การลดการสูญเสียในระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมด้วยวิธีเก็บพลังงาน โดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสม

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์

ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
มหาวิทยาลัยแม่โจ้
พ.ศ. 2563

การลดการสูญเสียในระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมด้วยวิธีเก็บพลังงาน โดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสม

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
สำนักบริหารและพัฒนาวิชาการ มหาวิทยาลัยแม่โจ้
พ.ศ. 2563

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยแม่โจ้

การลดการสูญเสียในระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมด้วยวิธีเก็บพลังงาน
โดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสม

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์

วิทยานิพนธ์นี้ได้รับการพิจารณาอนุมัติให้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

พิจารณาเห็นชอบโดย **อาจารย์ที่ปรึกษา**

อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก .....
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล)
วันที่.....เดือน.....พ.ศ. .....

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม .....
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสรีอมรกุล)
วันที่.....เดือน.....พ.ศ. .....

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม .....
(รองศาสตราจารย์ ดร.วันจักรี เล่นวารี)
วันที่.....เดือน.....พ.ศ. .....

ประธานอาจารย์ผู้รับผิดชอบหลักสูตร .....
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธเนศ ไชยชนะ)
วันที่.....เดือน.....พ.ศ. .....

สำนักบริหารและพัฒนาวิชาการรับรองแล้ว .....
(รองศาสตราจารย์ ดร.ญาณิน โอภาสพัฒนกิจ)
รักษาการแทนรองอธิการบดี ปฏิบัติการแทน
อธิการบดีมหาวิทยาลัยแม่โจ้
วันที่.....เดือน.....พ.ศ. .....

ชื่อเรื่อง การลดการสูญเสียในระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมด้วยวิธีเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสม

ชื่อผู้เขียน นายศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์

ชื่อปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล

บทคัดย่อ

ด้วยแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative energy development Plan : AEDP) ที่กำหนดให้ประเทศไทยต้องมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 6,000 เมกะวัตต์ ภายในปี พ.ศ.2579 ส่งผลให้ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) รับเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนดินผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลาง (22 และ 33 กิโลโวลต์) แล้ว 1,849 เมกะวัตต์ จำนวน 410 โครงการ ในจำนวนนี้มีโครงการที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 6 เมกะวัตต์ ซึ่งเกินกว่าโหลดเฉลี่ยของระบบไฟฟ้า จำนวน 108 โครงการ ส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น และเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าลดลง โดยงานวิจัยนี้ศึกษาหาขนาดและตำแหน่งติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเลือกใช้ข้อมูลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เกิดปัญหา นำมาสร้างแบบจำลอง 20 บัส วิเคราะห์หาหน่วยสูญเสียและแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งระบบเก็บพลังงานตำแหน่งบัสต่างๆ ด้วยซอฟต์แวร์ ดิกไซเรน พาวเวอร์แฟคตอรี่ (Digsilent powerfactory) และหาความคุ้มค่าการลงทุนด้วยซอฟต์แวร์ ไมโครซอฟท์ เอ็กซ์เซล (Microsoft excel) ซึ่งผลการวิจัยพบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง ตำแหน่งบัสโรงไฟฟ้า สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้ร้อยละ 8.1 และมีอัตราผลตอบแทนภายในที่ร้อยละ 5.1

คำสำคัญ : เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า, หน่วยสูญเสีย, แบตเตอรี่, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Title REDUCING POWER-LOSSES IN PEA TRANSMISSION POWER NETWORKWITH HAVING SOLAR POWER PLANTS JOINT ENERGYBY USING THE APPROPRIATE BATTERY

Author Mr. Supasresh Tanchaiyarojd

Degree Master of Engineering in Renewable Energy Engineering

Advisory Committee Chairperson Assistant Professor Dr. Yingrak Auttawaitkul

ABSTRACT

The alternative energy development plan (AEDP) prescribes Thailand to generate electricity from solar power for 6,000 megawatts within the year 2036. This makes the Provincial Electricity Authority (PEA) to connect the solar power plant installed on the ground through the moderate power distribution system (22 and 33 kilo voltage) in 410 projects (1,849 megawatts). Out of this number, there are 108 projects which have generating power for more than 6 megawatts and it is above are average load of the electrical system. This results in increased energy loss in the electrical system and decreased voltage stability. This study investigates size and location of battery storage system installation of the power distribution system. Data from the problematic power distribution system and selected to use for 20 bus model construction. Energy loss and voltage in the installation of the battery storage system by digsilent power factory software are analyzed. Also, microsoft excel is use for finding worthwhileness of the investment. Results of the study reveal that the installation of two megawatt-hour system and location of the electrical plant bus can improve voltage to meet standard. Besides, it helps reduce energy loss for 8.1 percent while the internal rate of returns is at 5.1 percent.

Keywords : voltage stability, energy loss, battery storage, solar power plant

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี โดยได้รับคำชี้แนะที่มีคุณค่าเป็นอย่างยิ่งจากคณาจารย์หลายท่าน

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาหลัก ช่วยตรวจสอบความเหมาะสม ความเรียบร้อยของเนื้อหางานวิจัย ให้คำปรึกษาและช่วยแก้ไขข้อบกพร่องและปัญหาต่างๆ ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสรีอมรกุล ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็คทรอนิกส์และโทรคมนาคม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วันจักรี เล่นวารี ภาควิชาวิศวกรรมระบบควบคุมและเครื่องมือวัด คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ที่คอยแนะนำและช่วยเหลือจนวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบพระคุณผู้ร่วมงานในกองส่งเสริมพลังงานทดแทน และส่วนในงานอื่นในการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้กรุณาให้ข้อมูล คำปรึกษา และคำแนะนำอันมีค่า เพื่อใช้ประกอบงานวิจัยในครั้งนี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์หลายท่านที่มิได้กล่าวชื่อในครั้งนี้ เจ้าหน้าที่วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ทุกท่านที่ให้ความสะดวกตลอดการดำเนินงานวิจัย รวมถึงเพื่อน และญาติมิตรทุกท่านที่ไม่สามารถจะกล่าวไว้ในที่นี้ได้หมด สำหรับความช่วยเหลือและกำลังใจเสมอมา คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้ย่อมเป็นผลมาจากความกรุณาของท่านดังกล่าวข้างต้น ผู้วิจัยซาบซึ้งเป็นอย่างยิ่ง จึงใคร่ขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญภาพ ..... ญ

สารบัญตารางผนวก ..... ฏ

สารบัญภาพผนวก ..... ฐ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญ 1

1.2 วัตถุประสงค์ 5

1.3 ขอบเขตการศึกษา 5

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 6

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 7

2.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 7

2.2 ระบบไฟฟ้า 8

2.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) 11

2.4 ระบบเก็บพลังงาน 15

2.4.1 รายละเอียดการใช้งานระบบเก็บพลังงานในอุตสาหกรรมไฟฟ้า 17

2.4.2 เทคโนโลยีระบบเก็บพลังงานที่มีใช้ในปัจจุบัน 24

2.4.3 แบตเตอรี่ 26

2.4.4 โครงสร้างของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด 28
2.4.5 หลักการทำงานของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด 29
2.5 การหาค่าเก็บพลังงานและปล่อยพลังงานของแบตเตอรี่ 30
2.6 การคำนวณความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์ 32
2.6.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PBP) 33
2.6.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) 34
2.6.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) 35
2.6.4 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio : BCR) 36
2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 36
บทที่ 3 วิธีดำเนินงานวิจัย 40
3.1 ซอฟแวร์ที่ใช้ในงานวิจัย 40
3.2 แบบจำลองการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า 41
3.2.1 วงจรระบบไฟฟ้า 41
3.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 45
3.2.3 โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า 48
3.2.4 พลังไฟฟ้าของวงจรไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า 49
3.2.5 ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ 50
3.3 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ 50
3.4 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย 51
บทที่ 4 ผลการวิจัยและการอภิปรายผล 58
4.1 แรงดันไฟฟ้า 58
4.2 หน่วยสูญเสีย 62
4.2.1 หน่วยสูญเสียรายวัน 62
4.2.2 หน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้ 63

4.3 ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ 66
4.3.1 มูลค่าของหน่วยสูญเสีย 66
4.3.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return : IRR) 68
4.3.3 ระยะเวลาการคืนทุน (payback period : PBP) 70
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 73
5.1 สรุปผลการวิจัย 73
5.2 ข้อเสนอแนะ 75
บรรณานุกรม 77
ภาคผนวก 79
ประวัติผู้วิจัย 126

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 12
ตารางที่ 2 ค่าความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังของคอนเวอร์เตอร์ 13
ตารางที่ 3 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด 14
ตารางที่ 4 สรุปการใช้งานของระบบเก็บพลังงานในอุตสาหกรรมไฟฟ้า 16
ตารางที่ 5 เทคโนโลยีระบบเก็บพลังงาน 24
ตารางที่ 6 ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้าขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร 42
ตารางที่ 7 ระยะทางของสายไฟฟ้าระหว่างบัสต่างๆ 44
ตารางที่ 8 ค่าร้อยละของโหลดแต่ละตำแหน่ง จากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งวงจร 44
ตารางที่ 9 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า 47
ตารางที่ 10 สมมุติฐานสำหรับวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์ 51
ตารางที่ 11 ค่าพารามิเตอร์สำหรับระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามลำดับช่วง B ต่างๆ 54
ตารางที่ 12 รายละเอียดค่าการรับและจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ 55
ตารางที่ 13 รายละเอียดค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 58
ตารางที่ 14 รายละเอียดบัสที่เกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 60
ตารางที่ 15 รายละเอียดค่าหน่วยสูญเสียรายวันเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 62
ตารางที่ 16 รายละเอียดหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 64
ตารางที่ 17 รายละเอียดมูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 66
ตารางที่ 18 รายละเอียดอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 68
ตารางที่ 19 รายละเอียดระยะเวลาการคืนทุน (PBP) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 70

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 1 สถานภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแยกตามประเภทเชื้อเพลิง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2557 เปรียบเทียบกับเป้าหมายตามแผน AEDP2015 1

ภาพที่ 2 โหลดผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านเรือนและอาคารธุรกิจในระบบจำหน่าย เปรียบเทียบกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 4

ภาพที่ 3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 9

ภาพที่ 4 รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีไม่มี VSPP 9

ภาพที่ 5 รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีกำลังไฟฟ้าจาก VSPP น้อยกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า 10

ภาพที่ 6 รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีกำลังไฟฟ้าจาก VSPP มากกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า 10

ภาพที่ 7 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ 14

ภาพที่ 8 การหาค่ากำลังไฟฟ้าพิกัด ช่วงเวลาการเก็บพลังงาน และช่วงเวลาจ่ายพลังงาน 31

ภาพที่ 9 แผนผังวงจรแสดงการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า รหัสวงจร DBA04 สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี 41

ภาพที่ 10 แผนผังวงวงจรไฟฟ้าเพื่อจำลองการไหลของพลังไฟฟ้าตามกลุ่มโหลด ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช รหัสวงจร DBA04 43

ภาพที่ 11 ลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าเฉลี่ยจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด ช่วงวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 46

ภาพที่ 12 ลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช รหัสวงจร DBA04 ช่วงวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 48

ภาพที่ 13 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า 49

ภาพที่ 14 ไดอะแกรมการวิเคราะห์หาขนาดและตำแหน่งเชื่อมโยง ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ 53

ภาพที่ 15 โปรไฟล์การรับและจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ตามลำดับ N แต่ละช่วง 56

ภาพที่ 16 ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ..... 61
ภาพที่ 17 ค่าหน่วยสูญรายวันเสียเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ..... 63
ภาพที่ 18 หน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 65
ภาพที่ 19 มูลค่าหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 67
ภาพที่ 20 อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 69
ภาพที่ 21 ระยะเวลาการคืนทุน (PBP) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ 71

สารบัญตารางผนวก

หน้า

ตารางผนวกที่ 1 ค่าแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส กรณีติดตั้งอุปกรณ์เก็บพลังงานตามเงื่อนไข N และ B ... 84

ตารางผนวกที่ 2 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน 122

ตารางผนวกที่ 3 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน 123

ตารางผนวกที่ 4 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน 124

ตารางผนวกที่ 5 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน 125

สารบัญภาพผนวก

หน้า

ภาพผนวกที่ 1 ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า วันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 80

ภาพผนวกที่ 2 ข้อมูลปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า วันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562..... 82

ภาพผนวกที่ 3 ลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน 117

ภาพผนวกที่ 4 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน..... 118

ภาพผนวกที่ 5 ลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน 118

ภาพผนวกที่ 6 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน..... 119

ภาพผนวกที่ 7 ลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน..... 119

ภาพผนวกที่ 8 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน..... 120

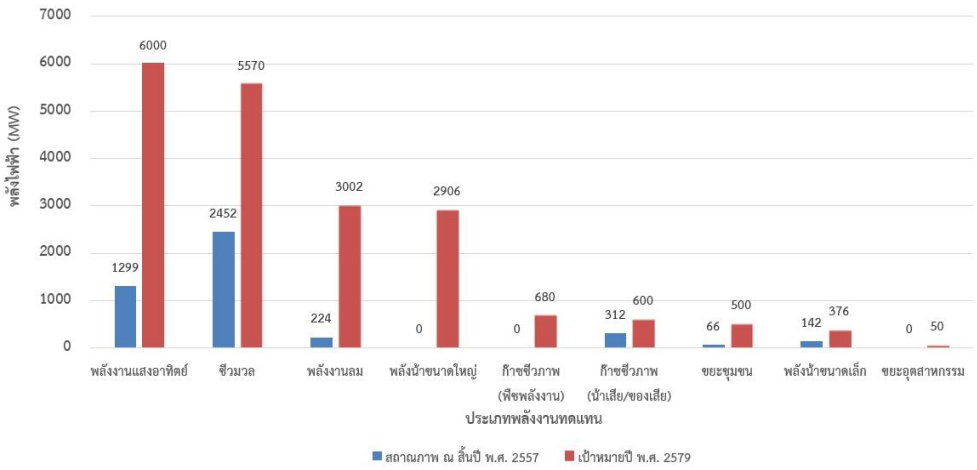
ภาพผนวกที่ 9 ลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน..... 120

ภาพผนวกที่ 10 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน..... 121

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

เนื่องจากการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2561 มีปริมาณ 193,747 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh) เพิ่มสูงขึ้นจากปี พ.ศ. 2558 ถึงร้อยละ 10.82 (ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน, 2562) ในขณะที่ราคาพลังงานจากฟอสซิลในตลาดโลกมีความผันผวนและมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งยังมีปริมาณจำกัด ดังนั้นการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ จึงมีความเสี่ยงที่ทำให้ประเทศขาดเสถียรภาพทางด้านพลังงานไฟฟ้าและส่งผลกระทบต่อสถานการณ์พลังงานในประเทศอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าวรัฐบาลจึงเล็งเห็นความจำเป็นในการใช้พลังงานทดแทนรูปแบบใหม่ๆ เพื่อทดแทนพลังงานจากฟอสซิล ซึ่งเป็นพลังงานสะอาด สามารถลดสภาวะโลกร้อนจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานจากชีวมวล พลังงานจากขยะ และพลังงานจากก๊าซชีวภาพ โดยรัฐบาลได้กำหนดแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (Alternative Energy Development Plan : AEDP2015) ซึ่งมีเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนภายในประเทศให้ได้ร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ ภายในปี พ.ศ. 2579 โดยมีสถานภาพพลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2557 เปรียบเทียบกับเป้าหมายพลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิงในปี พ.ศ. 2579 แสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 สถานภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแยกตามประเภทเชื้อเพลิง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2557 เปรียบเทียบกับเป้าหมายตามแผน AEDP2015

จากภาพที่ 1 แสดงให้เห็นว่ารัฐบาลได้เล็งเห็นความสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานพลังงานทดแทนประเภทแสงอาทิตย์เป็นอันดับหนึ่ง โดยกำหนดเป้าหมายให้ประเทศไทยต้องมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี พ.ศ. 2579 ถึง 6,000 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นสัดส่วนถึง 30.48 เปอร์เซ็นต์ของประเภทพลังงานทดแทนทั้งหมด แต่ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2557 มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่เพียง 1,299 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นสัดส่วน 21.65 เปอร์เซ็นต์ของเป้าหมายตามแผน AEDP2015 โดยรัฐบาลจำเป็นต้องมีนโยบายเพื่อสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอีก 4,701 เมกะวัตต์

จากนโยบายสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่กล่าวมาข้างต้นนั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ถูกกำหนดให้เป็นผู้รับเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) โดยผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทนี้มีปริมาณเสนอขายไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งส่วนใหญ่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางขนาด 22 กิโลโวลต์ (kV) และ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. โดยหากกำลังการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากสอดคล้องกับความต้องการของปริมาณโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า และมีตำแหน่งการเชื่อมโยงที่เหมาะสมแล้ว จะช่วยลดปริมาณหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเพิ่มเสถียรภาพให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมได้ แต่เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำเป็นต้องรับเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าความต้องการของโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าและอยู่ในตำแหน่งปลายสายระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นรูปแบบการเชื่อมโยงที่ไม่เหมาะสม ส่งผลกระทบให้หน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นเป็นอย่างมาก และเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าสูงเกินค่ามาตรฐานขณะที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องกำลังการผลิตเต็มพิกัด และแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าค่ามาตรฐานขณะที่โรงไฟฟ้าไม่ได้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะเริ่มต้นจากสถานีจ่ายไฟฟ้า (Distribution Substation) ที่รับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ซึ่งจะถูกแปลงให้มีระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์หลายๆ วงจร โดยหม้อแปลงกำลัง (Power Transformer) และส่งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่วงจรพาดผ่านตลอดทั้งวงจร โดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงกับวงจรดังกล่าวด้วย ซึ่งเมื่อเกิดการใช้โหลดจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรือมีพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไหลผ่านสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ซึ่งก็คือเกิดจากปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับความต้านทานในสาย ดังสมการที่ 1

$$P_{Loss} = I^2R \qquad \text{สมการที่ 1}$$

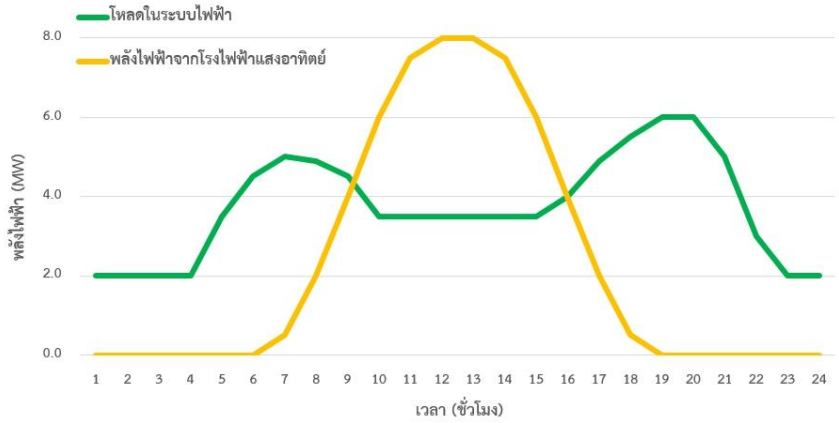
เมื่อ P_{Loss} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (W)

I คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านในวงจร (A)

R คือ ความต้านทานของสายไฟฟ้า (Ω)

จากสมการที่ 1 จะเห็นว่าความสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดขึ้นจาก 2 ปัจจัยคือปริมาณกระแสไฟฟ้า และความต้านทานของสายไฟฟ้า โดยปริมาณกระแสจะขึ้นกับปริมาณโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับความต้านทานของสายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับระยะทาง ขนาดและชนิดของสายไฟฟ้า ดังนั้นแนวทางการลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแก้ไขได้จากพารามิเตอร์ทั้ง 2 สำหรับการแก้ไขปัญหาโดยลดค่าความต้านทานของสายไฟฟ้าทำได้โดยการเพิ่มพื้นที่หน้าตัดของสายไฟฟ้า ซึ่งต้องปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งวงจร ดังนั้นแนวทางการลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับงานวิจัยนี้ จะมุ่งเน้นศึกษาวิจัยในเรื่องการควบคุมปริมาณกระแสไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการเก็บพลังงานส่วนเกินที่ไหลเข้าสู่สถานีไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า ด้วยระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System : BESS) ไปใช้ในช่วงเวลาที่โหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic Distributed Generation : PVDG) ที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางของ กฟภ. ก็จัดว่าเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากประเภทหนึ่ง ซึ่งการรับเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยส่วนใหญ่จะเกิดผลกระทบทำให้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น และเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าลดลง เนื่องจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้าไม่สอดคล้องกับโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า กล่าวคือโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายส่วนใหญ่เป็นโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอาคารบ้านเรือน และอาคารธุรกิจ ซึ่งมีการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงเช้าก่อนเวลาทำงาน และช่วงหัวค่ำหลังเวลาเลิกงาน มีการใช้ไฟฟ้าระดับปานกลางในช่วงเวลากลางวัน และมีการใช้ไฟฟ้าต่ำในช่วงเวลากลางคืน แต่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าเพียงเล็กน้อยในช่วงเช้าและผลิตไฟฟ้าเต็มพิกัดในช่วงกลางวัน อีกทั้งไม่ผลิตไฟฟ้าในช่วงหัวค่ำ ซึ่งเป็นเวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด ดังแสดงในภาพที่ 2 และเนื่องมาจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต้องการพื้นที่ก่อสร้างค่อนข้างมาก ดังนั้นการหาที่ดินที่มีราคาเหมาะสมและมีพื้นที่ติดกันเป็นบริเวณกว้างจะอยู่นอกเขตชุมชน ซึ่งส่งผลกระทบให้การเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าอยู่ในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากอยู่ห่างไกลจากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า



ภาพที่ 2 โหลดผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านเรือนและอาคารธุรกิจในระบบจำหน่าย เปรียบเทียบกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากปัญหาดังกล่าว จึงเป็นมูลเหตุจูงใจในการศึกษาหาขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่และตำแหน่งการติดตั้งระบบเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าและเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน รวมถึงวิเคราะห์หาอัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return : IRR) และระยะเวลาการคืนทุน (payback period : PBP) ที่เหมาะสม โดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี วงจรที่ 4 ซึ่งมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด เชื่อมโยง และขายไฟฟ้าให้ กฟภ. ปริมาณเสนอขาย 8.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตติดตั้ง 9.8 เมกะวัตต์ นำมาสร้างแบบจำลอง 20 บัส กำหนดเงื่อนไขให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าพิกัดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ใช้เชื่อมโยงตั้งแต่ 10 เปอร์เซ็นต์ ถึง 100 เปอร์เซ็นต์ ของปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนเกิน โดยให้มี Step Size อยู่ที่ช่วงละ 10 เปอร์เซ็นต์ และกำหนดเงื่อนไขให้เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานที่บัส 1 ถึง 20 โดยผลการวิจัยที่ได้ถูกแสดงเป็นร้อยละของหน่วยสูญเสียที่ลดลง ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ต่ำที่สุดจาก 20 บัส ระยะเวลาการคืนทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน โดยเปรียบเทียบกับการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในขนาดและตำแหน่งตามเงื่อนไขที่กำหนดในงานวิจัย ซึ่งผลการวิจัยจะถูกวิเคราะห์เพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่งบัสเชื่อมโยงของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ที่สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้เหมาะสมที่สุด สามารถเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน มีค่าระยะเวลาการคืนทุน และอัตราผลตอบแทนภายในที่เหมาะสม

