให้มีค่าเท่ากับ 95 เหรียญสหรัฐต่อตันในทุก ๆ เดือน [62]

$P_0^{COAL}$  คือ ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ. 2553 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 2,321.76 บาทต่อตัน

$HeatRate^{COAL}$  คือ อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีค่าเท่ากับ 9,600 ปีที่ยูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 2.3) อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

เนื่องจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงมีค่าเท่ากับ 0 – 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงเท่ากับ 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 3) กลุ่มเชื้อเพลิงประเภทน้ำมันเตา หรือเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ

การคำนวณในกลุ่มนี้จะอ้างอิงจากประกาศเรื่อง อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก [59] ซึ่งประกาศเมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน พ.ศ. 2540 โดยการคำนวณสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

### 3.1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CP_t^{FO} = CP_0^{FO} \times \left[ \left( 0.7 \times \frac{FX_t}{27} \right) + 0.3 \right] \quad (\text{ค.4})$$

โดยที่	
$CP_t^{FO}$	คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้า ในเดือน $t$ กรณีใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง (บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน)
$CP_0^{FO}$	คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน กรณีใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าเท่ากับ 374 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน
$FX_t$	คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐต่อเงินบาทของอัตราซื้อ และอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน $t$ ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาทต่อเหรียญสหรัฐ) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า $FX_t$ ให้มีค่าเท่ากับ 31.1306 บาทต่อเหรียญสหรัฐในทุก ๆ เดือน [60]

### 3.2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามราคาซื้อเพลิงในแต่ละเดือนที่เปลี่ยนแปลงไปจากราคาซื้อเพลิงฐาน ซึ่งอ้างอิงราคาซื้อเพลิงฐานในเดือน สิงหาคม ปี พ.ศ. 2538 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สามารถคำนวณได้โดยสมการต่อไปนี้

$$EP_t^{FO} = EP_0^{FO} + \left[ \frac{(P_t^{FO} - P_0^{FO}) \times \text{HeatRate}^{FO}}{39,400} \right] \quad (\text{ค.5})$$

โดยที่	
$EP_t^{FO}$	คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน $t$ กรณีใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
$EP_0^{FO}$	คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน กรณีใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าเท่ากับ 0.71 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
$P_t^{FO}$	คือ ราคาน้ำมันเตาเฉลี่ยที่ กฟผ. ซื้อในเดือน $t$ (บาทต่อลิตร) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า $P_t^{FO}$ ให้มีค่าเท่ากับ 21.874 บาทต่อลิตรในทุก ๆ เดือน [63]
$P_0^{FO}$	ราคาน้ำมันเตาเฉลี่ยที่ กฟผ. ซื้อในเดือน สิงหาคม ปี พ.ศ. 2538 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 2.9242 บาทต่อลิตร
$\text{HeatRate}^{GAS}$	คือ อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียุต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

### 3.3) อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

เนื่องจากไม่มีการประกาศอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในประกาศเรื่อง อัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก [59] ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงเท่ากับ 0 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 5. กลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภท Firm ชนิดพลังงานหมุนเวียน

ชนิดของพลังงานหมุนเวียนในโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้หมายถึง พลังงานหมุนเวียนประเภทชีวมวล การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะคำนวณโดยอ้างอิงจากอัตราารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. โดยมีระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 20 ปี ถึง 25 ปี [64] ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย

- 1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment : CP)
- 2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP)
- 3) อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving)
- 4) อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion : REP)
- 5) ส่วนเพิ่มราคาารับซื้อไฟฟ้า

โดยการคำนวณสามารถแจกแจงได้ดังนี้

### 1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$CP_t = CP_0 \times \left[ \left( 0.5 \times \frac{FX_t}{37} \right) + 0.5 \right] \quad (\text{ค.6})$$