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อศึกษาการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04

2) เพื่อศึกษาหาตำแหน่งการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04

3) เพื่อศึกษาหาขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับเก็บพลังงานส่วนเกิน เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04

1.3 ขอบเขตการศึกษา

1) ศึกษาการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04 ในสภาวะปกติ และในสภาวะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

2) ศึกษาแนวทางการแก้ไขปัญหาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยการเก็บพลังงานส่วนเกินโดยใช้ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04 ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

3) จำลองการแก้ไขปัญหาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ด้วยการเก็บพลังงานส่วนเกินโดยเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04 ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายด้วยซอฟแวร์ DigSILENT PowerFactory รุ่น 15.1.7

4) จำลองการทำงานการแก้ไขปัญหาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ด้วยการเก็บพลังงานส่วนเกินโดยเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดต่างๆ ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคกลาง สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี สายป้อน DBA04 ในกรณีที่

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายด้วยซอฟแวร์ DigSILENT PowerFactory รุ่น 15.1.7

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ได้แนวทางการหาขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรี สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช วงจรที่ 10 รหัสสายป้อน DBA04 ในกรณีที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2) ได้แนวทางการหาตำแหน่งเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรี สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช วงจรที่ 10 รหัสสายป้อน DBA04 ในกรณีที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3) ได้แนวทางการหาจุดคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพื่อลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรี สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช วงจรที่ 10 รหัสสายป้อน DBA04 ในกรณีที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ประเทศไทยเป็นอีกประเทศหนึ่งที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างมากโดยเฉลี่ยประมาณ 5 กิโลวัตต์/ชั่วโมง/ตารางเมตร-วัน ดังนั้นในปัจจุบันจึงมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะการนำเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า เซลล์โฟโตวอลเทอิก (Photovoltaic cell : PV) มาเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า เพื่อใช้ในระดับครัวเรือน ระดับอุตสาหกรรม และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยเซลล์โฟโตวอลเทอิก มีส่วนประกอบสำคัญสองส่วนคือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ไปเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง และเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยมีชุดควบคุมเพื่อควบคุมให้ได้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุด สามารถควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า และค่าตัวประกอบกำลังได้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) หรือ เซลล์โฟโตวอลเทอิก (Photovoltaic cell : PV) เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเลคทรอนิกส์ สร้างขึ้นเพื่อเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการนำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอน ซึ่งมีราคาถูกและมีมาก ผ่านกระบวนการผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ เมื่อแสงตกกระทบแผ่นเซลล์ รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงาน ที่เรียกว่า โปรตอน (Proton) ถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ในสารกึ่งตัวนำ จนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม (Atom) และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ เมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะเกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานในปัจจุบันมีประสิทธิภาพมากกว่า 15 เปอร์เซ็นต์ โดยการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันนิยมใช้กันอยู่ 2 ประเภท ได้แก่

1) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน โดยจะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้น คือ แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) ซึ่งเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไวแสงมากที่สุดสามารถรับแสงที่อ่อนๆ ได้รวมทั้งแสงจากหลอดไฟฟ้าต่างๆ แต่ประสิทธิภาพต่ำ จึงนิยมนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น เครื่องคิดเลขหรือนาฬิกา ส่วนอีกลักษณะหนึ่งคือแบบเป็นรูปผลึก (Crystalline) ซึ่งเซลแสงอาทิตย์ลักษณะนี้ จะแบ่งย่อยได้อีก 2 ประเภท ได้แก่ แบบผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแรกๆ ที่ได้รับการผลิต และจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ มีลักษณะเป็นแผ่นซิลิคอนหนาประมาณ 300 ไมครอน หรือที่เรียกว่าเวเฟอร์ และแบบผลึกรวม (Poly

Crystalline) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับการพัฒนาขึ้น เพื่อ ลดต้นทุนของเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว โดยยังคงคุณสมบัติและประสิทธิภาพการใช้งาน ใกล้เคียงกับแบบผลึกเดี่ยวมากที่สุด

2) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25% ขึ้นไป มีราคาสูงมาก จึงไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก เหมาะนำไปใช้งานสำหรับดาวเทียมและระบบรวมแสงเป็นส่วนใหญ่ อย่างไรก็ตาม การพัฒนากระบวนการผลิตสมัยใหม่จะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้มีราคาถูกลง และสามารถนำมาใช้มากขึ้นในอนาคต

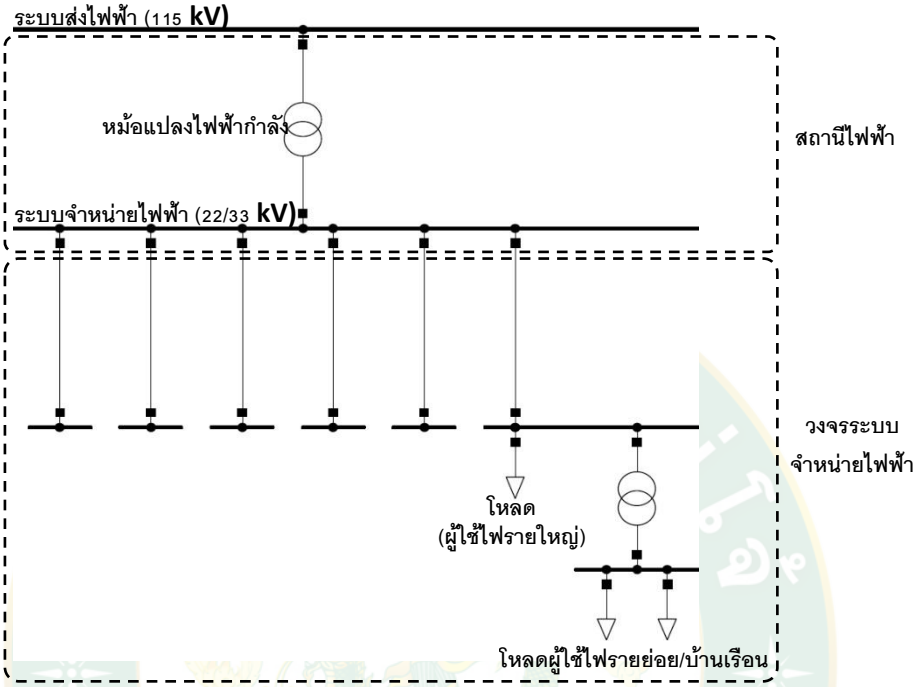
- เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับแรงต่ำ ซึ่งโดยทั่วไปเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจร Switching แปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับโดยมีสัญญาณความถี่ไฟฟ้า 50 Hz ในระบบที่มีขนาดเล็กๆ ผู้ผลิตอาจจะรวมวงจรเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าเข้าเป็นชุดเดียวกับวงจรควบคุมการประจุไฟฟ้าแบตเตอรี่ (Charger and Inverter) สำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าของเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าต้องมีค่ากำลังไฟฟ้าที่สูงกว่ากำลังวัตต์ที่ใช้งาน 5-15 % ทั้งนี้เนื่องจากเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะมีประสิทธิภาพประมาณ 85-95 % เช่น กำลังวัตต์ที่ต้องการใช้งาน 800 วัตต์ ต้องใช้เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าขนาด 1 กิโลวัตต์ ดังนั้นควรตรวจสอบรายละเอียดก่อนการออกแบบใช้งาน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่นั้น จะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันเป็นชุดๆ เพื่อเพิ่มระดับแรงดันให้สูงขึ้น โดยเรียกชุดการต่ออนุกรมแผงเซลล์แสงอาทิตย์ว่า String และนำแต่ละ String มาต่อขนานกันเพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้า โดยเรียกกลุ่มการต่อขนานของ String ว่า Array ซึ่งเชื่อมต่อกันที่กล่องรวมวงจรกระแสตรง (DC Main Distribution Board) หลังจากนั้นจะนำชุด Array ต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) เพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับแรงต่ำ และเชื่อมโยงผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับแรงดัน 22/33 กิโลโวลต์ และเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.2 ระบบไฟฟ้า

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเริ่มต้นจากสถานีไฟฟ้า (Substation) ซึ่งรับไฟฟ้าจากระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคข้างเคียง ในระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ หลังจากนั้นจะถูกแปลงระดับแรงดันลงเหลือ 22 - 33 กิโลโวลต์ หลายๆ วงจรผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงกลางขนาด 22 - 33 กิโลโวลต์ จะส่งกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ต่างๆ รวมระยะทางกว่า 50 กิโลเมตร โดยแต่ละวงจรสามารถรองรับโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าได้ถึง 16 เมกะวัตต์ ซึ่งมีทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าใหญ่ที่รับไฟจากระดับแรงดัน

นี้ และผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยที่รับไฟฟ้าในระดับแรงดัน 400/230 โวลต์ เช่น บ้านพักอาศัย อาคารพาณิชย์ และกิจการขนาดเล็ก ดังแสดงตามภาพที่ 3 และมีรูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้าตามภาพที่ 4

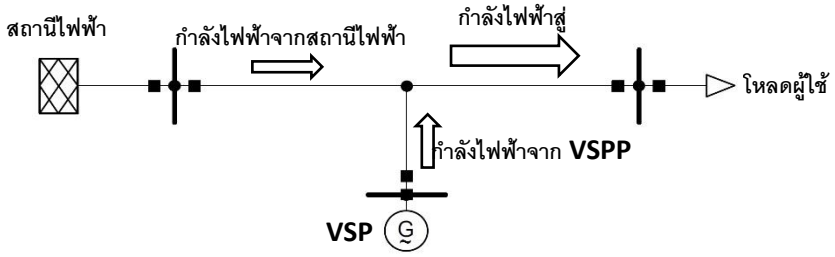


ภาพที่ 3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ภาพที่ 4 รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีไม่มี VSPP

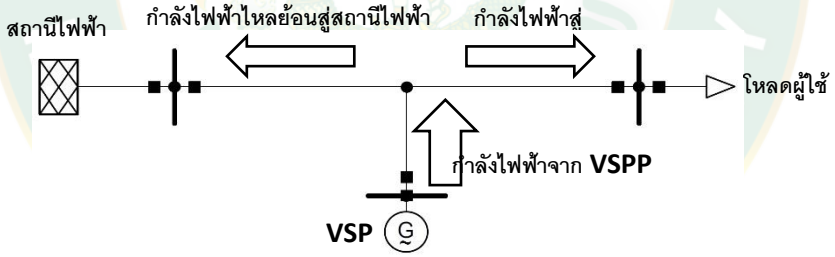
ในปัจจุบันระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ถูกกำหนดให้เป็นส่วนหนึ่งของการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) โดยถูกกำหนดให้เป็นผู้รับเชื่อมโยงและส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กระจายเข้าสู่เครือขายระบบไฟฟ้า ซึ่งต้องรับเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้าหลากหลายประเภท เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานลม, พลังงานชีวมวล, ก๊าซชีวภาพ, พลังงานจากขยะ โดยในแต่ละพลังงานจะมีรูปแบบของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้แตกต่างกัน เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีกำลังไฟฟ้าสูงสุดในช่วงกลางวัน และไม่ผลิตไฟฟ้าในช่วงกลางคืน ซึ่งแตกต่างจากการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าคงที่ได้ตลอดทั้งวัน แต่จะมีการหยุดบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ารายปี

สำหรับการเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในกรณีที่กำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ามีปริมาณน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่โหลดต้องการ ก็สามารถลดภาระการจ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าได้ ส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลง ดังแสดงตามภาพที่ 5



ภาพที่ 5 รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีกำลังไฟฟ้าจาก VSPP น้อยกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

สำหรับการเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในกรณีที่กำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ามีปริมาณมากกว่ากำลังไฟฟ้าที่โหลดต้องการนั้น กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะถูกส่งกลับเข้าสู่สถานีไฟฟ้า ส่งผลให้สถานีไฟฟ้าต้องรับภาระในการนำกำลังไฟฟ้าส่วนนี้ไปดำเนินการบริหารจัดการต่อ ส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ดังแสดงตามภาพที่ 6



ภาพที่ 6 รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีกำลังไฟฟ้าจาก VSPP มากกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

การรับเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในบางกรณี สามารถส่งผลให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีรูปแบบเสมือนไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมโยงอยู่, มีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมโยงในปริมาณน้อยกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า และมีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมโยงในปริมาณมากกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าในคราวเดียวกัน เช่นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตติดตั้งมากกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสูงสุด จะไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าในเวลากลางคืน, มีการจ่ายไฟฟ้าไม่เต็มพิกัดในเวลาเช้าและเย็น และมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดช่วงกลางวัน ดังนั้นการบริหารจัดการกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทนี้จะทำได้ยาก และส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าทั้งในด้านของหน่วยสูญเสียที่เพิ่มขึ้น และเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ลดลง

2.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code)

การเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) กับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องปฏิบัติตามระเบียบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้ ซึ่งประกอบด้วย ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า, ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดสำคัญที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนี้ (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559)

1) ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า ระบบจำหน่าย 22/33 กิโลโวลต์

- ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 8 เมกะวัตต์/วงจร
- ระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 10 เมกะวัตต์/วงจร

โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่รับซื้อในระบบจำหน่าย 22 / 33 กิโลโวลต์รวมทุกวงจร จะต้องไม่เกิน 75 เปอร์เซ็นต์ (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์) ของพิกัดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแต่ละลูกของสถานีไฟฟ้า

2) ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ให้มีรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า ตามรูปแบบการเชื่อมต่อในระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 เป็นอย่างน้อย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไข เปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดอื่นๆ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

3) หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงกำหนดหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ดังนี้

- การจ่ายกระแสไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

- การคุมค่าแรงดัน (Voltage Regulation)

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยหากผู้ขอใช้บริการทำให้แรงดันอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐาน ผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้ปรับปรุงหรือควบคุมการเดินเครื่องเพื่อให้แรงดันเป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- กระแสลัดวงจร

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short Circuit Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ป้องกัน และไม่ทำให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกัน

4) การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมการจ่ายไฟจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ดังนี้

- การควบคุมระดับแรงดัน และตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เฉพาะสำหรับแรงดัน 22 และ 33 กิโลโวลต์) ตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8

ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลัง เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor : PF.) จะต้องสามารถปรับค่าและควบคุมได้ตามตารางที่ 2 ดังนี้

ตารางที่ 2 ค่าความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังของคอนเวอร์เตอร์

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ความสามารถในการปรับ PF	วิธีการควบคุม
ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกกว่า500 กิโลวัตต์)	0.90 ตามหลัง to 0.90 นำหน้า หรือดีกว่า	จะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) A fixed displacement factor cos θ และ 2) A variable reactive power depending on the voltage Q(U)

- การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ 50±0.5 รอบต่อวินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ซิงโครไนซ์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 47.00 – 52.00 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้ปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อด้วยระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องปฏิบัติตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด

- การควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

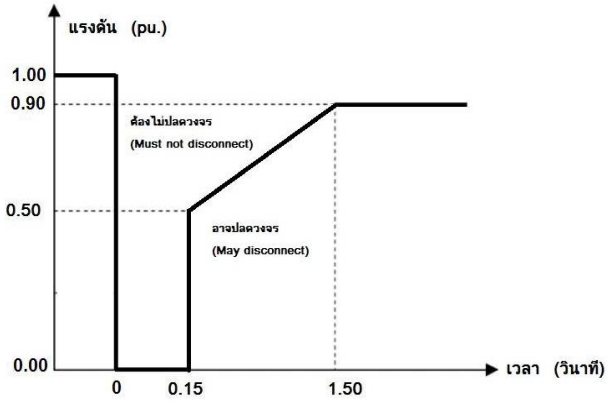
ผู้ขอใช้บริการที่มีระบบคอนเวอร์เตอร์ จะต้องออกแบบป้องกันการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่เกินร้อยละ 0.5 ของกระแสพิกัดของคอนเวอร์เตอร์

- ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟผ่านคอนเวอร์เตอร์ที่สำคัญ มีดังนี้

1) ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control) เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 0 เปอร์เซนต์ ได้ โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที

2) ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through) ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดัน

ณ จุดต่อเชื่อมต่อสำหรับระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า500 กิโลวัตต์) ตามภาพที่ 7



ภาพที่ 7 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ

ที่มา: ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 (2559 : ระบบออนไลน์)

3) ผู้การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection) ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากขนาดของแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีค่าออกนอกช่วงที่ระบุในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
V < 50%	0.3
50% < V< 90%	2.0
90% < V < 110%	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
110% < V < 120%	1.0
V > 120%	0.16

4) การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าให้ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายใน 1 วินาที

5) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to utility recovery) ภายหลังจากที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน/ความถี่ไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นเวลา 20 วินาที ถึง 5 นาที

2.4 ระบบเก็บพลังงาน

เทคโนโลยีการสำรองไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายไฟฟ้า หรือ Grid Energy Storage เป็นเทคโนโลยีที่กำลังได้รับความสนใจอย่างมากจากรัฐบาลและหน่วยงานกำกับดูแล (Regulator) โครงข่ายไฟฟ้าทั่วโลก เนื่องจากเทคโนโลยี Grid Energy Storage สามารถช่วยเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่วนเกินเพื่อนำมาใช้เวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (peak) สามารถช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อระดับความต้องการและการผลิตที่มีความผันแปรได้อย่างทันท่วงที Grid Energy Storage จึงช่วยแก้ปัญหาความผันแปรของอุปสงค์และอุปทานในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งช่วยเพิ่มความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า อันเป็นประเด็นที่มีความสำคัญมากขึ้นเรื่อยๆ ด้วยเหตุนี้ ความต้องการเทคโนโลยี Grid Energy Storage จึงมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นตามสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและยานยนต์ไฟฟ้า (Electronic Vehicles) ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าทั่วโลกและน่าจะเป็นโอกาสดีของประเทศไทยที่จะส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิต Grid Energy Storage ซึ่งคาดว่าจะมีความต้องการที่ขยายตัวอย่างรวดเร็วในตลาดโลก นอกจากจะช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับประเทศแล้ว Grid Energy Storage ยังจะเพิ่มเสถียรภาพให้กับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ และสามารถเป็นฐานเพื่อต่อยอดไปยังการผลิตระบบสำรองไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์สำหรับผู้บริโภค (Consumer Electronics) ซึ่งจะมีความต้องการสูงขึ้นในอนาคตเช่นเดียวกัน ซึ่งในระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมนั้น ไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นไม่สามารถถูกกักเก็บไว้ใช้ในเวลาต่อมาได้ ผู้ดูแลระบบ (System operator) จะต้องรักษาระดับการผลิตไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่งและช่วงเวลา ให้เท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในตำแหน่งและช่วงเวลาเดียวกันอยู่เสมอ เพื่อเสถียรภาพและความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า ดังนั้น การนำเทคโนโลยีระบบเก็บพลังงานไฟฟ้า (Energy Storage) เข้ามาใช้จะมีบทบาทพลิกโฉมการทำงานของกิจการไฟฟ้าไปอย่างสิ้นเชิง เพราะทำให้ระดับการผลิตไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องเท่ากับความต้องการไฟฟ้าในทุกขณะและทุกตำแหน่งอีกต่อไป ทำให้ผู้ดูแลระบบสามารถเพิ่มความยืดหยุ่นและลดต้นทุนของระบบไฟฟ้าได้ เช่น การเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงต้นทุนถูกไว้ใช้ในช่วงที่ต้นทุนแพง หรือเก็บพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจากพลังงานทดแทนที่ผลิตได้ในช่วงเวลาที่ความต้องการต่ำไว้ใช้ในเวลาที่ความต้องการสูง โดยสามารถสรุปการใช้งานของ

ระบบเก็บพลังงานในอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้ตามตารางที่ 4 (มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ, 2561)

ตารางที่ 4 สรุปการใช้งานของระบบเก็บพลังงานในอุตสาหกรรมไฟฟ้า

ตำแหน่งการใช้งาน	ลักษณะการใช้ (Application)
ส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation)	ใช้ควบคู่กับโรงไฟฟ้า หรือทดแทนโรงไฟฟ้า 1. กักเก็บไฟฟ้าส่วนเกินไว้สำหรับสร้างกำไรจากการซื้อ/ขายไฟฟ้า (Electric energy time-shift) 2. ชดเชยการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม (Electric supply capacity)
ส่วนการควบคุมระบบและโครงข่ายไฟฟ้า (System operator)	ใช้เสริมสร้างความมั่นคงและเสถียรภาพให้กับโครงข่ายไฟฟ้า 3. บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Service) 4. บริการสำรองไฟฟ้า (Electric supply reserve capacity) 5. ช่วยรักษาสมดุลค่าความต่างศักย์ไฟฟ้า (Voltage support)
การใช้ควบคู่กับพลังงานทดแทน (Renewable energy)	ใช้เพิ่มเสถียรภาพให้กับพลังงานทดแทน โดยเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไว้ใช้เมื่อมีความต้องการเท่านั้น 6. กักเก็บไฟฟ้าส่วนเกินจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนเพื่อใช้ในช่วงเวลาอื่น (Renewable energy time-shift) 7. การลดความผันผวนของพลังงานทดแทน (Renewable capacity firming)
ระบบสายส่งและสายจำหน่าย (Transmission & Distribution)	ใช้ชะลอการลงทุนในสายส่งและสายจำหน่าย เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าและพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้นในระบบ 8. การลดข้อจำกัดในสายส่งไฟฟ้า (Transmission congestion relief) 9. การชะลอหรืองดการลงทุนเพื่อขยายระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า (T&D upgrade deferral)

ตารางที่ 4 (ต่อ)

ตำแหน่งการใช้งาน	ลักษณะการใช้ (Application)
ผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumers)	ใช้สร้างความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้า และใช้ควบคู่กับระบบการจัดการพลังงานภายในอาคาร 10. การบริหารค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time-of-use management) 11. การบริหารค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand charge management) 12. การสำรองไฟฟ้า และการรักษาคุณภาพไฟฟ้า (Electric service reliability and power quality)

2.4.1 รายละเอียดการใช้งานระบบเก็บพลังงานในอุตสาหกรรมไฟฟ้า

จากตารางที่ 4 สามารถอธิบายรายละเอียดของการใช้งานระบบเก็บพลังงานในอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้ดังนี้ (มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ, 2561)

1) กักเก็บไฟฟ้าส่วนเกินไว้สำหรับสร้างกำไรจากการซื้อ/ขายไฟฟ้า (Electric energy time-shift)

โดย Energy Storage สามารถสร้างกำไรเพิ่มเติมหรือลดต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าโดยรวมได้ โดยการซื้อไฟฟ้าในช่วงที่ไฟฟ้าราคาถูกมากักเก็บไว้ใน Energy Storage และนำออกมาขายต่อได้ในช่วงที่ไฟฟ้าราคาสูง (Electric energy time-shift) ซึ่งความสามารถในการกักเก็บพลังงานนี้ จะทำให้การซื้อขายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมอย่างสิ้นเชิง เพราะการผลิตไฟฟ้า ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง ไม่จำเป็นจะต้องเท่ากับความต้องการไฟฟ้า ณ เวลานั้นๆ อีกต่อไป

การใช้เทคโนโลยี Energy Storage ในลักษณะนี้ จะสร้างประโยชน์ได้ดีโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อนำมาใช้คู่กับพลังงานทดแทน เช่น ลม หรือแสงอาทิตย์ ซึ่งในบางครั้งผลิตไฟฟ้าได้มากในช่วงเวลาที่ความต้องการไฟฟ้าต่ำ ทำให้มูลค่าของไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่มากนัก การเก็บไฟฟ้าส่วนเกินนี้ไว้ใช้หรือขายในช่วงเวลาที่ความต้องการไฟฟ้าสูง จะช่วยเพิ่มมูลค่าของไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนดังกล่าวได้

2) ชดเชยการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม (Electric supply capacity)

จากแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak demand) ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้การไฟฟ้าหรือผู้ผลิตไฟฟ้าต้องลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม ซึ่งการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ มีลักษณะคล้ายกับการลงทุนขายสร้างระบบสายส่งและสายจำหน่าย คือเป็นการลงทุนขนาดใหญ่ (lumpy investment) ที่ต้องมาเสริมให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังการผลิตเพียงพอสำหรับความต้องการบริโภค

ไฟฟ้าสูงสุดซึ่งเกิดขึ้นเพียงแค่ไม่กี่ชั่วโมงใน 1 ปี ดังนั้น การลงทุนในโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (peaking capacity) ส่วนมากจึงใช้ระบบกังหันก๊าซแบบ simple cycle ที่มีต้นทุนการสร้างต่ำกว่ากังหันแบบ combined cycle แต่มีต้นทุนการดำเนินการสูงกว่า (operating cost) เพราะระบบไม่มีประสิทธิภาพเทียบเท่า

การสร้างโรงไฟฟ้าในลักษณะดังกล่าวจึงไม่มีความคุ้มค่า เพราะระบบการผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องมีกำลังการผลิตเกินความต้องการไฟฟ้าปกติอยู่เกือบจะตลอดเวลา (idle capacity) เทคโนโลยี Energy Storage สามารถชะลอหรือลดความจำเป็นในการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมได้ โดยการกักเก็บพลังงานในยามปกติสำรองไว้ใช้สำหรับนำจ่ายในช่วงความต้องการบริโภคไฟฟ้าสูงสุด หรือพูดในอีกแง่ก็คือ Energy Storage สามารถทำหน้าที่แทน “โรงไฟฟ้า peaking plant” ในยามที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งข้อได้เปรียบของ Energy Storage ก็คือการสามารถเลือกขนาดของการลงทุนเท่าที่จำเป็นได้ (scalable) จึงทำให้หลีกเลี่ยงการลงทุนในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สิ้นเปลืองและนำไปสู่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมที่ลดลง

3) บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Service)

บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services) สามารถแบ่งออกได้เป็นสองส่วนซึ่งมีความคล้ายคลึงกันคือ Load Following Service และ Regulation Service โดยทั้งสองส่วนนี้ต่างใช้ควบคุมความผันผวนในปริมาณการใช้ไฟฟ้า (load) และปริมาณการผลิตไฟฟ้า (supply) ที่อาจไม่สอดคล้องกัน ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวขึ้น ระบบจะสูญเสียเสถียรภาพในการทำงาน โครงข่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องรักษาสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและการใช้ไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบ โดย Load Following จะสร้างสมดุลในช่วงเวลาประมาณห้านาทีไปจนถึงสามสิบนาทีในขณะที่ Regulation Service จะสร้างสมดุลในระยะที่ถี่กว่า (ระดับนาที) ซึ่งงานควบคุมไฟฟ้านี้จะมีความสำคัญเพิ่มขึ้นอย่างมากในกรณีที่ระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนของพลังงานทดแทนสูงขึ้น โดยเฉพาะพลังงานจากลมและแสงอาทิตย์ซึ่งมีความผันผวนสูงกว่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงอื่น ประโยชน์ของการมีเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานต่อ regulation service และ load following service ได้แก่ ผลต่อ Load Following โดยทั่วไป Load Following Service จะใช้การผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเป็นหลัก ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตามหลังการเพิ่มความต้องการบริโภคไฟฟ้าโดยรวม และการผลิตจะลดลงตามหลังการลดลงของความต้องการบริโภคไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปการเปลี่ยนแปลงของ load จะเพิ่มมากขึ้นในช่วงเวลาเช้า และลดลงในช่วงเวลาเย็น เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนส่วนใหญ่ ถูกออกแบบมาให้มีประสิทธิภาพสูงสุดที่ระดับการผลิตค่าใดค่าหนึ่ง ดังนั้น การเดินโรงไฟฟ้าให้เพิ่มหรือลดการผลิตไฟฟ้าตามระดับการเปลี่ยนแปลงของ load เป็นการบังคับให้โรงไฟฟ้าไม่สามารถผลิตได้เต็มกำลัง (Generation at partial load) ส่งผลให้ประสิทธิภาพการผลิตต่ำลง ใช้เชื้อเพลิงสิ้นเปลืองขึ้นและปล่อยมลภาวะเพิ่ม

สูงขึ้น ดังนั้นเทคโนโลยี Energy Storage สามารถให้บริการ Load Following แทนการใช้โรงไฟฟ้าหลักได้ ด้วยข้อได้เปรียบหลายประการ ได้แก่ ประการแรก เทคโนโลยี Energy Storage สามารถเก็บหรือปล่อยพลังงานไฟฟ้าได้ที่หลายระดับ โดยไม่ส่งผลต่อประสิทธิภาพมากเท่ากับกรณีของการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนประการที่สอง Energy Storage หลายเทคโนโลยีสามารถที่จะตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของระดับการผลิตด้วยการกักเก็บและปลดปล่อยไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว จึงเหมาะสมที่จะนำมาใช้เมื่อมีความจำเป็นต้องเพิ่มหรือลดพลังงานไฟฟ้าในระยะเวลาอันสั้น สำหรับผลต่อ Regulation Service มีจุดประสงค์หลักในการลดความผันผวนของปริมาณการใช้ไฟฟ้า (load) และการผลิตไฟฟ้า (supply) ที่เกิดขึ้นในช่วงสั้นๆ เช่น ความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ หรือการเปลี่ยนแปลงของการใช้ไฟฟ้าอย่างกะทันหัน โดยในปัจจุบัน Regulation service จะพึ่งพาโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากความร้อนเป็นหลัก ซึ่งไม่ได้ถูกออกแบบมาให้เหมาะกับการเพิ่มหรือลดการผลิตในเวลาอันสั้นด้วยสาเหตุเช่นเดียวกันกับที่ได้กล่าวไปในกรณีของ Load following ดังนั้น การนำเทคโนโลยี Energy Storage เข้ามาใช้แทนที่โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน จะช่วยลดความสิ้นเปลืองและเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตโดยรวมของระบบได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมากขึ้น การติดตั้ง Energy Storage ควบคู่กับแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน จะช่วยให้ไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่ผลิตได้มีความคงที่มากขึ้น (Renewable energy firming) และช่วยป้องกันระบบจากความผันผวนระยะสั้น

4) บริการสำรองไฟฟ้า (Electric supply reserve capacity)

โดยปกติผู้ดูแลระบบ (System operator) จะต้องมีการสำรองการผลิตไฟฟ้าบางส่วนเอาไว้ใช้เพื่อรองรับเหตุการณ์ที่ไม่คาดฝัน เช่น ในกรณีที่กำลังการผลิตบางส่วนเกิดความเสียหายจนไม่สามารถผลิตได้ โดยปริมาณการสำรองจะต้องมีขนาดขั้นต่ำเท่ากับกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในระบบ หรือทั่วไปจะประมาณร้อยละ 15–20 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยประเภทของการสำรองไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็นสองประเภทคือ Spinning reserve คือการสำรองไฟฟ้าโดยที่ระบบสำรองไฟฟ้ามีการทำงานอยู่ตลอดเวลาแต่จะไม่มีการผลิตไฟฟ้าออกมา เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อคำสั่งการผลิตไฟฟ้าได้ภายใน 10 นาที และประเภทที่สองคือ Non-spinning reserve คือระบบที่มีการสร้างระบบไว้สำรองไฟฟ้าแต่ไม่มีการเดินเครื่องใดๆ ทั้งสิ้น แต่สามารถเดินเครื่องเพื่อตอบสนองต่อคำสั่งการผลิตไฟฟ้าได้ภายใน 10 นาที เช่นเดียวกันกับกรณี Load following service และ Regulation service โรงไฟฟ้าที่ใช้เพื่อสำรองไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ต้องมีการเดินเครื่องแบบไม่เต็มกำลังตลอดเวลา (ในกรณีSpinning reserve) และต้องสามารถเร่งเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าเพิ่มอย่างรวดเร็วได้เมื่อมีความต้องการ ซึ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็น นอกจากนี้ การสำรองไฟฟ้าแบบ spinning reserve ก็มีการใช้ระบบ pumped hydro เช่นกัน ซึ่งก็ติดปัญหาการหาสถานที่เหมาะสมในการสร้างเขื่อน และแรงต้านที่เพิ่มขึ้นอัน

เนื่องมาจากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้วยคุณสมบัติและข้อได้เปรียบของเทคโนโลยี Energy Storage ดังที่กล่าวไปในกรณี Load following service และ Regulation service ทำให้ Energy Storage เหมาะแก่การนำมาใช้สำหรับกักเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ยามสำรองแทนที่โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนได้เช่นเดียวกัน

5) ช่วยรักษาสมดุลค่าความต่างศักย์ไฟฟ้า (Voltage support)

อีกหนึ่งปัญหาที่ทางผู้จัดการระบบไฟฟ้าต้องจัดการและดำเนินการอย่างสม่ำเสมอคือ การปรับสมดุลค่าแรงดันไฟฟ้าเพื่อป้องกันปัญหาไฟฟ้าตกหรือแรงดันไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ ซึ่งปัญหาดังกล่าวมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีความผันผวนโดยเฉพาะจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ วิธีปัจจุบันที่ผู้จัดการระบบใช้รักษาสมดุลค่าแรงดันไฟฟ้า คือการจัดสรรทรัพยากรการผลิตบางส่วนของโรงไฟฟ้า เพื่อสร้าง Reactive power (VAR) สำหรับในการปรับแรงดันไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า โดยเทคโนโลยี Energy Storage สามารถนำมาใช้แทนกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับแรงดันได้ ข้อได้เปรียบของเทคโนโลยี Energy Storage คือสามารถติดตั้งกระจายในส่วนต่างๆ ของระบบสายส่ง/สายจำหน่ายในลักษณะ Distributed storage เพื่อแก้ปัญหาของการรักษาสมดุล ณ จุดนั้นๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากกว่าการพึ่งพา Reactive power จากโรงไฟฟ้าที่ถูกส่งมาจากระยะไกลๆ นอกจากนี้เทคโนโลยี Energy Storage ยังสามารถนำมาติดตั้งควบคู่กับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เพื่อควบคุมผลผลิตไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่ระบบให้มีความสม่ำเสมอมากขึ้น (Renewable energy firming) ทำให้สามารถลดผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าได้

6) กักเก็บไฟฟ้าส่วนเกินจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนเพื่อใช้ในช่วงเวลาอื่น (Renewable energy time-shift)

การติดตั้ง Energy Storage สามารถช่วยเพิ่มมูลค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง (PV self-consumption) โดยการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Self-consumption นั้น ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกนำไปใช้สนองความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในอาคารก่อน (Selfconsumption) ไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่วนที่เหลือ (excess electricity) จะถูกส่งกลับเข้าโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งในบางกรณีอาจไม่ได้รับการชดเชยใดๆ เลย ดังนั้น มูลค่าหรือประโยชน์หลักของการติดเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Selfconsumption จะมาจากการลดค่าไฟฟ้าเป็นหลัก หากต้นทุนของระบบ Energy Storage ต่ำเพียงพอหรือราคาขายปลีกไฟฟ้าสูงพอ การติดตั้ง Energy Storage สามารถถูกนำมาใช้เพื่อกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ส่วนเกิน (excess electricity) เพื่อเก็บไว้ใช้ยามที่เซลล์แสงอาทิตย์หยุดทำงาน หรือเก็บไว้ใช้ยามที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้ ณ ขณะนั้น ซึ่งจะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนในระบบเซลล์แสงอาทิตย์มากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

จากเซลล์แสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียว การติดตั้ง Energy Storage ควบคู่กับพลังงานลม สามารถช่วยเพิ่มมูลค่าของโครงการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมได้ในลักษณะเดียวกัน โดยเฉพาะโครงการที่มีการทำสัญญาขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า เพราะโดยทั่วไปแล้ว สัญญาการขายไฟฟ้าจะมีการกำหนดปริมาณไฟฟ้าสูงสุดที่ขายได้ในแต่ละช่วงเวลา จากธรรมชาติของลมที่พัดไม่สม่ำเสมอ ทำให้มีการผลิตไฟฟ้าได้เกินปริมาณขายสูงสุดในบางช่วงและผลิตได้ไม่ถึงปริมาณขายสูงสุดในบางช่วงเวลา การติดตั้ง Energy Storage จะช่วยเก็บไฟฟ้าจากช่วงเวลาที่ผลิตได้เกินกว่าปริมาณที่ขายได้ เพื่อนำไปไว้ขายคืนระบบในช่วงเวลาที่ผลิตได้ต่ำ ทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้าโดยรวมสูงขึ้น

7) การลดความผันผวนของพลังงานทดแทน (Renewable capacity firming)

ดังที่กล่าวไปในตอนต้น ว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนบางประเภท โดยเฉพาะลมและแสงอาทิตย์ จะมีความผันผวนและควบคุมไม่ได้ (intermittent) เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ เช่น ไฟฟ้าที่ผลิตจากแผง solar PV อาจลดลงอย่างรวดเร็วเมื่อมีเมฆเคลื่อนผ่าน หรือไฟฟ้าจากกังหันลมอาจพุ่งสูงขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อมีลมกระโชก ความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนนี้เอง อาจส่งผลกระทบต่อการทำงานและความมั่นคงของระไฟฟ้า ทำให้ผู้ดูแลระบบ (system operator) มีความจำเป็นต้องเพิ่มกำลังการผลิตสำหรับดูแลระบบความมั่นคง (ancillary service) ซึ่งโดยทั่วไปหมายถึงการสร้างโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองและปรับเปลี่ยนระดับการผลิตได้ในระยะเวลาอันสั้น เพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นและลดลงของพลังงานทดแทนอย่างกะทันหัน ดังนั้น เทคโนโลยี Energy Storage สามารถนำมาใช้ควบคู่กับพลังงานทดแทนเพื่อช่วยรักษาเสถียรภาพของไฟฟ้าที่ผลิตได้มิให้เปลี่ยนแปลงมากเกินไปในระยะเวลาอันรวดเร็ว การทำงานร่วมกันดังกล่าวจะช่วยลดความต้องการ ancillary service และลดต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อดูแลความมั่นคงของระบบได้ ทั้งนี้จากมุมมองของผู้ใช้งาน (prosumer) อาจไม่มีแรงจูงใจในการรักษาเสถียรภาพการผลิตพลังงานทดแทนนอกเสียจากจะมีโครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าที่ให้ราคาพิเศษแก่พลังงานที่เสถียร (firmed renewables)

8) การลดข้อจำกัดในสายส่งไฟฟ้า (Transmission congestion relief)

ประโยชน์อีกประการของ Energy Storage คือสามารถใช้ในการแก้ปัญหาข้อจำกัด/ความแออัด (Transmission congestion relief) ที่เกิดขึ้นกับสายส่งในกรณีที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามาก หรือช่วงเวลาที่มีการผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสายส่งในปริมาณที่สูง (โดยเฉพาะไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลม) ซึ่งการเพิ่มขึ้นของเหตุการณ์ปัญหาดังกล่าวจะทำให้การไฟฟ้าต้องลงทุนขยายขนาดของสายส่ง หรือต้องกำหนดราคาค่าไฟฟ้าในบางพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากให้สูงขึ้น หรือที่เรียกว่า Locational marginal pricing (LMP) เพื่อที่จะลดปัญหาดังกล่าว โดยการติดตั้งเทคโนโลยี Energy Storage ในตำแหน่งที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามากหรือตำแหน่งที่มีการป้อนไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำนวนมาก จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้สายส่ง/สายจำหน่ายได้ เพราะ

Energy Storage จะทำการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าบางส่วนในช่วงเวลาที่ไม่มีความแออัดของสายส่ง และดึงพลังงานออกมาใช้ในช่วงเวลาหรือบริเวณที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูง ทำหน้าที่เป็นดั่งกันชนที่ช่วยลดการเกิดเหตุการณ์แออัดของระบบสายส่งได้

9) การชะลอหรืองดการลงทุนเพื่อขยายระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า (T&D upgrade deferral)

โดยทั่วไปแล้ว ขนาดของสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกออกแบบมาให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถเกิดขึ้นได้ (Peak demand) ซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนี้มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตและฝ่ายจำหน่ายมีความจำเป็นต้องลงทุนขยายระบบสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า (Transmission and distribution system) เพื่อรองรับความต้องการสูงสุดนี้ แต่ในความเป็นจริงแล้ว ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) มิได้เกิดขึ้นตลอดเวลา หากแต่เกิดขึ้นเพียงช่วงเวลาสั้นๆ ในแต่ละปีเท่านั้น ในขณะที่การลงทุนเพื่อขยายระบบสายส่งและระบบจำหน่ายเพื่อรองรับความต้องการสูงสุดนี้ เป็นการลงทุนขนาดใหญ่ (Lumpy investment) ดังนั้น แม้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจะเพิ่มขึ้นไม่มากนัก การไฟฟ้ากลับจำเป็นต้องลงทุนจำนวนมากเพื่อขยายระบบส่งและจำหน่าย ซึ่งถูกใช้งานอย่างเต็มที่ในช่วงระยะเวลาสั้นๆ เท่านั้น จึงถือเป็นการลงทุนที่มีประสิทธิภาพต่ำ ในกรณีนี้ การติดตั้ง Grid Energy Storage แม้เพียงเล็กน้อย (Incremental) ในบริเวณระบบส่งหรือสายจำหน่ายที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (peak load) ใกล้เคียงกับกำลังการส่งไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบสามารถทำได้ (Design ratings) จะสามารถช่วยชะลอหรือลดความจำเป็นในการขยายระบบส่งหรือจำหน่ายไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ การใช้ Grid Energy Storage ยังช่วยลดภาระการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบส่ง/จำหน่ายที่มีอายุมากแล้ว ทำให้สามารถยืดอายุของอุปกรณ์ในระบบส่ง/ระบบจำหน่ายที่มีอยู่แล้วออกไปได้อีกด้วย ซึ่งความได้เปรียบของเทคโนโลยี Energy Storage ก็คือการไฟฟ้าสามารถเลือกลงทุนในระบบขนาดเล็กเท่าที่จำเป็นเท่านั้น (Incremental) ส่งผลให้การไฟฟ้าสามารถนำเม็ดเงินที่ประหยัดได้ไปใช้ในการลงทุนอื่นที่มีความคุ้มค่าสูงกว่า

10) การบริหารค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time-of-use management)

เทคโนโลยี Grid Energy Storage จะช่วยลดต้นทุนค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้โครงสร้างราคาแบบ Time-of-use (“TOU”) ลงได้ เพราะผู้บริโภคไฟฟ้าสามารถที่จะกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไฟฟ้ามีราคาถูก (ช่วง Off-peak) และนำไฟฟ้าที่กักเก็บไว้ใน Energy Storage มาใช้ในช่วงที่ไฟฟ้ามีราคาแพง (ช่วง Peak) ซึ่งลักษณะของการใช้งานนี้จะเหมือนกับในกรณี Energy arbitrage ของผู้ดูแลระบบ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการใช้ Energy Storage โดยผู้ใช้ไฟฟ้ามักจะเป็นระบบขนาดเล็ก ดังนั้นประโยชน์และความคุ้มทุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับจากการติดตั้งเทคโนโลยีดังกล่าวอาจยังไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับต้นทุนระบบ Energy Storage ในปัจจุบัน กรณีที่มีความเป็นไปได้

คือการใช้ระบบดังกล่าวสำหรับผู้ประกอบการขนาดใหญ่ เช่น ตามนิคมอุสาหกรรมต่างๆ หรือหมู่บ้านจัดสรรขนาดใหญ่ เป็นต้น

11) การบริหารค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand charge management)

ประโยชน์ประการต่อมาของการมีเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานต่อผู้ใช้ไฟฟ้าคือ การลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand charge2) โดยแนวทางโดยทั่วไปของการลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าให้ได้ประโยชน์สูงสุด ได้แก่ การลดการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายในช่วงที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (load) สูงสุด และเพิ่มการใช้ไฟฟ้าจากโครงข่ายในช่วงเวลาที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่ำ โดยเฉลี่ยการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายในแต่ละเวลาให้ใกล้เคียงกัน มีการจัดการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าโดยการดูแลบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่างๆ ให้มีประสิทธิภาพอยู่เสมอ ซึ่งในอดีต ความพยายามที่จะลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้านั้นเป็นเรื่องที่ค่อนข้างยุ่งยาก เพราะต้องจัดทำลักษณะการใช้ไฟฟ้าของตนเองทุก 15 นาที (load profile) และต้องคอยจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์หน้าโรงงานทุก 15 นาที เพื่อดูว่าเวลาใดคือเวลาที่มีค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด แต่ในปัจจุบันนี้มีอุปกรณ์ที่ช่วยในการบริหารจัดการค่าความต้องการไฟฟ้าได้สะดวกและรวดเร็วขึ้น ได้แก่ โปรแกรมการอ่านข้อมูลจาก Digital Power Meter ผ่านทางช่องทางการสื่อสารต่างๆ เช่น ระบบ LAN หรือ USB ซึ่งช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถรู้และตรวจสอบพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้ในทันที (real-time) และย้อนหลัง (retrospective) ทั้งยังสามารถคำนวณการใช้ไฟฟ้าออกมาในรูปแบบของบิลค่าไฟฟ้าได้ในทันที ทำให้ง่ายในการบริหารจัดการลดค่าไฟฟ้าส่วนนี้มากขึ้น ในกรณีนี้เทคโนโลยี Energy Storage สามารถนำมาใช้เป็นทางเลือกเพิ่มเติมในการบริหารจัดการความต้องการพลังไฟฟ้า โดยการดึงพลังงานไฟฟ้าที่สำรองไว้มาใช้ในบางช่วงเวลาโดยเฉพาะช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak) เพื่อลดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าดังกล่าว และเฉลี่ยการซื้อใช้ไฟฟ้าจากโครงข่ายในแต่ละช่วงเวลาให้ใกล้เคียงกันมากขึ้น ซึ่งโดยทั่วไป Energy Storage ประเภทแบตเตอรี่สามารถให้พลังงานใช้ไฟฟ้าได้ประมาณห้าถึงหกชั่วโมงสำหรับการนำมาใช้แทนการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายในช่วงความต้องการบริโภคไฟฟ้าสูงสุด