โดยที่

- |        |  |
|--------|--|
| $CP_t$ | คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน $t$ (บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน)   |
| $CP_0$ | คือ อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน)   |
| $FX_t$ | คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน $t$ ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาทต่อเหรียญสหรัฐ) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า $FX_t$ ให้มีค่าเท่ากับ 31.1306 บาทต่อเหรียญสหรัฐในทุก ๆ เดือน [60] |

## 2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกๆเดือน ตามราคาซื้อเพลิงในแต่ละเดือนที่เปลี่ยนแปลงไปจากราคาซื้อเพลิงฐาน ซึ่งอ้างอิงราคาซื้อเพลิงฐานในเดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ. 2553 โดยการคำนวณจะจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิงดังนี้

$$EP_t = EP_0 + \left[ \frac{((P_t^{COAL} \times FX_t) - P_0^{COAL}) \times HeatRate}{26.5877 \times 10^6} \right] \quad (ค.7)$$

โดยที่

$EP_t$	คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน $t$ (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
$26.5877 \times 10^6$	คือ Conversion Factor เชื้อเพลิงถ่านหิน (ปีที่ยูต่อตัน)
$P_t^{COAL}$	คือ ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน $t$ (เหรียญสหรัฐต่อตัน) โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่า $P_t^{COAL}$ ให้มีค่าเท่ากับ 95 เหรียญสหรัฐต่อตันในทุก ๆ เดือน [62]
$P_0^{COAL}$	คือ ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน ธันวาคม ปี พ.ศ. 2549 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 1,930.475 บาทต่อตัน
$HeatRate$	คือ อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีค่าเท่ากับ 9,600 ปีที่ยูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 3) อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

เนื่องจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงมีค่าเท่ากับ 0 – 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงเท่ากับ 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 4) อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP)

กำหนดให้อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนมีค่าเท่ากับ 0.39 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

## 5) ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.3 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง [65] – [67]



6. กลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและเล็กมาก (SPP and VSPP) ประเภท Non - Firm ชนิด Cogeneration

ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะอาศัยการหาค่าพลังงานที่ได้รับการจ่ายออกมา โดยนำมาคำนวณร่วมกับอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Non - Firm อ้างอิงก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 3.31 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง [61]

7. กลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและเล็กมาก (SPP and VSPP) ประเภท Non - Firm ชนิดพลังงานหมุนเวียน

ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะอาศัยการหาค่าพลังงานที่ได้รับการจ่ายออกมา โดยนำมาคำนวณร่วมกับอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Non - Firm สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอ้างอิงอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU Rate) ในช่วง Peak ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 11 - 33 กิโลโวลต์ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 3.8548 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง [68] และมีการบวกเพิ่มราคาเนื่องจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในแต่ละชนิดของพลังงานหมุนเวียน ดังแสดงในตารางที่ ค.1

ตารางที่ ค.1 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในแต่ละชนิดของพลังงานหมุนเวียน [65] - [67]

ชนิดของพลังงานหมุนเวียน	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
พลังงานแสงอาทิตย์	8
พลังงานลม	
กำลังผลิตติดตั้ง $\leq 0.05$ เมกะวัตต์	4.5
กำลังผลิตติดตั้ง $> 0.05$ เมกะวัตต์	3.5
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	
$0.05$ เมกะวัตต์ $\leq$ กำลังผลิตติดตั้ง $< 0.2$ เมกะวัตต์	0.8
กำลังผลิตติดตั้ง $< 0.05$ เมกะวัตต์	1.5
ชีวมวล	
กำลังผลิตติดตั้ง $\leq 1$ เมกะวัตต์	0.5
กำลังผลิตติดตั้ง $> 1$ เมกะวัตต์	0.3
ก๊าซชีวภาพ	
กำลังผลิตติดตั้ง $\leq 1$ เมกะวัตต์	0.5
กำลังผลิตติดตั้ง $> 1$ เมกะวัตต์	0.3
ขยะ	
ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.5
พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.5

### ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวปณาลี เจริญจิตมั่น เกิดเมื่อวันที่ 10 พฤศจิกายน 2531 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2554 จากนั้นเข้าศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี 2555