12) การสำรองไฟฟ้า และการรักษาคุณภาพไฟฟ้า (Electric service reliability and power quality)

ประโยชน์สำคัญประการสุดท้ายของการใช้เทคโนโลยี Energy Storage สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า คือ การสร้างความมั่นคงทางพลังงาน ลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ลดความเสี่ยงจากปัญหาไฟฟ้าดับ (outages) รวมไปถึงช่วยรักษาค่าความต่างศักย์ไฟฟ้า (voltage) ให้คงที่ ซึ่งการมีพลังงานไฟฟ้าใช้อย่างต่อเนื่องที่ความต่างศักย์คงที่ จะมีความสำคัญมากสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการเดินเครื่องจักรการผลิตอย่างสม่ำเสมอ และโรงงานอุตสาหกรรมที่อ่อนไหวต่อความผันผวนของคุณภาพไฟฟ้า เช่น โรงงานผลิตอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ และเซมิคอนดักเตอร์ เป็นต้น

2.4.2 เทคโนโลยีระบบเก็บพลังงานที่มีใช้ในปัจจุบัน

เทคโนโลยีสำรองไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 5 ประเภทหลักๆ ตามการทำงาน ดังที่แสดงในตารางที่ 5 (มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ, 2561)

ตารางที่ 5 เทคโนโลยีระบบเก็บพลังงาน

ประเภท	เทคโนโลยี
ระบบสำรองพลังงานเชิงกล (Mechanical Energy storage)	- Pumped-Storage Hydro (PSH) - Compressed Air Energy Storage (CAES) - Liquid Air Energy Storage (LAES) - Flywheels (FW)
ระบบสำรองพลังงานความร้อน (Thermal Energy storage)	- Thermo-Chemical - Sensible Thermal - Latent Thermal
ระบบสำรองพลังงานเคมี (Chemical Energy storage)	- Hydrogen Storage (H) - Substitute Natural Gas (SNG)
ระบบสำรองพลังงานไฟฟ้าเคมี (Electrochemical Energy storage)	- Lead-Acid Batteries (L/A) - Sodium-Sulfur Batteries (NaS) - Lithium-Ion Batteries (Li-ion) - Redox Flow Batteries
ระบบสำรองพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy storage)	- Super-capacitors - Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

โดยมีรายละเอียดการทำงานของแต่ละเทคโนโลยี ดังนี้

1) Pumped-Storage Hydro (PSH) ใช้วิธีกักเก็บมวลน้ำเหนือเขื่อนในรูปของพลังงานศักย์ (potential energy) ที่สามารถปล่อยออกมาเพื่อนำมาหมุนกังหันผลิตกระแสไฟฟ้าในภายหลังได้ รูปแบบการทำงานของ PSH ไม่ต่างจากเขื่อนกักเก็บน้ำทั่วไป แต่จะมีการติดตั้งเครื่องสูบน้ำที่สามารถนำมวลน้ำที่ปล่อยออกจากอ่างนำมากักเก็บไว้ใช้ใหม่ โดยมักจะมีการสูบกลับในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (off-peak)

2) Compressed Air Energy Storage (CAES) ใช้วิธีกักเก็บพลังงานด้วยการบีบอัดก๊าซในถัง หรือในชั้นหินใต้ดิน ซึ่งระบบ CAES จะประกอบไปด้วย compressor ที่มีหน้าที่บีบอัดก๊าซ และ expander ที่มีหน้าที่ปลดปล่อยก๊าซ โดยกังหันผลิตกระแสไฟฟ้าที่ติดตั้งจะถูกขับเคลื่อนด้วยมวลอากาศที่ถูกผลักดันจากการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

3) Liquid Air Energy Storage (LAES) หรือการกักเก็บพลังงานด้วยอากาศเหลว เป็นเทคโนโลยีเก่าที่นำมาปรับปรุงใหม่ ทำงานด้วยการเพิ่มอุณหภูมิจนอากาศเปลี่ยนสถานะเป็นของเหลว แล้วจึงกักเก็บของเหลวลงสู่ภาชนะบรรจุ เมื่อปลดปล่อยของเหลวจะกลับรูปคืนสู่สถานะดังเดิม โดยก๊าซที่ปลดปล่อยออกมาจะมีแรงดันที่สามารถนำมาปั่นกังหันผลิตกระแสไฟฟ้าได้

4) Flywheels (FW) คือระบบกักเก็บพลังงานในรูปของแรงเฉื่อยที่กระทำต่อวัตถุรูปทรงกระบอก พลังงานที่เก็บสะสมจะขึ้นอยู่กับรูปทรง มวล น้ำหนัก และความเร็วในการหมุน (angular velocity) ของวัตถุ ทำให้มีความสามารถในการกักเก็บพลังงานที่ต่างกันออกไปตามวัสดุที่เลือกใช้ ระบบ flywheels สามารถนำมาเชื่อมต่อกับมอเตอร์ไฟฟ้าโดยตรง เพื่อทำหน้าที่แปลงพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานไฟฟ้า (discharge) และแปลงพลังงานไฟฟ้ากลับมาเป็นพลังงานจลน์ (charge) ระบบ flywheels สมัยใหม่อาจมีการสูบอากาศออกและใช้ลูกปืนแม่เหล็ก (magnetic bearing) เพื่อลดแรงเสียดทาน ทำให้ระบบสามารถกักเก็บพลังงานได้ยาวนาน

5) Thermo-Chemical ใช้หลักการกักเก็บความร้อนโดยใช้กระบวนการทางฟิสิกส์และเคมี (physic-chemical process) คือกระบวนการดูดซับ (adsorption process) และกระบวนการดูดซึม (absorption process) ที่มีหน้าที่ดึงดูดความร้อน (charge) และปลดปล่อยความร้อน (discharge) ของสารเคมีที่เลือกใช้เป็นตัวกลาง

6) Sensible Thermal หรือระบบความร้อนสัมผัสที่ใช้พลังงานความร้อนมาเพิ่มอุณหภูมิของวัสดุโดยตรง วัสดุที่นำมาใช้และมวลน้ำหนักจะเป็นตัวกำหนดขนาดของพลังงานที่สามารถกักเก็บได้ โดยวัสดุที่นำมาใช้อาจจะเป็นของเหลว ของแข็ง หรือเป็นของเหลวผสมของแข็งก็ได้ วัสดุที่ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายคือ molten salt เพราะสามารถทนความร้อนได้สูง

7) Latent Thermal ไม่ได้กักเก็บพลังงานความร้อนสัมผัส แต่ใช้ latent heat หรือพลังงานความร้อนที่ทำให้วัตถุเปลี่ยนสถานะ เช่น เปลี่ยนจากของเหลวเป็นก๊าซ เป็นต้น โดยใช้วัสดุที่เรียกว่า phase change materials (PCMs) เป็นตัวกลาง ระบบดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับค่าสัมประสิทธิ์การนำความร้อน (thermal conductivity) มวลน้ำหนักของวัสดุ และค่า enthalpy ของระบบ ที่ใช้เป็นตัวกำหนดปริมาณพลังงานที่สามารถกักเก็บได้

8) Hydrogen Storage (H) การกักเก็บพลังงานในรูปของก๊าซไฮโดรเจน มีข้อดีคือเป็นตัวกลางที่สะอาด สามารถผลิตทดแทนได้เรื่อยๆ และนำมาใช้งานได้หลายวิธี โดยทั่วไปก๊าซ Hydrogen จะถูกนำมาใช้ในอุตสาหกรรมเคมีแทนการใช้พลังงานฟอสซิล โดยจะมีเพียงไอน้ำที่เป็น

ของเหลือจากปฏิกิริยาทางเคมี รูปแบบการกักเก็บมี 2 แนวทาง คือการกักเก็บแบบกายภาพ (physical storage) ที่กักเก็บ Hydrogen ในรูปของก๊าซ หรือของเหลว (Liquid Hydrogen) และการกักเก็บในวัสดุ (material-based storage) ที่ใช้กระบวนการดูดซับ (adsorption process) ระบบ hydrogen storage สามารถนำมาต่อใช้กับเครื่องยนต์กังหันก๊าซ (combustion turbines) หรือต่อเข้ากับ fuel cells เพื่อผลิตเป็นไฟฟ้า หรือต่อเข้ากับเครื่องยนต์สันดาปภายใน (internal combustion engines) ที่ออกแบบมาเป็นพิเศษเพื่อผลิตความร้อนได้

9) การกักเก็บพลังงานในรูปของ Substitute Natural Gas (SNG) ซึ่งก็คือก๊าซธรรมชาติ (natural gas) และก๊าซชีวภาพ (bio gas) ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงแบบ Hydro-Carbon ที่บรรจุอยู่ในแท็งก์ความดันหรือในใต้ดิน ที่สามารถนำมาใช้เพื่อผลิตความร้อนในภายหลังได้ ข้อเสียหลักคือ ยังคงมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้าสู่ชั้นบรรยากาศระหว่างกระบวนการเผาไหม้

10) ระบบ Electrochemical Energy Storage คือ ระบบสำรองไฟฟ้าเคมี หรือที่เรียกกันโดยทั่วไปว่าแบตเตอรี่ ใช้ปฏิกิริยาทางเคมีในการกักเก็บพลังงานไฟฟ้า เทคโนโลยีแบตเตอรี่มีหลากหลายประเภท โดยคุณลักษณะของเทคโนโลยีต่างๆ จะขึ้นอยู่กับวัสดุและสารเคมีที่ใช้ เทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายได้แก่ Lead-Acid Batteries, Sodium-Sulfur Batteries (NaS), Lithium-Ion Batteries (Li-ion) และ Redox Flow Batteries เป็นต้น

11) Super-capacitors เป็นเทคโนโลยีที่ค่อนข้างใหม่ ที่มาเติมช่องว่างระหว่าง capacitors ดั้งเดิม และแบตเตอรี่ทั่วไป การทำงานของ Super-Capacitors มีความคล้ายคลึงกับเทคโนโลยี capacitors ดั้งเดิม แต่มีความสามารถในการกักเก็บพลังงานมากกว่า เทคโนโลยี super-capacitors มีส่วนประกอบที่แตกต่างจากแบตเตอรี่ทั่วไป โดยการใช้สารละลายอิเล็กโตรไลต์ (electrolyte solution) ระหว่างตัวนำไฟฟ้าสองด้านที่เป็นของแข็ง (solid conductors) จึงทำให้สามารถใช้งานได้ยาวนานกว่าแบตเตอรี่ทั่วไป

12) Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) ทำงานโดยใช้ปฏิกิริยาสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและพลังแม่เหล็กไฟฟ้า หรือที่เรียกว่า electrodynamics principle พลังงานจะถูกกักเก็บในรูปของสนามพลังแม่เหล็กที่เกิดจากการไหลของกระแสไฟฟ้าใน superconducting coil โดยระบบจะต้องรักษาอุณหภูมิให้ต่ำพอเพื่อที่จะทำให้วัสดุมีคุณลักษณะที่เป็นตัวนำยิ่งยวด (superconductivity)

2.4.3 แบตเตอรี่

แบตเตอรี่ (Battery) เป็นอุปกรณ์ที่ประกอบด้วย เซลล์ไฟฟ้าเคมี หนึ่งเซลล์หรือมากกว่า ที่มีการเชื่อมต่อภายนอกเพื่อให้กำลังงานกับอุปกรณ์ไฟฟ้า แบตเตอรี่มีขั้วบวกเรียกว่าแอโนด และขั้วลบ

เรียกว่าแคโทด ขั้วที่มีเครื่องหมายบวกจะมีพลังงานศักย์ไฟฟ้าสูงกว่าขั้วที่มีเครื่องหมายลบ ขั้วที่มีเครื่องหมายลบคือแหล่งที่มาของอิเล็กตรอนที่เมื่อเชื่อมต่อกับวงจรภายนอกแล้วอิเล็กตรอนเหล่านี้จะไหลและส่งมอบพลังงานให้กับอุปกรณ์ภายนอก เมื่อแบตเตอรี่เชื่อมต่อกับวงจรภายนอก สารอิเล็กโทรไลต์ มีความสามารถที่จะเคลื่อนที่โดยทำตัวเป็นไอออน ยอมให้ปฏิกิริยาทางเคมีทำงานแล้วเสร็จในขั้วไฟฟ้าที่อยู่ห่างกัน เป็นการส่งมอบพลังงานให้กับวงจรภายนอก การเคลื่อนไหวของไอออนเหล่านั้นที่อยู่ในแบตเตอรี่ที่ทำให้เกิดกระแสไหลออกจากแบตเตอรี่ โดยสามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ แบตเตอรี่ชนิดประจุไฟฟ้าใหม่ไม่ได้ (ใช้แล้วทิ้ง) และแบตเตอรี่ชนิดประจุไฟฟ้าใหม่ได้

แบตเตอรี่ชนิดประจุไฟฟ้าใหม่ไม่ได้ถูกเรียกอีกอย่างว่า แบตเตอรี่ปฐมภูมิ วัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้าจะมีการเปลี่ยนแปลงอย่างถาวรในช่วงปล่อยประจุออก (Discharge) ตัวอย่างที่พบบ่อยก็คือแบตเตอรี่อัลคาไลน์ ที่ใช้สำหรับ ไฟฉาย และอีกหลายอุปกรณ์พกพา

สำหรับแบตเตอรี่ชนิดประจุไฟฟ้าใหม่ได้ถูกเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า แบตเตอรี่ทุติยภูมิ สามารถดิสชาร์จและชาร์จใหม่ได้หลายครั้ง เนื่องจากองค์ประกอบเดิมของขั้วไฟฟ้าสามารถเรียกคืนสภาพเดิมได้โดยกระแสย้อนกลับ ซึ่งเทคโนโลยีแบตเตอรี่ในปัจจุบันมีอยู่หลากหลาย โดยมีความแตกต่างหลักอยู่ที่อัตราส่วนและองค์ประกอบของสารเคมีที่ใช้ผลิต cathode, anode, และ electrolyte ซึ่งองค์ประกอบของสารเคมีที่แตกต่างกันจะส่งผลให้แบตเตอรี่ชนิดต่างๆ มีคุณสมบัติที่แตกต่างกัน เช่น อัตราการกักเก็บหรือการปลดปล่อยประจุของพลังงานที่สะสมไว้ (Power rating) พลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อปริมาตร (Power and energy density) พลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนัก (Specific power and energy) จำนวนรอบที่สามารถกักเก็บและปล่อยพลังงานได้ (discharge cycle) เป็นต้น โดยแบตเตอรี่ทุติยภูมิที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบันส่วนใหญ่ คือแบตเตอรี่ตะกั่วกรด (Lead-acid battery), แบตเตอรี่ Lithium-ion, แบตเตอรี่ Lithium-ion polymer, แบตเตอรี่ Nickel- Metal Hydrid (NiMH) ซึ่งในทางปฏิบัติแล้วแบตเตอรี่ทุกชนิดสามารถนำมาใช้ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ แต่ที่นิยมใช้มากที่สุดเป็นแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด เนื่องจากมีราคาที่ถูก มีความทนทาน ดูแลรักษาง่าย สามารถประจุไฟฟ้าซ้ำได้มากกว่า 2,000 ครั้ง และมีความปลอดภัยสูง โดยแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรดมีอยู่หลายแบบด้วยกัน แต่ที่เหมาะสำหรับใช้งานกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดคือ แบตเตอรี่แบบจ่ายประจุสูง (Deep Discharge Battery) เพราะถูกออกแบบให้สามารถจ่ายพลังงานได้อย่างต่อเนื่องเป็นเวลานานๆ โดยไม่เกิดความเสียหาย สามารถใช้ไฟฟ้าที่เก็บอยู่ในแบตเตอรี่นี้ได้อย่างต่อเนื่องถึง 80% โดยแบตเตอรี่ไม่ได้รับความเสียหาย ซึ่งแตกต่างจากแบตเตอรี่ทั่วไปที่ใช้ในการติดเครื่องยนต์ ซึ่งถูกออกแบบให้จ่ายพลังงานสูงในช่วงเวลาสั้นๆ ถ้าใช้ไฟฟ้ามากกว่า 20-30% ของพลังงานที่เก็บอยู่ จะทำให้อายุการใช้งานสั้นลงได้

สำหรับแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว -กรด (Lead–Acid battery) ถูกสร้างขึ้นในปี ค.ศ. 1859 (พ.ศ. 2402) โดยนักฟิสิกส์ชาวฝรั่งเศส แกสตัน พลองด์ (Gaston Planté) แบตเตอรี่ชนิดนี้เป็นแบบชาร์จ

ไฟได้ชนิดที่เก่าแก่ที่สุด ซึ่งมีอัตราส่วนพลังงานต่อน้ำหนักที่ต่ำมากและอัตราส่วนพลังงานต่อปริมาณที่ต่ำ แต่มีอัตราส่วนกำลังงานต่อน้ำหนักค่อนข้างสูง มีความสามารถในการจ่ายกระแสไฟกระชากที่สูง ด้วยคุณสมบัติข้างต้นรวมกับราคาที่ค่อนข้างถูก ทำให้แบตเตอรี่ชนิดนี้เป็นที่น่าสนใจสำหรับการใช้งานที่ต้องใช้กระแสสูง และเป็นแบตเตอรี่แบบชาร์จได้ชนิดแรกที่ทำออกมาเพื่อการค้า โดยมักจะทำเป็นแบตเตอรี่ที่มีความจุสูงจะให้กระแสไฟฟ้าได้มาก เนื่องจากมีต้นทุนในการเก็บพลังงานถูกกว่าแบตเตอรี่ชาร์จได้ชนิดอื่นๆ นิยมใช้ในรถยนต์และยานพาหนะต่างๆ ระบบสำรองไฟฟ้า ระบบไฟแสงสว่างฉุกเฉิน และระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ ในช่วงแรกแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดที่ผลิตออกมาจำหน่ายมีเฉพาะที่เป็นแบตเตอรี่แบบเปียก ที่ต้องคอยเติมน้ำกลั่นเท่านั้น จน พ.ศ. 2513-2523 ได้มีการพัฒนาแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรดแบบแห้งให้ใช้งานได้ หลังจากที่มีการจดสิทธิบัตรตั้งแต่ปี พ.ศ. 2500 โดยอ๊อตโต จาเช่ (Otto Jache) (เยาวลักษณ์ สิทธิ์ขุนทด, 2560)

2.4.4 โครงสร้างของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด

แบตเตอรี่มีส่วนประกอบคือเปลือกนอกซึ่งทำด้วยพลาสติก ฝาครอบส่วนบนของแบตเตอรี่ ขั้วของแบตเตอรี่ สะพานไฟ แผ่นธาตุบวก และแผ่นธาตุลบ แผ่นกั้น โดยมีรายละเอียดดังนี้ (เยาวลักษณ์ สิทธิ์ขุนทด, 2560)

1) แผ่นธาตุ (Plates) โดยแบตเตอรี่มีแผ่นธาตุ 2 ชนิด คือแผ่นธาตุบวก (Positive Plate) และแผ่นธาตุลบ (Negative Plate) โดยแผ่นธาตุบวกทำจากตะกั่วเปอร์ออกไซด์ (PbO_2) และแผ่นธาตุลบทำจากตะกั่ว (Pb) วางเรียงสลับกัน จนเต็มพอดีในแต่ละเซลล์ แล้วกั้นไม่ให้แตะกันด้วยแผ่นกัน

2) แผ่นกั้น (Separators) ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้แผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบแตะกัน ซึ่งจะทำให้เกิดการลัดวงจรขึ้น ซึ่งแผ่นกั้นนี้ทำจากไฟเบอร์กลาสหรือยางและอาจจะรวมถึงโพลิเมอร์ที่มีความยืดหยุ่นและมีรูพรุน เพื่อให้น้ำกรดสามารถไหลถ่ายเทไปมาได้และมีขนาดความกว้างยาวเท่ากับแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบ

3) น้ำกรดหรือน้ำยาลิเล็กโตรไลต์ (Electrolyte) ที่ใช้กับแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรดคือ กรดซัลฟิวริก (H_2SO_4) ผสมกับน้ำบริสุทธิ์ (H_2O) ให้ได้ความเข้มข้นประมาณ 1.250-1.300 ขึ้นอยู่กับการออกแบบและประเภทการใช้งานและสภาพภูมิอากาศ ถ้าใช้สารละลายที่มีความถ่วงจำเพาะมากเกินไปจะทาให้เกิดผลเสียหลายอย่าง เช่นการคายประจุในตัวเองและการผุกร่อนของแผ่นธาตุ แต่จะมีประโยชน์สำหรับภูมิประเทศหนาว เนื่องจากจะทำให้จุดเยือกแข็งของสารละลายลดต่ำลง ซึ่งปกติถ้าเป็นแบตเตอรี่ที่ใช้กระแสสูงได้แก่ แบตเตอรี่รถยนต์จะใช้กรดที่มีความถ่วงจำเพาะสูง ทั้งนี้ไม่ว่าจะใช้ค่าความถ่วงจำเพาะสูงหรือต่ำ แต่ปริมาณไอออนที่อยู่ในสารละลายก็ต้องเพียงพอที่จะทำปฏิกิริยาในสารละลายนอกจากจะมีกรดซัลฟิวริก

4) กลุ่มแผ่นธาตุ ประกอบขึ้นจากแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบ โดยคั่นด้วยแผ่นกั้น โดยจำนวนแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบที่ใช้ขึ้นอยู่กับขนาดของแบตเตอรี่และความจุของกระแสไฟฟ้า โดยส่วนบนของกลุ่มแผ่นธาตุจะถูกเชื่อมต่อระหว่างช่องเซลล์ด้วยสะพานไฟ โดยด้านหนึ่งของกลุ่มจะเป็นขั้วบวก และอีกด้านหนึ่งจะเป็นขั้วลบ

5) ฝาจุกแบตเตอรี่หรือฝาจุกระบายอากาศ ส่วนมากทำจากพลาสติก ด้านบนของจุกจะมีรูเล็กๆ เพื่อระบายแก๊สที่เกิดจากปฏิกิริยาเคมี ดังนั้นตลอดการใช้งานควรรักษาความสะอาดรูระบายแก๊สไม่ให้เกิดการอุดตัน

2.4.5 หลักการทำงานของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด

แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด ประกอบด้วยเซลล์หรือหมู่ของเซลล์ต่อเข้าด้วยกัน ในหมู่ของเซลล์ประกอบขึ้นด้วยกลุ่มของแผ่นธาตุทั้งแผ่นบวกและแผ่นลบซึ่งแผ่นธาตุทั้งบวกและลบทำจากโลหะต่างชนิดกัน ถูกกั้นด้วยฉนวน เรียกว่า “แผ่นกั้น” โดยนำมาจุ่มไว้ในอิเล็กโทรไลท์หรือที่เรียกว่า “น้ำกรดผสม” (Sulfuric Acid) น้ำกรดผสมจะทำปฏิกิริยากับแผ่นธาตุในเชิงเคมีเพื่อเปลี่ยนพลังงานเคมีเป็นพลังงานไฟฟ้า และแต่ละเซลล์สามารถจ่ายประจุไฟฟ้าได้ประมาณ 2 โวลต์ เซลล์ของแบตเตอรี่ส่วนมากจะถูกนำมาต่อเข้ากันแบบอนุกรม (Series) ซึ่งจะเพิ่มแรงดันไฟฟ้าขึ้นเรื่อยๆ เช่นแบตเตอรี่ 12 โวลต์จะต้องใช้จำนวนเซลล์ 6 เซลล์มาต่อกันแบบอนุกรม แบตเตอรี่ 24 โวลต์ จะใช้ 12 เซลล์ เป็นต้น

การเกิดพลังงานไฟฟ้า แผ่นธาตุสองชนิด “แผ่นธาตุบวก” คือ Lead Dioxide และ “แผ่นธาตุลบ” คือ Sponge Lead ถูกนามาจุ่มลงในกรดผสม “แรงดันไฟฟ้า” จะเกิดขึ้นที่ขั้วทั้งสอง ซึ่งเมื่อระบบแบตเตอรี่ครบวงจร กระแสก็จะไหลทันทีเพื่อเปลี่ยนพลังงานเคมีออกมาเป็นพลังงานไฟฟ้า ในกรณีนี้เรียกว่า “การคายประจุไฟ”(Discharge) ซึ่งตัวกรดในน้ำกรดผสมวิ่งเข้าทำปฏิกิริยาต่อแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบ โดยจะค่อยๆ เปลี่ยนสถานะของแผ่นธาตุทั้งสองชนิดให้กลายเป็นตะกั่วซัลเฟต (Lead Sulfate) เมื่อแผ่นธาตุทั้งบวก และลบเปลี่ยนสภาพไปเป็นโลหะชนิดเดียวกันคือ “ตะกั่วซัลเฟต” แบตเตอรี่จะไม่มีสภาพของความแตกต่างทางแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าจะหยุดไหล แบตเตอรี่สะสมไฟฟ้าแบบตะกั่ว-กรด จะประกอบด้วยอิเล็กโทรดคือแผ่นตะกั่ว มีกรดกำมะถันเจือจางเป็นอิเล็กโทรไลต์ ซึ่งปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นแสดงตามสมการที่ 2 และ 3

ขั้วแอโนด (ขั้วลบ)

$$Pb(s) + SO_4^{2-}(aq) \longrightarrow PbSO_4(s) + 2e^- \qquad \text{สมการที่ 2}$$

ขั้วแคโทด (ขั้วบวก)

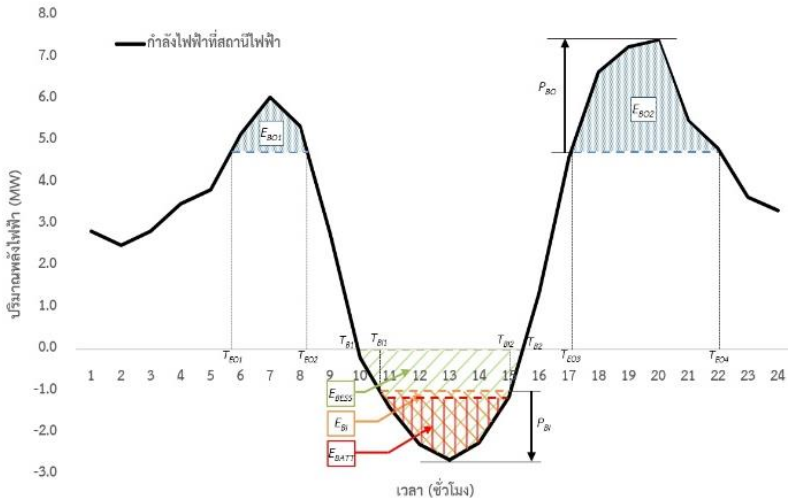
$$PbO_2(s) + 4H^+(aq) + SO_4^{2-}(aq) + 2e^- \rightarrow PbSO_4 + 2H_2O(l)$$ สมการที่ 3

อิเล็กโทรดที่เป็นขั้วแอโนดจะสร้างขึ้นมาจากตะกั่วบริสุทธิ์ในขณะที่ขั้วแคโทดจะสร้างจากส่วนผสมของตะกั่วและตะกั่วไดออกไซด์ในขณะที่เซลล์คายประจุให้กระแสไฟฟ้าออกมานั้น อะตอมของตะกั่วจากแผ่นแอโนดจะแตกตัวเป็นไอออนที่มีประจุบวกเข้าไปอยู่ในอิเล็กโทรไลต์และปล่อยอิเล็กตรอนให้ไหลเข้าสู่วงจรที่นำมาต่อภายนอก

ไอออนของตะกั่วจากแผ่นอิเล็กโทรดทั้งสองจะทำปฏิกิริยากับกรดกำมะถันกลายเป็นตะกั่วซัลเฟต (Lead Soleplate) ซึ่งจะเห็นเป็นตะกอนสีขาวเกาะอยู่ที่อิเล็กโทรดทั้ง 2 และก๊าซไฮโดรเจนซึ่งรวมกับไอออนของออกซิเจนจากแคโทดกลายเป็นน้ำ โดยเป็นปฏิกิริยาที่ผันกลับได้ ดังนั้นจึงสามารถที่จะประจุเซลล์ใหม่โดยการต่อวงจรซึ่งจะขับอิเล็กตรอนให้ไหลจากแคโทดไปสู่แอโนด โดยสูตรทางเคมีแสดงให้เห็นว่าสารละลายอิเล็กโทรไลต์จะเจือจางลงโดยโมเลกุลของน้ำที่เกิดขึ้น ในขณะเดียวกันกับเซลล์คายประจุ ทำให้เราสามารถใช้เป็นวิธีการหาสถานการณ์ประจุและคายประจุของเซลล์ได้โดยการวัดความถ่วงจำเพาะ (Specific Gravity) ของสารละลายอิเล็กโทรไลต์ซึ่งจะบอกได้ว่าเซลล์ใกล้สถานะคายประจุหมดหรือยัง เพื่อจะได้ประจุไฟฟ้ากลับเข้าไปใหม่

2.5 การหาค่าเก็บพลังงานและปล่อยพลังงานของแบตเตอรี่

สำหรับการติดตั้งระบบเก็บพลังงานเพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ต้องคำนึงถึงขนาดของระบบเก็บพลังงาน ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าพิกัด (rate power) หน่วยเป็นเมกะวัตต์ และพลังงานไฟฟ้าพิกัด (rate energy) หน่วยเป็นเมกะวัตต์ชั่วโมง และต้องคำนึงถึงช่วงเวลาเก็บพลังงานและช่วงเวลาจ่ายพลังงาน โดยคำนึงถึงความสามารถในการคายประจุ และประสิทธิภาพของระบบเก็บพลังงาน พร้อมด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถเก็บและจ่ายออกได้ สำหรับขนาดของกำลังไฟฟ้าพิกัด ช่วงเวลาเก็บพลังงานและช่วงเวลาจ่ายพลังงาน มีรายละเอียดและเงื่อนไขการคำนวณตามสมการที่ 4 – 7 และภาพที่ 8



ภาพที่ 8 การหาค่ากำลังไฟฟ้าพิกัด ช่วงเวลาการเก็บพลังงาน และช่วงเวลาจ่ายพลังงาน

ที่มา: การวิเคราะห์หาขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่าย (2560 : งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560)

$$E_{BATT} = E_{BESS} \cdot \eta_{BATT}$$ สมการที่ 4

$$E_{BI}, E_{BO} = E_{BATT} \cdot \eta_{BESS}$$ สมการที่ 5

$$E_{BO} = E_{BO1} + E_{BO2}$$ สมการที่ 6

$$P_{BESS} = max(P_{BI}, P_{BO})$$ สมการที่ 7

เมื่อ E_{BESS} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าพิกัดของระบบเก็บพลังงาน (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

E_{BATT} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แบตเตอรี่สามารถเก็บสะสมได้ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

η_{BATT} คือ ความสามารถในการคายประจุของแบตเตอรี่ (เปอร์เซ็นต์)

η_{BESS} คือ ประสิทธิภาพของระบบเก็บพลังงาน (เปอร์เซ็นต์)

E_{BI} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบเก็บพลังงาน เก็บพลังงาน (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

E_{BO} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบเก็บพลังงาน จ่ายพลังงาน (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

E_{BO1} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบเก็บพลังงาน จ่ายพลังงานช่วงที่ 1 (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

E_{BO2} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบเก็บพลังงาน จ่ายพลังงานช่วงที่ 2 (เมกะวัตต์ชั่วโมง)

P_{BESS} คือ กำลังไฟฟ้าพิกัดของระบบเก็บพลังงาน (เมกะวัตต์)

P_{BI}, P_{BO} คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดช่วงเก็บพลังงาน และจ่ายพลังงานตามลำดับ (เมกะวัตต์)

2.6 การคำนวณความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์

สำหรับการคำนวณความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ โดยจะเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทนหรือรายได้ที่เกิดจากโครงการกับต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายของโครงการในรูปของตัวเงินและประเมินผลตอบแทนจากการลงทุนในโครงการหรือความสามารถทำกำไรของโครงการว่าเป็นไปได้หรือไม่ ผู้ลงทุนหรือผู้ถือหุ้นจะได้ผลตอบแทนหรือกำไรมากน้อยเพียงใด ลงทุนแล้วจะใช้เวลาคืนทุนนานแค่ไหนรวมทั้งประมาณการแนวโน้มในอนาคตว่าจะสามารถทำกำไรได้อย่างไร ในการดำเนินโครงการจะก่อให้เกิดประโยชน์และคุ้มค่าต่อการลงทุนมากน้อยแค่ไหนซึ่งการวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงินจะเน้นที่ตัวเงินโดยคิดมูลค่าตามราคาตลาดและวิเคราะห์สถานะทางการเงินของโครงการและแหล่งที่มาของเงินทุนจากประมาณการงบการเงินของโครงการ ทำให้ทราบสถานะทางการเงินของโครงการ ความสามารถในการทำกำไรของโครงการรวมทั้งสภาพคล่อง แหล่งที่มาของเงินทุน ความสามารถในการกู้ยืมและชำระคืนเงินกู้ ซึ่งผลของการวิเคราะห์สถานะทางการเงินของโครงการจะเป็นเครื่องช่วยในการตัดสินใจในการปล่อยเงินกู้หรือการร่วมลงทุนของสถาบันการเงินและนักลงทุนและทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความเป็นไปได้ในการลงทุนสามารถดำเนินโครงการไปได้ตามวัตถุประสงค์โดยไม่มีปัญหาขาดสภาพคล่องทางการเงินและมีแหล่งเงินทุนสนับสนุนเพียงพอ อีกทั้งประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการในการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อทำให้แน่ใจได้ว่าโครงการที่ลงทุนไปนั้นจะคุ้มค่ากับการใช้ทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิต โดยจะคำนึงถึงต้นทุนภายนอก ต้นทุนค่าเสียโอกาส มองในแง่ส่วนรวม สังคมหรือระดับประเทศ การวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์จะเน้นที่มูลค่าทางเศรษฐกิจ ซึ่งการประเมินผลตอบแทนหรือผลประโยชน์จากโครงการเปรียบเทียบกับต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายของโครงการจะแตกต่างจากการวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงิน

สำหรับปัจจัยที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ การประมาณการหรือการคาดคะเนงบการเงินของโครงการ โดยการวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาจากการประมาณการงบกระแสเงินสด การเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดเข้า

และเงินสดออกของโครงการซึ่งจะทำให้วิเคราะห์ได้ว่าโครงการมีรายได้หรือเงินสดไหลเข้ามาในช่วงใดและต้องมีรายจ่ายหรือเงินสดไหลออกซึ่ง จำเป็นต้องใช้เงินทุนหรือต้องกู้ยืมเงินในช่วงเวลาใดมากน้อยแค่ไหนเพื่อจะได้วางแผนจัดหาเงินทุนได้ทัน ทำให้การดำเนินงานของโครงการไม่ต้องหยุดชะงักหรือไม่มีปัญหาทางด้านการเงินและสามารถประมาณการได้ว่าโครงการจะสามารถชำระคืนเงินกู้ได้เมื่อไหร่และมีกำไรหรือคุ้มทุนในช่วงเวลาใด และการวิเคราะห์อัตราส่วนทางการเงินหลังจากที่ได้เริ่มดำเนินโครงการไปแล้วจะประมาณการงบการเงินและนำข้อมูลจากงบการเงินต่างๆ มาคำนวณหาอัตราส่วนทางการเงินเพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงินเพื่อชี้ถึงฐานะทางการเงินของโครงการ ความสามารถทำกำไรของโครงการ รวมทั้งสภาพคล่องของโครงการ ความสามารถชำระหนี้และการจ่ายเงินปันผลซึ่งอัตราส่วนทางการเงินโดยทั่วไป เช่น อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อยอดขาย (net profit margin on sales) อัตราผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ทั้งหมด (return on total assets) ซึ่งจะแสดงถึงผลตอบแทนจากการลงทุนหรือความสามารถในการลงทุนของโครงการว่ามีประสิทธิภาพอย่างไร

ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินเพื่อจัดลำดับความสำคัญในการตัดสินใจลงทุน รวมทั้งเพื่อให้การตัดสินใจลงทุนมีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพนั้น ต้องอาศัยเครื่องมือทางการเงินเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์ โดยมีการจัดทำประมาณการกระแสเงินสดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตก่อน แล้วนำมาคำนวณผ่านเครื่องมือต่างๆ ที่สำคัญ ดังนี้ (สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช, 2558)

2.6.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PBP)

ระยะเวลาคืนทุน หมายถึง ระยะเวลาของการลงทุนที่กระแสเงินสดรับสุทธิจากโครงการเท่ากับกระแสเงินสดจ่ายสุทธิพอดี หรือกล่าวได้ว่าการลงทุนไม่มีกำไรและไม่ขาดทุนนั่นเอง ระยะเวลาคืนทุนเป็นเครื่องมือในการประเมินความเป็นไปได้ของการลงทุนอย่างง่ายและไม่ซับซ้อน เป็นการประเมินคร่าวๆและรวดเร็วเหมาะกับเม็ดเงินลงทุนจำนวนไม่มาก อย่างไรก็ตามการคำนวณระยะเวลาคืนทุนมีจุดอ่อนตรงที่ไม่ได้นำเรื่องค่าของเงินตามเวลามาพิจารณาและไม่ให้ความสำคัญกับกระแสเงินสดที่ได้รับภายหลังระยะเวลาคืนทุน ทำให้อาจเกิดการตัดสินใจเลือกโครงการลงทุนที่ผิดพลาดได้ ดังนั้นในบางกรณีอาจแก้ปัญหาโดยนำกระแสเงินสดมาปรับลดด้วยอัตราคิดลด ซึ่งเป็นการสะท้อนมูลค่าเงินตามเวลาก่อน แล้วค่อยนำมาคำนวณหาระยะเวลาคืนทุน หรือที่เรียกว่า ระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (discount payback period : DPB) โดยมีสูตรการคำนวณตามสมการที่ 8

$$PBP = \frac{OC}{CI}$$ สมการที่ 8

เมื่อ *PBP* คือ ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
OC คือ เงินลงทุนของโครงการ (Original Cost of the Asset)
CI คือ เงินรายต่อปี (Cash Inflows)

โดยทั่วไปเกณฑ์ตัดสินใจว่าจะลงทุนหรือไม่นั้นจะพิจารณาจากระยะเวลาคืนทุนที่คำนวณได้เปรียบเทียบกับระยะเวลาที่ยอมรับได้ ซึ่งอาจแตกต่างกันไปในแต่ละโครงการขึ้นอยู่กับว่าโครงการนั้นๆมีความต้องการเงินต้นคืนกลับมาในช่วงเวลาใด สำหรับวิธีการคำนวณระยะเวลาคืนทุนนี้ เป็นการพิจารณาอย่างคร่าวๆ และมีความสะดวกในการเปรียบเทียบหรือจัดลำดับโครงการโดยเฉพาะโครงการขนาดเล็ก การคืนทุนเร็วจะช่วยให้โครงการมีสภาพคล่องดีขึ้นและมีความเสี่ยงน้อยลง แต่ก็มีจุดอ่อนตรงที่ไม่ได้นำเรื่องค่าของเงินตามเวลามาพิจารณาและไม่ให้ความสำคัญกับกระแสเงินสดที่ได้รับภายหลังระยะเวลาคืนทุน

2.6.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ หมายถึง ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน โดยใช้อัตราคิดลด (discount rate) ตัวใดตัวหนึ่งมาปรับมูลค่าของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาให้มาอยู่ที่จุดเดียวกัน คือ ณ ปัจจุบัน วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ NPV นับเป็นเครื่องมือในการประเมินความเป็นไปได้ของการลงทุนที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย เนื่องจากมีการนำเรื่องค่าของเงินตามเวลามาร่วมพิจารณา และเป็นการคำนวณกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการ โดยมีสูตรการคำนวณตามสมการที่ 9

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I \qquad \text{สมการที่ 9}$$

เมื่อ CF_t คือ กระแสเงินสดสุทธิ ณ ปีที่ t
I คือ เงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ
t คือ ปีของโครงการ
n คือ อายุโครงการ
k คือ ค่าของทุนหรืออัตราผลตอบแทนที่ต้องการ

โดยทั่วไปเกณฑ์การตัดสินใจสำหรับวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 0 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับโครงการนั้น หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่า 0 หรือ มีค่าเป็นลบก็ไม่ลงทุนในโครงการดังกล่าวเนื่องจากไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน สำหรับในกรณีที่มีโครงการลงทุนที่น่าสนใจมากกว่า 1 โครงการ จะต้องจัดอันดับโครงการโดยเรียงลำดับตามมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้จากค่ามากไปหาค่าน้อย

2.6.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน หมายถึง อัตราคิดลด (discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการเท่ากับเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิพอดี หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์ เป็นอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีที่ผู้ลงทุนจะได้รับจากการลงทุนตลอดอายุโครงการนั่นเอง ในทางปฏิบัติอัตราผลตอบแทนภายในนิยมนำมาใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินโครงการอย่างแพร่หลาย เนื่องจากวิธีอัตราผลตอบแทนภายในนี้มีการแสดงค่าผลตอบแทนเป็นร้อยละ ซึ่งทำให้เข้าใจง่ายและมีความสะดวกในการเปรียบเทียบระหว่างโครงการต่างๆที่เป็นทางเลือกของการลงทุนที่มีอยู่ขณะนั้น โดยมีสูตรการคำนวณตามสมการที่ 10

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = I \qquad \text{สมการที่ 10}$$

เมื่อ *IRR* คือ อัตราผลตอบแทนภายใน

I คือ เงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ

CF_t คือ กระแสเงินสดสุทธิ ณ ปีที่ t

t คือ ปีของโครงการ

n คือ อายุโครงการ

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุน คือ ถ้าอัตราผลตอบแทนภายในมีค่ามากกว่าอัตราค่าเสียโอกาสของเงินทุน แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน แต่ถ้าอัตราผลตอบแทนของโครงการมีค่าน้อยกว่าอัตราค่าเสียโอกาสของเงินทุน แสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน

2.6.4 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio : BCR)

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน หมายถึง อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดที่ได้รับตลอดอายุโครงการกับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการนั้น เป็นการเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทนในรูปของกระแสรายได้ที่เกิดขึ้นในอนาคตตลอดอายุโครงการที่มีการปรับค่าให้เป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วกับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน โดยมีสูตรการคำนวณตามสมการที่ 11

$$BCR = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+k)^t}} \qquad \text{สมการที่ 11}$$

เมื่อ BCR คือ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน

B_t คือ กระแสเงินสดรับ ณ ปี ที่ t

C_t คือ กระแสเงินสดจ่าย ณ ปี ที่ t

t คือ ปีของโครงการ

n คือ อายุโครงการ

k คือ อัตราคิดลด

สำหรับเกณฑ์การตัดสินใจของวิธีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ หากค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 1 ก็ตัดสินใจลงทุนหรือยอมรับโครงการนั้น เนื่องจากโครงการจะได้รับผลตอบแทนจากกระแสเงินสดรับทั้งหมดในรูปมูลค่าปัจจุบันสูงกว่าเม็ดเงินที่ลงทุนไปนั่นเอง อย่างไรก็ตามในกรณีที่มีทางเลือกหลายโครงการและแต่ละโครงการมีขนาดของเงินลงทุนไม่เท่ากัน อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเพียงอย่างเดียวไม่สามารถชี้ชัดได้ว่าโครงการใดดีกว่ากัน

2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การปรับปรุงเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้า และการลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า รวมทั้งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนเชื่อมโยง ได้มีการศึกษาไว้ดังนี้

ประทีป ฟูผล (2553) ทำการศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) ให้แก่

กฟน., กฟภ. ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. มีระบบการจำหน่ายไฟแบบเรเดียล กระแสไฟจะไหลจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดในทิศทางเดียว แต่เมื่อมี VSPP ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Distributed Generator : DG) ต่อเชื่อมและจ่ายไฟฟ้าขนานเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้การไหลของกระแสไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงทั้งขนาดและทิศทาง ส่งผลกระทบด้านเทคนิคต่างๆ เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Power Loss) ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) แรงดันไฟฟ้ารวมถึงระดับกระแสลัดวงจร (Fault Level) ทำการศึกษาโดยโปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง DIgSILENT เพื่อประมวลผลกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และเปรียบเทียบผลต่างกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีที่มีการติดตั้ง DG พบว่าการที่มี DG ติดตั้งอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับกลุ่มโหลด ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้นกรณีที่ DG มีขนาดใหญ่ มีปริมาณโหลดน้อยและมีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมาก จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น ส่วนลักษณะการติดตั้งที่มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งการติดตั้ง DG พบว่า หาก DG มีขนาดเล็กถึงปานกลาง (ไม่เกิน 5 เมกะวัตต์) ระยะทางจาก DG ถึงกลุ่มโหลดไม่มากนัก (ไม่เกิน 15 กิโลเมตร) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้นระบบจำหน่ายที่มีปริมาณโหลดน้อยจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น และหาก DG มีขนาดใหญ่ขึ้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะยิ่งเพิ่มขึ้น ยกเว้นกรณีที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมาก และมีปริมาณโหลดมากค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะลดลง

R. Srinivasa et al. (2013) ทำการวิเคราะห์และศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าต่อร่วม ด้วยการกำหนดที่ตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าใหม่ โดยใช้แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส และ 69 บัส ที่มีขนาดโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าจำลอง 3 ระดับ ซึ่งจากผลการจำลองระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรมวิเคราะห์ พบว่าระบบไฟฟ้าที่กำหนดที่ตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง และมีเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

Ramakrishnan Venkatraman and Siddhartha Kumar Khaitan (2016) ศึกษาการปรับกำลังไฟฟ้าแบบรีแอกทีฟที่เหมาะสมเพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กแบบเส้นทางเดียว (Radial Distribution System) ซึ่งกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากโรงไฟฟ้าสามารถปรับปรุงเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าและลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ แต่หากปรับกำลังไฟฟ้าแบบรีแอกทีฟมากเกินไปจะส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งการศึกษาจะใช้แบบจำลอง 33 บัส แบ่งกรณีศึกษาให้โรงไฟฟ้าจ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง, ให้โรงไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงพร้อมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สำหรับลดการสูญเสียในสายจำหน่าย และให้โรงไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงพร้อมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สำหรับลดการสูญเสียทั้งระบบ ผลการวิจัยพบว่าการปรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สำหรับลดการสูญเสียในสายจำหน่ายสามารถช่วยปรับปรุงเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าได้ดีกว่า และลดหน่วยสูญเสียในสายจำหน่ายไฟฟ้าได้ดีที่สุด

M. A. Zehir et al. (2017) ทำการศึกษาการลดผลกระทบเชิงลบจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าแรงต่ำผ่านระบบการจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก (Microgrid System) ทำการวิเคราะห์โดยใช้ซอฟแวร์ PSCAD โดยเปรียบเทียบระหว่างระบบไฟฟ้าที่ไม่ใช้การจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก และระบบไฟฟ้าที่มีการจัดการด้วยระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กและระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการควบคุมกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อป้องกันการเกิดแรงดันเกินและแรงดันต่ำ ผลการวิจัยพบว่าระบบไฟฟ้าที่มีการจัดการด้วยระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กโดยควบคุมกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าสามารถป้องกันการเกิดแรงดันเกินและแรงดันต่ำในระบบไฟฟ้าได้ พร้อมทั้งช่วยลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า

Tang Y et al. (2015) ทำการประเมินระบบไฟฟ้าแรงกลาง (Medium Voltage) ภายใต้การแพร่กระจายของระบบจ่ายไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้า 12 กิโลโวลต์ 56 บัส โดยการปรับชุดควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งแบ่งการศึกษาเป็น 3 ลักษณะ คือ ปรับค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับศูนย์ (ไม่มีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ), ปรับแรงดันไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ให้เท่ากับแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด และปรับให้อินเวอร์เตอร์รับและจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อรักษาระดับแรงดันให้เป็นไปตามที่กำหนด ทำการวิเคราะห์โดยใช้ซอฟแวร์ MATLAB ผลการวิจัยพบว่าการควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้รับและจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานได้ สำหรับผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียพบว่าการควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้ปรับแรงดันไฟฟ้าตามที่กำหนดส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว และการปรับอินเวอร์เตอร์ให้มีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับศูนย์ ส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุด

K. Fekete et al. (2016) ทำการศึกษาผลกระทบของระบบจัดการพลังงานในด้านเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยระบบจัดการพลังงานประกอบไปด้วยส่วนสำคัญหลายส่วนเช่น ชุดควบคุมอุปกรณ์จ่ายพลังงาน ระบบจ่ายพลังงาน ระเก็บพลังงาน ที่จะย้ายการใช้พลังงานในช่วงที่ไฟฟ้ามีราคาแพง ไปใช้ในช่วงที่ไฟฟ้ามีราคาถูก โดยแบ่งกรณีศึกษาเป็น 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 สมมุติให้มีบ้านที่เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าติดตั้งระบบจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ 3 หลัง กรณีที่ 2 สมมุติให้มีบ้านที่ติดระบบจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์ 5 หลัง และกรณีที่ 3 สมมุติให้มีบ้านที่ติดระบบจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์ 7 หลัง ซึ่งผลการวิจัยพบว่าหากมีการใช้ระบบจัดการพลังงาน (ระบบเก็บพลังงานและชุดควบคุม) จะสามารถเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าได้ โดยลดผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าที่เกิดการลดลงอย่างฉับพลันจากกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่หายไปอย่างฉับพลันในทุกกรณีศึกษา นอกจากนี้การใช้ระบบจัดการพลังงานยังสามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าลงได้ในทุกกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี

V. Chobanov (2016) ศึกษาผลกระทบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grids) โดยใช้ระบบเก็บพลังงานขนาดต่างๆ เพื่อหาจุดติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนและหน่วยสูญเสียที่ต่ำ ใช้แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงกลาง 23 โหนด มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 2 ตำแหน่ง ทำการวิเคราะห์โดยใช้ซอฟแวร์ SPREAD ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน หน่วยสูญเสีย การซ่อมบำรุง และแรงดันไฟฟ้า ผลการวิจัยพบว่าการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้กระจายตามโหนดต่างๆ พร้อมระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ด้วยระบบบริหารจัดการที่เหมาะสม สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าลงได้

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์ และคณะ (2560) ทำการวิเคราะห์หาตำแหน่งติดตั้งแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า โดยใช้แบบจำลองวงจรมาตรฐาน 12 บัส พิกัดแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 เมกะวัตต์ ระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้า 17 กิโลเมตร กำหนดให้ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่เก็บพลังงานส่วนเกินที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตช่วงกลางวัน และนำพลังงานดังกล่าวมาใช้ในช่วงที่วงจรระบบไฟฟ้ามีโหลดสูง ติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ในตำแหน่งสถานีไฟฟ้า, โหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสูงสุด และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการวิจัยพบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้มากที่สุดถึงร้อยละ 84.48 และการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งสถานีไฟฟ้า ไม่สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์ และคณะ (2560) ทำการวิเคราะห์หาขนาดแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่าย โดยใช้วงจรจากสถานีไฟฟ้าโพธาราม วงจรที่ 7 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นำมาสร้างแบบจำลอง 12 บัส พร้อมเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่กับบัสของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดต่างๆ วิเคราะห์ด้วยซอฟแวร์ DigSILENT PowerFactory โดยกำหนดให้ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่เก็บพลังงานส่วนเกินที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตช่วงกลางวัน และนำพลังงานดังกล่าวมาใช้ในช่วงที่วงจรระบบไฟฟ้าเกิดแรงดันต่ำ ผลการวิจัยพบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่มีขนาดร้อยละ 25 ของพลังงานไฟฟ้าช่วงที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเกิดกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่ายให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานได้ และการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่มีขนาด ร้อยละ 75 ของพลังงานไฟฟ้าช่วงที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเกิดกว่าโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า เพียงพอสำหรับช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าปลายสายให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

บทที่ 3
วิธีดำเนินงานวิจัย

การลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่รับเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถใช้ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ เชื่อมโยงกับบัสของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ตำแหน่งต่างๆ เพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงกลางวัน และนำพลังงานดังกล่าวมาช่วยเสริมในช่วงเวลาที่โหลดผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูง ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นศึกษาหาตำแหน่งการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า และหาขนาดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและปรับปรุงเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด พร้อมทั้งคำนวณหาความคุ้มค่าการลงทุน โดยการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากข้อมูลจริง และสร้างแบบจำลองระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่เพื่อเชื่อมโยงกับบัสต่างๆ ตามเงื่อนไขที่กำหนด จากนั้นวิเคราะห์หาค่าหน่วยสูญเสียและค่าแรงดันไฟฟ้าด้วยซอฟแวร์วิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และนำผลลัพธ์ที่ได้มาวิเคราะห์หาขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่และตำแหน่งเชื่อมโยงระบบดังกล่าวที่เหมาะสม

3.1 ซอฟแวร์ที่ใช้ในงานวิจัย

การศึกษาวิจัยครั้งนี้ต้องการใช้ซอฟแวร์ที่มีความสามารถในการกำหนดค่าต่างๆ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และมีความยืดหยุ่นเพียงพอที่จะปรับเปลี่ยนตำแหน่งต่างๆ ของอุปกรณ์ไฟฟ้าได้

เพื่อการบรรลุวัตถุประสงค์หลักของการศึกษาวิจัยครั้งนี้ ผู้วิจัยจึงเลือกใช้ซอฟแวร์ DIgSILENT PowerFactory รุ่น 15.1.7 เนื่องจากซอฟแวร์สามารถใช้ข้อมูลจริงในการกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องได้ครบถ้วน เช่น ค่าพารามิเตอร์สายไฟฟ้า สามารถเลือกลักษณะการควบคุมแหล่งจ่ายไฟฟ้าได้ สามารถกำหนดปริมาณโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าและปริมาณกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลาได้ สามารถใช้ฟังก์ชั่น Time Sweep MW ซึ่งเป็นโปรแกรมย่อยของซอฟแวร์ (DIgSILENT Programming Language : DPL Script) สำหรับวิเคราะห์และคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า คำนวณค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยซอฟแวร์สามารถแสดงผลเป็นกราฟ และชุดข้อมูลตามช่วงเวลาได้

นอกจากนี้ผู้วิจัยเลือกใช้ซอฟแวร์ Microsoft Excel รุ่น 2013 เพื่อนำผลการวิเคราะห์จากซอฟแวร์ DigSILENT PowerFactory มาวิเคราะห์หาอัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return : IRR) และระยะเวลาการคืนทุน (payback period : PBP) ที่เหมาะสม ตามเงื่อนไขที่กำหนด

3.2 แบบจำลองการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

3.2.1 วงจรระบบไฟฟ้า

จากฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในพื้นที่การไฟฟ้าเขต 3 ภาคกลาง พบว่า ที่สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี รหัสวงจร DBA04 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าแบบเส้นทางเดียว ขนาดพิกัดแรงดันไฟฟ้าฐาน 22 กิโลโวลต์ มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 9.8 เมกะวัตต์ เชื่อมโยงและจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟภ. ปริมาณเสนอขาย 8.0 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าว เชื่อมโยงในตำแหน่งปลายสายระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 25 กิโลเมตร มีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ากระจายอยู่ทั่วทั้งวงจร โดยมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าหนาแน่นช่วงปลายสายระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงตามแผนผังวงจรจากฐานข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ถูกแปลงให้สามารถแสดงผลในซอฟแวร์ DIgSILENT PowerFactory ในภาพที่ 9 ซึ่งการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีปริมาณเสนอขายเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบไฟฟ้าสามารถรับซื้อได้นั้น จะส่งผลกระทบทำให้เกิดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าสูงขึ้น เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินค่ามาตรฐานขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายไฟฟ้าเต็มพิกัด และเกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่ามาตรฐานในขณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าสูด

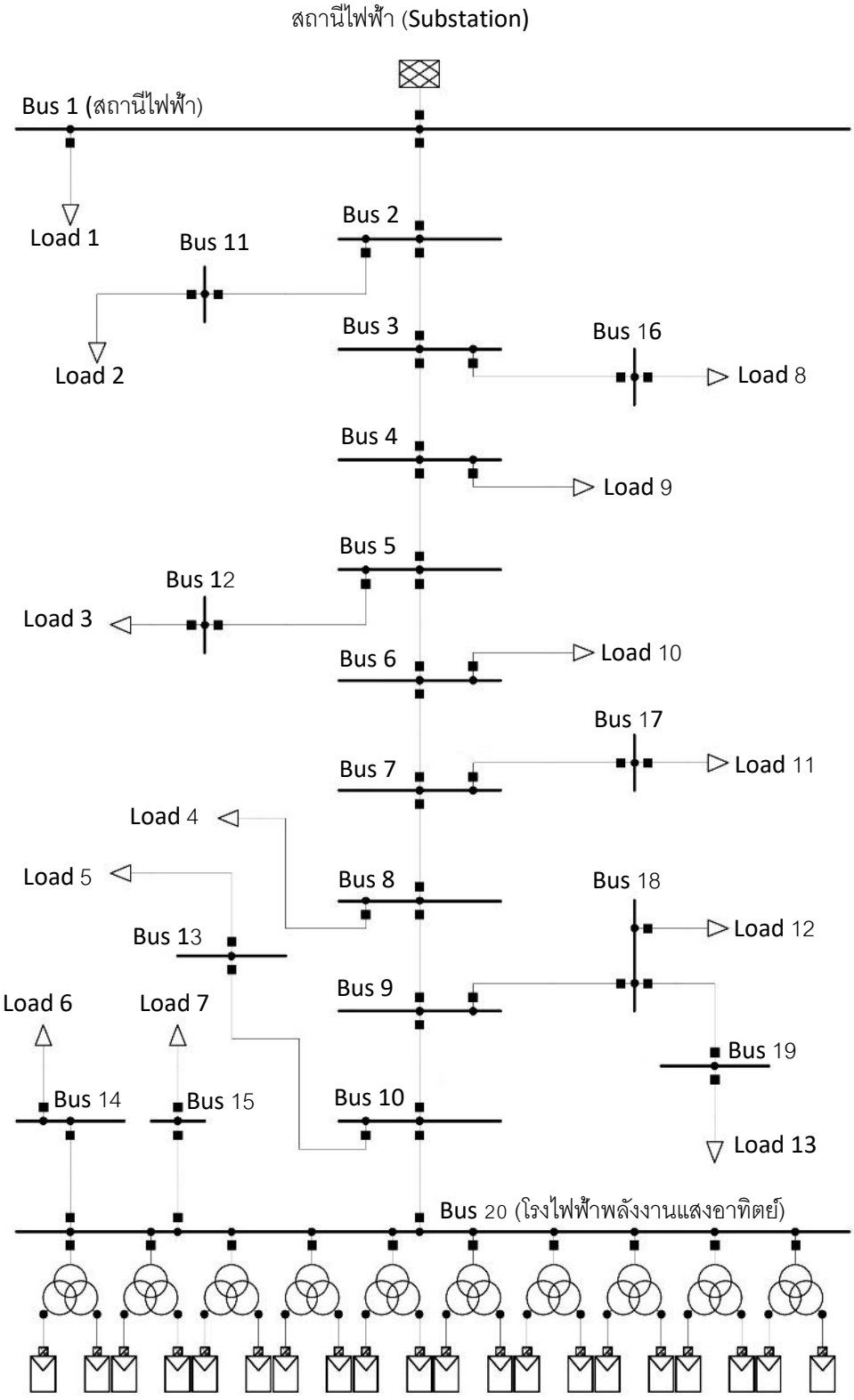
ภาพที่ 9 แผนผังวงจรแสดงการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า รหัสวงจร DBA04 สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี

สำหรับแผนผังวงจรระบบไฟฟ้าตามภาพที่ 9 สามารถนำมาวิเคราะห์เพื่อหาค่าต่างๆ ที่ต้องการได้ แต่เนื่องจากแผนผังวงจรดังกล่าวมีข้อมูลอุปกรณ์ต่าง เช่น บัส หม้อแปลง โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

ที่มากเกินความจำเป็น ทำให้การวิเคราะห์ข้อมูลซับซ้อนและใช้เวลานาน ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงนำแผนผังวงจรจากฐานข้อมูลระบบไฟฟ้าดังกล่าว มาสร้างแผนผังวงจรระบบไฟฟ้าจำลอง 20 บัส เพื่อจำลองการไหลของพลังไฟฟ้าตามกลุ่มโหลด ดังแสดงในภาพที่ 10 โดยกำหนดค่าระดับแรงดันไฟฟ้าฐาน 22 กิโลโวลต์ หรือ 1.0 เปอร์ยูนิต (P.U.) กำหนดแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้า 22.66 กิโลโวลต์ หรือ 1.03 P.U. ใช้สายไฟฟ้าขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร ทั้งวงจร โดยมีค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้าเพื่อใช้กำหนดในซอฟแวร์ DigSILENT PowerFactory เป็นไปตามตารางที่ 6 และระยะทางของสายไฟฟ้าระหว่างบัสต่างๆ ตามตารางที่ 7 เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บัส 20 มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงบัสที่ 20 รวม 25 กิโลเมตร เชื่อมโยงโหลดทั้งหมด 13 ตำแหน่ง โดยมีค่าโหลดแต่ละตำแหน่ง ซึ่งแบ่งตามร้อยละของโหลดรวมทั้งวงจรตามตารางที่ 8 โดยโหลดมีหนาแน่นช่วงปลายสายคือโหลดที่ 11, 12 และ 13 รับกำลังไฟฟ้าร้อยละ 45 ของกำลังไฟฟ้าทั้งวงจร

ตารางที่ 6 ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้าขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร

ที่	ตัวแปร	ค่าสำหรับซอฟแวร์
1	Conductor Material	Aluminum
2	Cable/OHL	Overhead Line
3	System Type	AC 3 Phase
4	Max. Operational Temperature	80 dec.C
5	Rated Voltage	22 kV
6	Rated Current	0.429 kA
7	Nominal Frequency	50 Hz
8	Parameter for 1,2 Sequence	
	- AC-Resistance R' (20 C)	0.2106598 Ohm/km
	- Reactance X'	0.2985855 Ohm/km
9	Parameter for Zero Sequence	
	- AC-Resistance R0'	0.402942 Ohm/km
	- Reactance X0'	1.857875 Ohm/km



ภาพที่ 10 แผนผังวงวงจรไฟฟ้าเพื่อจำลองการไหลของพลังไฟฟ้าตามกลุ่มโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช รหัสวงจร DBA04

ตารางที่ 7 ระยะทางของสายไฟฟ้าระหว่างบัสต่างๆ

Bus - Bus	ระยะทาง (km)
Bus 1 - Bus 2	2.5
Bus 2 - Bus 3	2.5
Bus 3 - Bus 4	2.5
Bus 4 - Bus 5	2.5
Bus 5 - Bus 6	2.5
Bus 6 - Bus 7	2.5
Bus 7 - Bus 8	2.5
Bus 8 - Bus 9	2.5
Bus 9 - Bus 10	2.5
Bus 10 - Bus 20	2.5
Bus 2 - Bus 11	2
Bus 5 - Bus 12	1.5
Bus 10 - Bus 13	2.5
Bus 20 - Bus 14	2
Bus 20 - Bus 15	2
Bus 3 - Bus 16	4
Bus 7 - Bus 17	2
Bus 9 - Bus 18	1.5
Bus 18 - Bus 19	1.5

ตารางที่ 8 ค่าร้อยละของโหลดแต่ละตำแหน่ง จากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งวงจร

Load ลำดับที่	ร้อยละจากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งวงจร
Load 1	3
Load 2	6.5
Load 3	8
Load 4	5.5
Load 5	7.5
Load 6	3.5

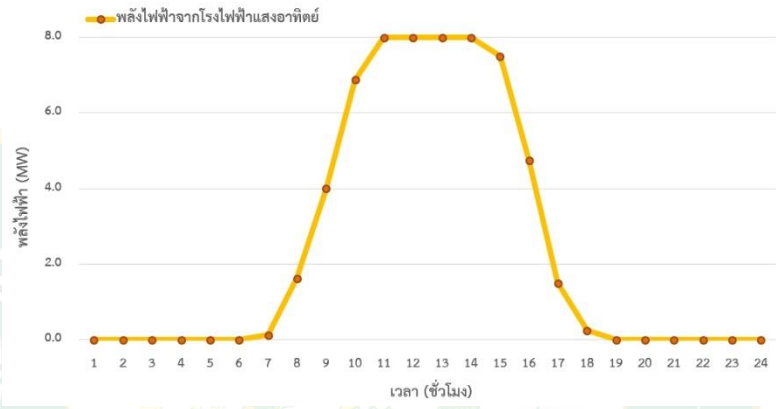
ตารางที่ 8 (ต่อ)

Load ลำดับที่	ร้อยละจากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งวงจร
Load 7	3
Load 8	7
Load 9	5.5
Load 10	5.5
Load 11	15
Load 12	20
Load 13	10

3.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้ ใช้ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด (บริษัทฯ) ที่เชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช วงจรที่ 4 (รหัสวงจร DBA04) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เข้าร่วมนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ในช่วงที่ยังไม่ได้กำหนดให้ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (install capacity) เท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าพลังไฟฟ้าเสนอขาย ดังนั้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงนโยบายนี้จะมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งสูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายพอสมควร เนื่องจากต้องการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบให้ได้ปริมาณมากที่ที่สุด ในขณะที่มีความเข้มแสงน้อย และพลังไฟฟ้าส่วนหนึ่งจะถูกแปลงเป็นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อลดระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อให้มีระดับแรงดันตามข้อกำหนด กฟภ. ซึ่งกำหนดให้ไม่เกิน 23.1 กิโลโวลต์ หรือ 1.05 P.U. โดยโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่ 9.80 เมกะวัตต์ (ใช้แผงโซลาร์เซลล์ขนาด 280 วัตต์ จำนวณ 35,000 แผง) มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายหรือปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายเข้าระบบสูงสุดที่ 8.0 เมกะวัตต์ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (สัญญาฯ) เชื่อมโยงแผงโซลาร์เซลล์ผ่านอินเวอร์เตอร์ขนาด 500 กิโลโวลต์-แอมป์แปร์ จำนวน 20 ชุด รวมกำลังผลิตของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10 เมกะโวลต์-แอมแปร์ และเชื่อมโยงอินเวอร์เตอร์ 2 ชุด ต่อหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1.25 เมกะโวลต์-แอมแปร์ 1 ลูก โดยมีหม้อแปลงไฟฟ้ารวมทั้งหมด 10 ลูก กำหนดใช้การควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบควบคุม Power Factor (PF. Control) กำหนดค่า Power Factor ควบคุมเท่ากับ 1 ในช่วงแรงดันไม่เกิน 23 กิโลโวลต์ หรือ 1.05 P.U. และควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบควบคุมแรงดัน (PV. Control) กำหนดให้รักษาระดับแรงดันคงที่ 23 กิโลโวลต์ หรือ 1.05 P.U. กรณีแรงดันเริ่มเกิน 1.05 P.U. เพื่อรับกำลังรีแอกทีฟช่วยปรับระดับแรงดัน พร้อมควบคุมกำลังไฟฟ้าเข้าระบบไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์

จากการตรวจสอบข้อมูลการจ่ายพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของ บริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด เฉลี่ยในช่วงวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 พบว่าโรงไฟฟ้าจะเริ่มผลิตพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ช่วงเวลาประมาณ 06.00 น. - 7.00 น. และมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นตามความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ โดยโรงไฟฟ้าผลิตพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 8.0 เมกะวัตต์ ณ เวลาตั้งแต่ 11.00 น. ถึง 14.00 น. หลังจากนั้นพลังไฟฟ้าจะลดลงจนถึงศูนย์ ณ เวลาประมาณ 19.00 น. โดยมีรายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงตามตารางที่ 9 และลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าแสดงตามภาพที่ 11



ภาพที่ 11 ลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าเฉลี่ยจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด ช่วงวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562

จากภาพที่ 11 จะเห็นได้ว่าลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลา 11.00 น. ถึง 14.00 น. จะจ่ายพลังไฟฟ้าเต็มปริมาณสูงสุด ซึ่งไม่เหมือนกับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ตามทฤษฎี ที่มีกำลังการผลิตสูงสุดในช่วงความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์สูงสุดช่วงเวลาประมาณ 12.00 น. ถึง 13.00 น. ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณกำลังการผลิต 9.8 เมกะวัตต์ มากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายที่ 8.0 เมกะวัตต์ ส่งผลให้ถึงแม้ว่าช่วงเวลา 11.00 น. และ 14.00 น. ความเข้มแสงอาทิตย์ยังไม่ถึงจุดสูงสุด แต่โรงไฟฟ้าก็สามารถจ่ายพลังไฟฟ้าได้เต็มตามสัญญาฯ และโรงไฟฟ้ายังคงต้องควบคุมปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบไฟฟ้าให้ไม่เกินสัญญาฯ อีกด้วย

ตารางที่ 9 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า

เวลา	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		
	พลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า	โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า	พลังไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้า
01.00 น.	0.00	3.10	3.10
02.00 น.	0.00	2.74	2.74
03.00 น.	0.00	3.10	3.10
04.00 น.	0.00	3.83	3.83
05.00 น.	0.00	4.20	4.20
06.00 น.	0.00	5.40	5.40
07.00 น.	0.13	6.45	6.32
08.00 น.	1.63	6.97	5.35
09.00 น.	4.00	6.27	2.27
10.00 น.	6.88	5.57	-1.31
11.00 น.	8.00	5.67	-2.33
12.00 น.	8.00	5.80	-2.20
13.00 น.	8.00	5.61	-2.39
14.00 น.	8.00	5.20	-2.80
15.00 น.	7.50	5.09	-2.41
16.00 น.	4.75	5.40	0.65
17.00 น.	1.50	6.10	4.60
18.00 น.	0.25	7.18	6.93
19.00 น.	0.00	7.60	7.60
20.00 น.	0.00	7.77	7.77
21.00 น.	0.00	5.75	5.75
22.00 น.	0.00	5.30	5.30
23.00 น.	0.00	4.02	4.02
24.00 น.	0.00	3.65	3.65

3.2.3 โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

โดยทั่วไปแล้ว โหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอาคารบ้านเรือน อาคารธุรกิจ รวมถึงกิจการขนาดเล็กเป็นส่วนใหญ่ ซึ่งสัดส่วนระหว่างอาคารบ้านเรือนและอาคารธุรกิจ หรือกิจการขนาดเล็กจะแตกต่างกันไปตามแต่ละวงจรไฟฟ้า สำหรับโหลดประเภทกิจการขนาดใหญ่ จะพบในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นส่วนน้อย เนื่องจากโดยทั่วไปกิจการขนาดใหญ่จะขอใช้ไฟฟ้าพิกัดแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ดังนั้นจากการวิเคราะห์ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช รหัสวงจร DBA04 ในช่วงวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 มาเฉลี่ยเพื่อใช้เป็นข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับงานวิจัยครั้งนี้ พบว่าเป็นโหลดประเภทประเภทอาคารธุรกิจและบ้านเรือน โดยมีลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นไปตามภาพที่ 12 และมีรายละเอียดโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นไปตามตารางที่ 9 ซึ่งมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงเวลา 07.00 – 9.00 น. เปรียบเทียบได้กับช่วงเวลาที่ประชาชนเริ่มตื่นนอนเพื่อเตรียมตัวออกไปทำงาน ส่วนช่วงเวลา 9.00 – 16.00 น. การใช้ไฟฟ้าจะลดลงเล็กน้อยและค่อนข้างคงที่ เปรียบเทียบได้กับเวลาทำงานของอาคารธุรกิจ และกิจการขนาดเล็ก สำหรับช่วงเวลา 16.00 – 22.00 น. การใช้ไฟฟ้าเริ่มเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วและสูงสุดที่ 7.77 เมกะวัตต์ ณ เวลา 20.00 น. เปรียบได้กับช่วงที่ประชาชนกลับจากการทำงาน มีการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าในครัวเรือนและพักผ่อน และในช่วงเวลา 22.00 – 07.00 น. การใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดที่ 2.74 เมกะวัตต์ ณ เวลา 02.00 น. เปรียบได้กับช่วงเวลาที่ประชาชนเข้านอน

ภาพที่ 12 ลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช รหัสวงจร DBA04 ช่วงวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562

3.2.4 พลังไฟฟ้าของวงจรไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า

สำหรับพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสถานีไฟฟ้า คิดจากปริมาณโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า หักออกด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แต่ยังไม่คิดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อดูปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนเกินที่จะนำมาเก็บในระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ โดยลักษณะพลังไฟฟ้าของวงจรไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าเป็นไปตามภาพที่ 13 และมีรายละเอียดค่าพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าตามตารางที่ 9

ภาพที่ 13 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า

จากภาพที่ 13 แสดงให้เห็นว่าการผลิตพลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงเวลา 10.00 น. ถึง 15.00 น. มีมากเกินกว่าความต้องการของโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้เกิดพลังไฟฟ้าไหลย้อนจากโรงไฟฟ้าในตำแหน่งปลายสายผ่านสายไฟฟ้าซึ่งมีค่าความต้านทานตามระยะทาง กลับสู่สถานีไฟฟ้า ส่งผลให้เกิดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าปริมาณสูง และเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินค่ามาตรฐาน กรณีโรงไฟฟ้าควบคุมค่า Power Factor เท่ากับ 1 ซึ่งหากโรงไฟฟ้ารับกำลังรีแอกทีฟเพื่อช่วยปรับระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน จะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าปริมาณสูงขึ้นกว่าเดิม และส่งผลให้เกิดหน่วยสูญเสียเพิ่มขึ้นอีก สำหรับช่วงเวลาที่มีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสูงสุดยังคงเป็นช่วงเวลาเดิม ซึ่งส่งผลกระทบทำให้แรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งปลายสายระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐาน แต่อย่างไรก็ตามการจัดเก็บพลังงานในช่วงที่มีพลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับสู่สถานีไฟฟ้า และนำพลังงานดังกล่าวมาชดเชยช่วงที่มีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสูงสุด จะสามารถลดหน่วยสูญเสีย และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานได้

3.2.5 ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่

การเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายพลังงานส่วนเกินเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น มีลักษณะการเก็บพลังงานในรอบวันอย่างต่อเนื่อง โดยไม่มีการรับหรือจ่ายพลังงานอย่างทันทีทันใดในช่วงเวลาสั้นๆ ดังนั้นจึงสามารถเลือกใช้แบตเตอร์รี่ที่มีการตอบสนองที่ไม่รวดเร็วได้ และตำแหน่งการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ติดตั้งในตำแหน่งที่ไม่มีมีข้อจำกัดในเรื่องขนาดพื้นที่ใช้งานมากนัก ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงใช้แบบจำลองระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่มีค่าประสิทธิภาพรวมของระบบ (n_{BESS}) เท่ากับ 95 เปอร์เซ็นต์ เลือกใช้แบตเตอร์รี่ชนิดตะกั่ว-กรด (Lead-Acid Battery) มีคุณลักษณะแบบ deep cycle มีค่าการคายประจุ (depth of discharge : DOD) ที่ 70 เปอร์เซ็นต์ ของขนาดความจุแบตเตอร์รี่ เชื่อมโยงผ่านคอนเวอร์เตอร์ และหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 5.0 เมกะโวลต์-แอมแปร์ ใช้การควบคุมแบบควบคุม Power Factor (PF. Control) กำหนดค่า Power Factor เท่ากับ 1 ทั้งการรับและจ่ายพลังไฟฟ้า

โดยสาเหตุที่เลือกใช้แบตเตอร์รี่ชนิดตะกั่ว-กรด สำหรับงานวิจัยนี้เนื่องจาก มีอัตราส่วนกำลังงานต่อน้ำหนักค่อนข้างสูง นั่นหมายถึงมีความสามารถในการจ่ายกระแสไฟกระชากที่สูง เหมาะสมสำหรับการกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และมีราคาต่อพลังงานที่ต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับแบตเตอร์รี่ชนิดลิเทียม ส่งผลให้เกิดความคุ้มค่าด้านการลงทุน อีกทั้งแบตเตอร์รี่ชนิดนี้ มีการใช้งานอย่างแพร่หลาย มีการผลิตในระดับอุตสาหกรรมที่ปริมาณขนาดความจุพลังงานสูง ส่งผลให้บำรุงรักษาง่าย ต้นทุนค่าบำรุงรักษาค่อนข้างถูก

3.3 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

สำหรับการวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อหาระยะเวลาการคืนทุน (payback period : PBP) และอัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return : IRR) จะคิดจากหน่วยสูญเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ลดลงหลังจากใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่จ่ายเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสูง โดยคิดมูลค่าของหน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้ตามอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง สำหรับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ระดับแรงดัน 11 - 33 กิโลโวลต์ ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงกำหนดสมมุติฐานสำหรับวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์ ตามตารางที่ 10

ตารางที่ 10 สมมุติฐานสำหรับวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์

ข้อ	เรื่อง	รายละเอียด
1	อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง	
	- ช่วงเวลา Peak	4.2243 บาท/kWh
	- ช่วงเวลา Off-Peak	2.3567 บาท/kWh
2	การเติบโตของราคารับซื้อไฟฟ้า	ร้อยละ 3 ต่อปี
3	ระยะเวลา Peak/Off-Peak ต่อปี	
	- ระยะเวลา Peak	261 วันต่อปี
	- ระยะเวลา Off-Peak	104 วันต่อปี
4	ช่วงเวลา Peak/Off-Peak	
	- ช่วงเวลา Peak	09.00 น. - 22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์
	- ช่วงเวลา Off-Peak	22.00 น. - 09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์ 00.00 น. - 24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติและวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)
5	ราคาระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่	5,000,000.- บาท/MWh
6	ค่าใช้จ่ายเพื่อซ่อมบำรุง	3,000,000.- บาท/MWh/ครั้ง
7	ระยะเวลาการซ่อมบำรุง	ทุก 10 ปี
8	อายุโครงการ	30 ปี
9	มูลค่าทรัพย์สินหลังสิ้นสุดโครงการ	0 บาท

3.4 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

สำหรับขั้นตอนการวิจัยเพื่อหาขนาดและตำแหน่งเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสม เป็นไปตามภาพไดอะแกรมที่ 3-06 โดยมีรายละเอียดดังนี้

นำเข้าแผนผังวงจรระบบไฟฟ้า

ในขั้นตอนนี้จะนำเข้าข้อมูลระบบไฟฟ้าจากฐานข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System : GIS) ของ กฟภ. โดยแปลงข้อมูลให้สามารถแสดงผลและใช้งานร่วมกับซอฟแวร์ DIgSILENT PowerFactory ซึ่งจะได้ข้อมูลตามภาพที่ 9 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวประกอบไปด้วยข้อมูลสถานีไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อและข้อมูลเบื้องต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ขนาดและระยะทางสายไฟฟ้า ข้อมูลโหลดสูงสุดซึ่งถูกแปลงจากขนาดหม้อแปลงแรงต่ำที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง

สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า

ในขั้นตอนนี้เป็นการนำแผนผังวงจรระบบไฟฟ้าที่ได้จากการนำเข้าข้อมูลจากระบบ GIS มาสร้างแผนผังวงจรระบบไฟฟ้าจำลองในซอฟแวร์ DIgSILENT PowerFactory เพื่อจำลองการไหลของพลังไฟฟ้าตามกลุ่มโหลด ซึ่งในงานวิจัยครั้งนี้จะสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า 20 บัส มีกลุ่มโหลดทั้งหมด 13 ตำแหน่ง เชื่อมโยงสถานีไฟฟ้ากับบัสที่ 1 และเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับบัสที่ 20 ดังแสดงในภาพที่ 10

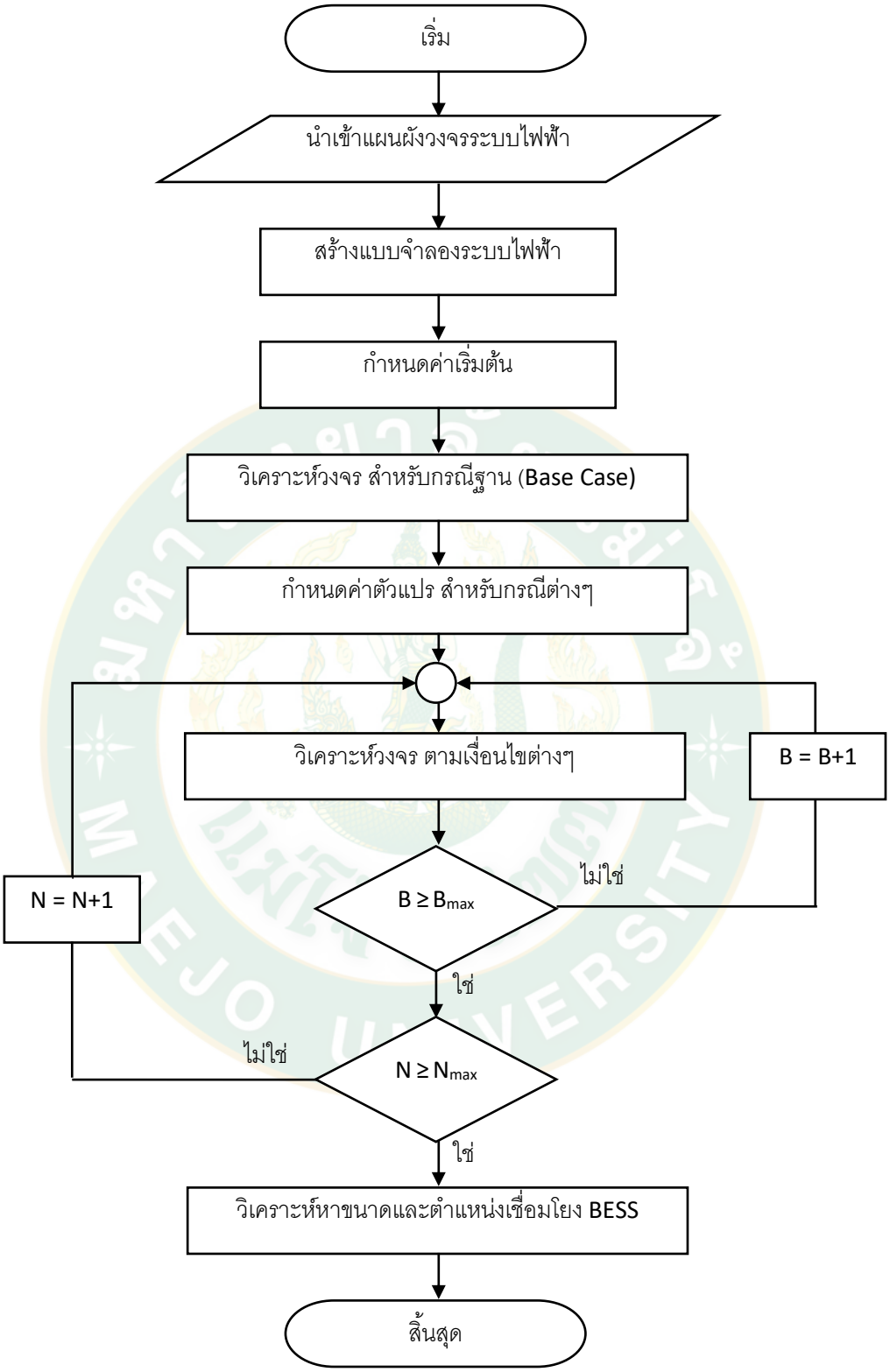
กำหนดค่าเริ่มต้น

ในขั้นตอนนี้เป็นการกำหนดค่าให้กับอุปกรณ์ต่างๆ ในแบบจำลองระบบไฟฟ้า โดยกำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ระยะทางสายไฟฟ้า ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า ค่าโหลดแต่ละตำแหน่ง ตามข้อ 3.2.1 กำหนดลักษณะการควบคุม และโปรไฟล์การจ่ายพลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามข้อ 3.2.2 กำหนดโปรไฟล์โหลดรวมทั้งวงจรเพื่อเฉลี่ยให้กำโหลดทั้ง 13 ตำแหน่ง ตามข้อ 3.2.3

วิเคราะห์วงจร สำหรับกรณีฐาน (Base Case)

ในขั้นตอนนี้จะวิเคราะห์วงจรระบบไฟฟ้าจากแบบจำลองที่สร้างขึ้นเพื่อใช้เป็นค่าตั้งต้น (กรณีฐาน) สำหรับเปรียบเทียบหน่วยสูญเสียที่ลดลง และระดับแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง เมื่อติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามกรณีต่างๆ โดยการวิเคราะห์ดังกล่าวจะใช้ฟังก์ชั่น Time Sweep MW ซึ่งเป็น DIgSILENT Programming Language (DPL Script) ในซอฟแวร์ DIgSILENT PowerFactory โดยตั้งค่าในฟังก์ชั่นดังกล่าวให้วิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นระยะเวลา 24 ชั่วโมง (01.00 น. - 24.00 น.) ให้วิเคราะห์เป็นรายชั่วโมง (Step size = 1 ชั่วโมง) โดยผลลัพธ์ที่ได้สามารถแสดงเป็นแผนภูมิค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมง ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม 24 ชั่วโมง แผนภูมิแรงดัน ณ บัสที่สนใจรายชั่วโมง และสามารถ Export ค่าดังกล่าวในรูปแบบไฟล์ Microsoft Excel ได้

ผลจากการวิเคราะห์วงจร ได้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ากรณีไม่ติดตั้งระบบเก็บพลังงานเท่ากับ 6,186.695 หน่วยต่อวัน หรือเท่ากับ 2,258,144 หน่วยต่อปี (กรณีฐาน) มีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด 20.847 กิโลโวลต์ หรือ 0.947 P.U. ณ บัสลำดับที่ 14 ณ เวลา 20.00 น. สำหรับค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะมีขนาดไม่เกิน 23.10 กิโลโวลต์ หรือไม่เกิน 1.05 P.U. เกิดที่บัส 20 หรือบัสโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากการตั้งค่าควบคุมการรับและจ่ายพลังงานกำหนดให้รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่ให้เกินค่ามาตรฐาน



ภาพที่ 14 ไดอะแกรมการวิเคราะห์หาขนาดและตำแหน่งเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่

กำหนดค่าตัวแปร สำหรับกรณีต่างๆ

ในขั้นตอนนี้เป็นการกำหนดค่าเงื่อนไข ตัวแปร และค่าโปรไฟล์การรับและจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ สำหรับกรณีศึกษาต่างๆ โดยกำหนดตัวแปรดังนี้

1) กำหนดให้ N คือลำดับบัสในวงจรไฟฟ้า โดยบัสที่เริ่มต้นคำนวณคือบัสที่ 1 (N = 1) และบัสสุดท้ายคือบัสที่ 20 (N_{max} = 20)

2) กำหนดให้ B แทนลำดับช่วงของขนาดความจุระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ กำหนดให้ B_{max} แทนลำดับช่วงของค่าความจุปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ($E_{BESS(max)}$) โดยคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า ซึ่งจากข้อ 3.2.4 จะได้ค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินเท่ากับ 20.22 เมกะวัตต์ชั่วโมง ดังนั้นในงานวิจัยนี้เลือก $E_{BESS(max)}$ สำหรับลำดับ B_{max} เท่ากับ 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง และกำหนดให้ค่าความจุปริมาณพลังงานไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ (E_{BESS}) มีค่าตั้งแต่ 10 เปอร์เซ็นต์ ถึง 100 เปอร์เซ็นต์ ของปริมาณ $E_{BESS(max)}$ โดยให้กำหนดให้มี Step Size อยู่ที่ 10 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้น B จะมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง 10 เพื่อแทนค่า E_{BESS} แต่ละลำดับช่วง หลังจากนั้นคำนวณหาค่าพารามิเตอร์สำหรับระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ตามข้อ 2.5 ซึ่งได้ค่าพารามิเตอร์ตามลำดับช่วง B ต่างๆ ตามตารางที่ 11 และนำค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวมาสร้างโปรไฟล์การรับและจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่สำหรับซอฟแวร์ DIgSILENT PowerFactory โดยมีรายละเอียดค่าการรับและจ่ายพลังงานตามลำดับช่วง B ต่างๆ เป็นไปตามตารางที่ 12 และภาพที่ 15

ตารางที่ 11 ค่าพารามิเตอร์สำหรับระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามลำดับช่วง B ต่างๆ

B	พลังงานไฟฟ้า (Mwh) ของ			P_{BESS}	T_{BI}	T_{BO}
ลำดับที่	E_{BESS}	E_{Bi}	E_{Bo}	(MW)		
1	2.00	1.33	1.26	0.72	11.00 น. - 16.00 น.	19.00 น. - 21.00 น.
2	4.00	2.66	2.53	1.18	11.00 น. - 16.00 น.	18.00 น. - 21.00 น.
3	6.00	3.99	3.79	1.56	11.00 น. - 16.00 น.	7.00 น. - 8.00 น. 18.00 น. - 21.00 น.
4	8.00	5.32	5.05	1.88	11.00 น. - 16.00 น.	7.00 น. - 8.00 น. 18.00 น. - 21.00 น.
5	10.00	6.65	6.32	2.16	10.00 น. - 16.00 น.	7.00 น. - 8.00 น. 18.00 น. - 22.00 น.

ตารางที่ 11 (ต่อ)

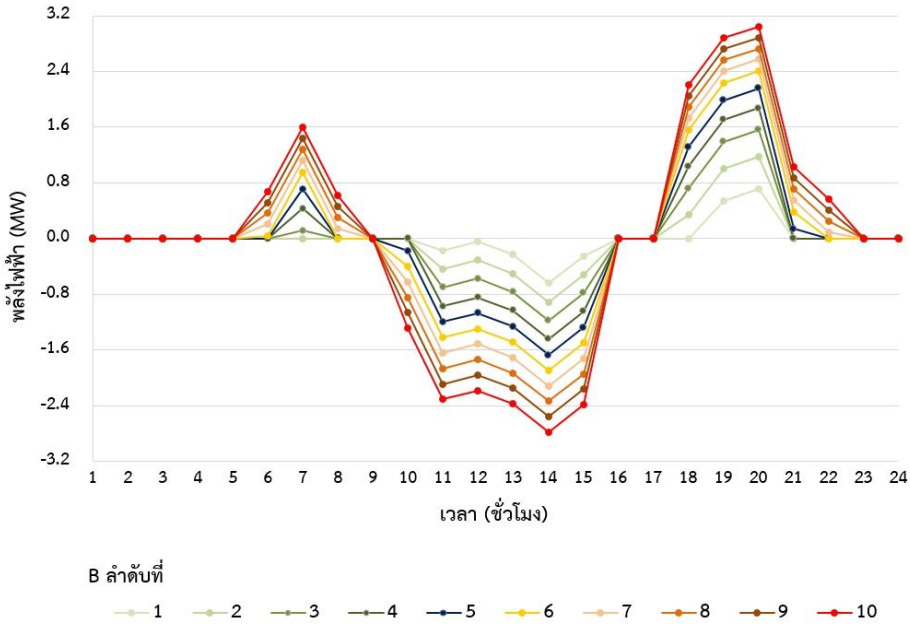
B ลำดับที่	พลังงานไฟฟ้า (Mwh) ของ			P_{BESS} (MW)	T_{BI}	T_{BO}
	E_{BESS}	E_{Bi}	E_{Bo}			
6	12.00	7.98	7.58	2.40	10.00 น. - 16.00 น.	6.00 น. - 8.00 น. 18.00 น. - 22.00 น.
7	14.00	9.31	8.84	2.57	10.00 น. - 16.00 น.	6.00 น. - 9.00 น. 18.00 น. - 23.00 น.
8	16.00	10.64	10.11	2.73	10.00 น. - 16.00 น.	6.00 น. - 9.00 น. 18.00 น. - 23.00 น.
9	18.00	11.97	11.37	2.89	10.00 น. - 16.00 น.	6.00 น. - 9.00 น. 18.00 น. - 23.00 น.
10	20.00	13.30	12.64	3.05	10.00 น. - 16.00 น.	6.00 น. - 9.00 น. 18.00 น. - 23.00 น.

ตารางที่ 12 รายละเอียดค่าการรับและจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามลำดับช่วง B ต่าง

เวลา	พลังไฟฟ้า (MW) สำหรับช่วง B ลำดับที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
01.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
02.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
03.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
04.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
06.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.21	0.36	0.52	0.68
07.00 น.	0.00	0.00	0.11	0.43	0.71	0.96	1.13	1.28	1.44	1.60
08.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.31	0.47	0.62
09.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.18	-0.40	-0.62	-0.84	-1.06	-1.29
11.00 น.	-0.17	-0.43	-0.70	-0.97	-1.20	-1.42	-1.64	-1.86	-2.08	-2.31

ตารางที่ 12 (ต่อ)

เวลา	พลังไฟฟ้า (MW) สำหรับช่วง B ลำดับที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12.00 น.	-0.04	-0.31	-0.57	-0.84	-1.07	-1.29	-1.51	-1.74	-1.96	-2.18
13.00 น.	-0.23	-0.50	-0.76	-1.03	-1.26	-1.48	-1.70	-1.93	-2.15	-2.37
14.00 น.	-0.64	-0.91	-1.17	-1.44	-1.67	-1.89	-2.11	-2.33	-2.56	-2.78
15.00 น.	-0.25	-0.51	-0.78	-1.04	-1.27	-1.50	-1.72	-1.94	-2.16	-2.38
16.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18.00 น.	0.00	0.34	0.72	1.04	1.32	1.56	1.73	1.89	2.05	2.21
19.00 น.	0.55	1.01	1.39	1.71	1.99	2.23	2.40	2.56	2.72	2.88
20.00 น.	0.72	1.18	1.56	1.88	2.16	2.40	2.57	2.73	2.89	3.05
21.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.38	0.55	0.71	0.87	1.03
22.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.26	0.41	0.57
23.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24.00 น.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



ภาพที่ 15 โปรไฟล์การรับและจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามลำดับ N แต่ละช่วง

เปรียบเทียบค่าตัวแปร B

ตรวจสอบค่าตัวแปร B ว่ามากกว่าหรือเท่ากับค่า B_{max} หรือไม่ หากไม่ใช่ ให้เพิ่มค่า N อีก 1 หากใช่ ให้ไปลำดับถัดไป

เปรียบเทียบค่าตัวแปร N

ตรวจสอบค่าตัวแปร N ว่ามากกว่าหรือเท่ากับค่า N_{max} หรือไม่ หากไม่ใช่ ให้เพิ่มค่า N อีก 1 หากใช่ ให้ไปลำดับถัดไป

วิเคราะห์หาขนาดและตำแหน่งเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่

จากการรวบรวมผลลัพธ์ของกรณีต่างๆ สามารถวิเคราะห์เพื่อหา

1) ขนาดและตำแหน่งบัสเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่สามารถลดหน่วยสูญเสียได้มากมาที่สุด

2) ขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่น้อยที่สุดและตำแหน่งบัสเชื่อมโยงที่ทำให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

3) ขนาดและตำแหน่งบัสเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ส่งผลให้ระยะเวลาการคืนทุน และอัตราผลตอบแทนภายในดีที่สุด

จากผลลัพธ์ข้อ 1) - 3) ข้างต้น สามารถวิเคราะห์เพื่อหาขนาดและตำแหน่งบัสเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 4
ผลการวิจัยและการอภิปรายผล

การเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ด้วยขนาดและตำแหน่งบัสต่างๆ จะส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสต่างๆ และมีการเปลี่ยนแปลงของหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า โดยหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่สามารถลดลงได้ เปรียบเสมือนการลดใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงดังกล่าว สามารถนำไปคำนวณความคุ้มค่าการลงทุน ได้แก่ อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return : IRR) และระยะเวลาการคืนทุน (payback period : PBP) โดยมีผลการวิจัยพร้อมรายละเอียด ดังนี้

4.1 แรงดันไฟฟ้า

ผลการวิจัยถูกแสดงให้เห็นถึงรายละเอียดค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามเงื่อนไขที่กำหนดที่ตำแหน่งบัสต่างๆ โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 13 และภาพที่ 16 และมีรายละเอียดบัสที่เกิดแรงดันต่ำสุดเป็นไปตามตารางที่ 14

ตารางที่ 13 รายละเอียดค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS	**ค่าแรงดันไฟฟ้า (kV) และ (ค่าแรงดันไฟฟ้า (P.U.))**									
บัส (N)	**สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
1	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)	20.85 (0.948)
2	20.87 (0.949)	20.89 (0.950)	20.90 (0.950)	20.92 (0.951)	20.93 (0.951)	20.94 (0.952)	20.94 (0.952)	20.95 (0.952)	20.95 (0.952)	20.96 (0.953)
3	20.90 (0.950)	20.94 (0.952)	20.97 (0.953)	20.99 (0.954)	21.01 (0.955)	21.03 (0.956)	21.04 (0.956)	21.05 (0.957)	21.07 (0.958)	21.08 (0.958)
4	20.94 (0.952)	20.99 (0.954)	21.04 (0.956)	21.08 (0.958)	21.11 (0.960)	21.14 (0.961)	21.16 (0.962)	21.18 (0.963)	21.20 (0.964)	21.22 (0.964)
5	20.97 (0.953)	21.05 (0.957)	21.11 (0.960)	21.17 (0.962)	21.21 (0.964)	21.25 (0.966)	21.28 (0.967)	21.31 (0.968)	21.33 (0.970)	21.36 (0.971)

ตารางที่ 13 (ต่อ)

เชื่อมโยง BESS บัส (N) ลำดับที่	ค่าแรงดันไฟฟ้า (kV) และ (ค่าแรงดันไฟฟ้า (P.U.)) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	21.01	21.11	21.19	21.26	21.32	21.37	21.40	21.44	21.47	21.50
	(0.955)	(0.959)	(0.963)	(0.966)	(0.969)	(0.971)	(0.973)	(0.974)	(0.976)	(0.977)
7	21.04	21.17	21.27	21.35	21.43	21.49	21.53	21.57	21.61	21.65
	(0.957)	(0.962)	(0.967)	(0.971)	(0.974)	(0.977)	(0.979)	(0.980)	(0.982)	(0.984)
8	21.08	21.22	21.34	21.43	21.51	21.58	21.63	21.68	21.72	21.77
	(0.958)	(0.965)	(0.970)	(0.974)	(0.978)	(0.981)	(0.983)	(0.985)	(0.987)	(0.989)
9	21.11	21.27	21.40	21.51	21.60	21.68	21.74	21.79	21.84	21.88
	(0.959)	(0.967)	(0.973)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.990)	(0.993)	(0.995)
10	21.12	21.29	21.42	21.52	21.62	21.69	21.75	21.80	21.85	21.89
	(0.960)	(0.968)	(0.974)	(0.978)	(0.983)	(0.986)	(0.989)	(0.991)	(0.993)	(0.995)
11	20.87	20.89	20.90	20.92	20.93	20.94	20.94	20.95	20.95	20.96
	(0.949)	(0.950)	(0.950)	(0.951)	(0.951)	(0.952)	(0.952)	(0.952)	(0.952)	(0.953)
12	20.97	21.05	21.11	21.17	21.21	21.25	21.28	21.31	21.33	21.36
	(0.953)	(0.957)	(0.960)	(0.962)	(0.964)	(0.966)	(0.967)	(0.968)	(0.970)	(0.971)
13	21.12	21.29	21.42	21.52	21.61	21.69	21.74	21.79	21.84	21.89
	(0.960)	(0.968)	(0.974)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.991)	(0.993)	(0.995)
14	21.12	21.29	21.42	21.52	21.61	21.68	21.74	21.78	21.83	21.88
	(0.960)	(0.968)	(0.973)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.990)	(0.992)	(0.994)
15	21.12	21.29	21.42	21.52	21.61	21.68	21.74	21.78	21.83	21.88
	(0.960)	(0.968)	(0.973)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.990)	(0.992)	(0.994)
16	20.90	20.94	20.97	20.99	21.01	21.03	21.04	21.05	21.06	21.07
	(0.950)	(0.952)	(0.953)	(0.954)	(0.955)	(0.956)	(0.956)	(0.957)	(0.957)	(0.958)
17	21.05	21.17	21.27	21.35	21.43	21.49	21.53	21.57	21.61	21.65
	(0.957)	(0.962)	(0.967)	(0.971)	(0.974)	(0.977)	(0.979)	(0.980)	(0.982)	(0.984)
18	21.11	21.28	21.41	21.51	21.60	21.68	21.74	21.79	21.84	21.89
	(0.960)	(0.967)	(0.973)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.990)	(0.993)	(0.995)

ตารางที่ 13 (ต่อ)

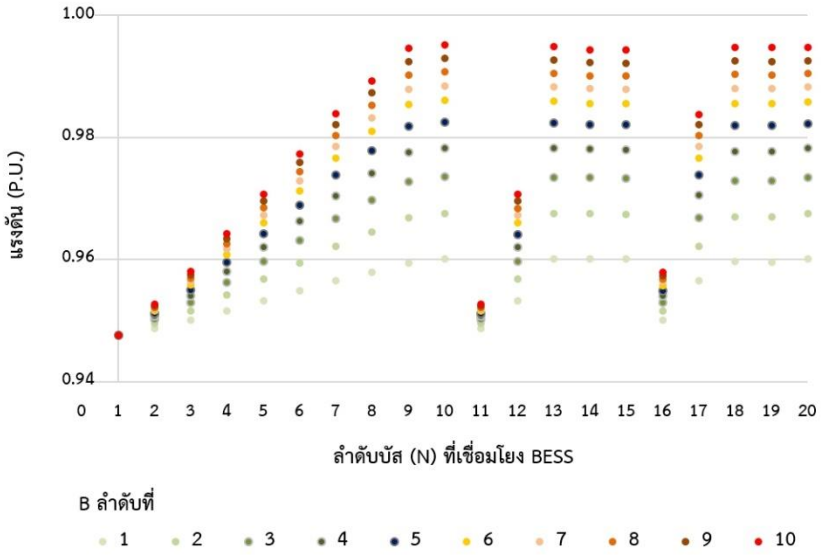
เชื่อมโยง BESS	**ค่าแรงดันไฟฟ้า (kV) และ (ค่าแรงดันไฟฟ้า (P.U.))**									
บัส (N)	**สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
19	21.11	21.27	21.41	21.51	21.60	21.68	21.74	21.79	21.84	21.88
	(0.960)	(0.967)	(0.973)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.990)	(0.993)	(0.995)
20	21.12	21.29	21.42	21.52	21.61	21.69	21.74	21.79	21.84	21.89
	(0.960)	(0.968)	(0.974)	(0.978)	(0.982)	(0.986)	(0.988)	(0.991)	(0.993)	(0.995)

ตารางที่ 14 รายละเอียดบัสที่เกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS	**บัสที่เกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
บัส (N) ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
1	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
3	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
4	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
5	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
6	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
7	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
8	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
9	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
10	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
11	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
13	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
14	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
16	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
17	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
18	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14

ตารางที่ 14 (ต่อ)

เชื่อมโยง BESS	บัสที่เกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
บัส (N) ลำดับที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19



ภาพที่ 16 ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

จากรายละเอียดผลการวิจัยตามตารางที่ 13 - 14 และภาพที่ 16 พบว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ทุกขนาดตำแหน่งบัสที่ 1 ไม่สามารถช่วยให้เสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้นได้ โดยระดับแรงดันไฟฟ้าทุกบัสยังคงสภาพเดิมเช่นเดียวกับการไม่เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ยังคงเกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดขนาด 20.85 กิโลโวลต์ หรือ 0.948 เปอร์ยูนิต ที่ตำแหน่งบัส 14 ทั้งนี้เนื่องจากจ่ายพลังงานของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ยังคงจ่าย ณ ตำแหน่งเดียวกับสถานีไฟฟ้า ซึ่งเปรียบเสมือนว่าสถานีไฟฟ้าเป็นผู้จ่ายพลังงาน

สำหรับการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 10, 13, 18 และ 20 ด้วยขนาด 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง สามารถเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้สูงขึ้นได้มากที่สุด โดยมีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำที่สุดอยู่ที่ 21.89 กิโลโวลต์ หรือ 0.995 เปอร์ยูนิต ที่ตำแหน่งบัส 14 และ 19 ทั้งนี้การเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่บัสดังกล่าว แต่ลดขนาดของระบบเก็บพลังงานลง ก็ยังสามารถช่วยเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าได้ดีกว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ณ ตำแหน่งบัสอื่นๆ

สำหรับการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 9, 14, 15 และ 19 ด้วยขนาด 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง สามารถช่วยเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นเป็นลำดับรองลงมา ซึ่งมีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดอยู่ที่ 21.88 กิโลโวลต์ หรือ 0.994 เปอร์ยูนิต ซึ่งแทบไม่แตกต่างจากการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานที่ตำแหน่งบัส 10, 13, 18 และ 20 แต่การเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 2, 3, 4, 5, 11, 12 และ 16 สามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ไม่มาก

4.2 หน่วยสูญเสีย

4.2.1 หน่วยสูญเสียรายวัน

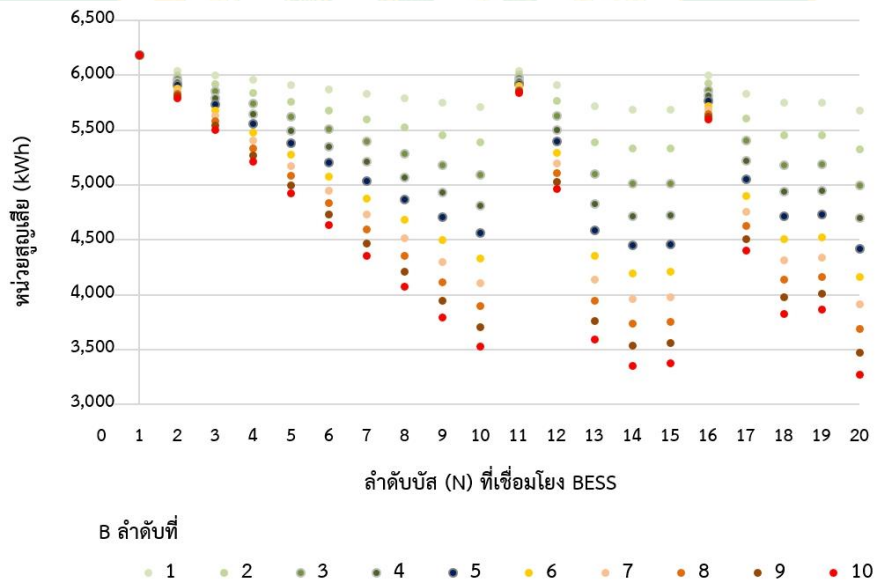
ผลการวิจัยถูกแสดงให้เห็นถึงรายละเอียดค่าหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายวันเมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามเงื่อนไขที่กำหนดที่ตำแหน่งบัสต่างๆ โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 15 และภาพที่ 17

ตารางที่ 15 รายละเอียดค่าหน่วยสูญเสียรายวันเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS	**ค่าหน่วยสูญเสีย (kWh/วัน) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
บัส (N) ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
1	6,187	6,187	6,187	6,187	6,187	6,187	6,187	6,187	6,187	6,187
2	6,043	6,006	5,971	5,937	5,910	5,883	5,859	5,836	5,815	5,795
3	6,001	5,925	5,856	5,793	5,735	5,681	5,632	5,586	5,544	5,505
4	5,958	5,845	5,742	5,647	5,560	5,479	5,405	5,336	5,273	5,215
5	5,916	5,764	5,627	5,501	5,385	5,278	5,179	5,087	5,003	4,926
6	5,873	5,684	5,513	5,356	5,211	5,078	4,955	4,841	4,735	4,639
7	5,831	5,605	5,400	5,212	5,040	4,880	4,732	4,595	4,468	4,353
8	5,791	5,529	5,292	5,074	4,875	4,690	4,517	4,357	4,209	4,074
9	5,751	5,455	5,186	4,938	4,712	4,501	4,304	4,120	3,950	3,795
10	5,717	5,390	5,092	4,818	4,566	4,331	4,109	3,902	3,710	3,534

ตารางที่ 15 (ต่อ)

เชื่อมโยง BESS	ค่าหน่วยสูญเสีย (kWh/วัน) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
บัส (N) ลำดับที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	6,044	6,009	5,977	5,950	5,926	5,904	5,885	5,868	5,854	5,842
12	5,916	5,766	5,631	5,509	5,397	5,294	5,200	5,113	5,034	4,964
13	5,718	5,393	5,100	4,832	4,586	4,358	4,144	3,945	3,763	3,598
14	5,686	5,333	5,013	4,720	4,450	4,199	3,962	3,741	3,538	3,353
15	5,687	5,335	5,017	4,726	4,458	4,211	3,977	3,759	3,560	3,379
16	6,003	5,931	5,869	5,815	5,766	5,724	5,686	5,653	5,625	5,602
17	5,831	5,607	5,405	5,221	5,054	4,900	4,758	4,628	4,509	4,403
18	5,750	5,453	5,186	4,942	4,719	4,512	4,319	4,140	3,977	3,828
19	5,750	5,456	5,191	4,950	4,730	4,529	4,340	4,166	4,009	3,867
20	5,685	5,328	5,003	4,702	4,425	4,165	3,919	3,688	3,474	3,276



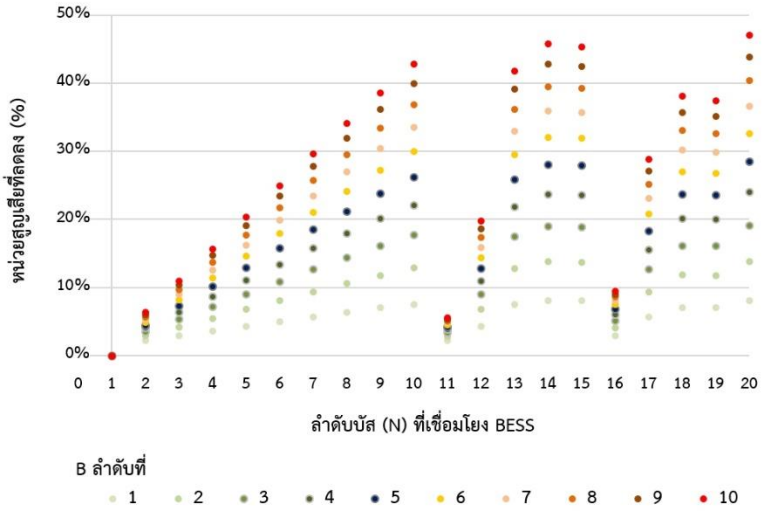
ภาพที่ 17 ค่าหน่วยสูญรายวันเสียเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

4.2.2 หน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้

ผลการวิจัยถูกแสดงให้เห็นถึงรายละเอียดร้อยละหน่วยสูญเสียที่สามารถลดลงได้ เมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามเงื่อนไขที่กำหนดที่ตำแหน่งบัสต่างๆ โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 16 และภาพที่ 17

ตารางที่ 16 รายละเอียดหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS บัส (N) ลำดับที่	ร้อยละของหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีฐาน (%) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	2.32	2.93	3.48	4.04	4.47	4.90	5.30	5.67	6.02	6.33
3	3.00	4.22	5.34	6.36	7.30	8.17	8.97	9.71	10.40	11.02
4	3.69	5.52	7.19	8.72	10.13	11.43	12.63	13.74	14.77	15.71
5	4.38	6.83	9.05	11.09	12.96	14.70	16.29	17.77	19.13	20.38
6	5.07	8.12	10.89	13.43	15.76	17.92	19.91	21.76	23.46	25.01
7	5.75	9.40	12.72	15.75	18.54	21.12	23.51	25.73	27.77	29.64
8	6.40	10.63	14.46	17.98	21.21	24.20	26.99	29.58	31.97	34.15
9	7.04	11.83	16.18	20.18	23.84	27.24	30.44	33.41	36.15	38.66
10	7.59	12.88	17.69	22.12	26.20	30.00	33.58	36.93	40.03	42.88
11	2.30	2.88	3.38	3.82	4.22	4.57	4.88	5.15	5.38	5.57
12	4.37	6.79	8.98	10.96	12.77	14.43	15.95	17.35	18.63	19.77
13	7.58	12.82	17.56	21.90	25.88	29.55	33.02	36.23	39.18	41.85
14	8.09	13.80	18.97	23.71	28.08	32.12	35.96	39.53	42.81	45.80
15	8.08	13.77	18.91	23.62	27.93	31.93	35.72	39.24	42.46	45.38
16	2.98	4.13	5.13	6.01	6.80	7.48	8.10	8.63	9.08	9.45
17	5.75	9.38	12.64	15.60	18.31	20.79	23.09	25.20	27.12	28.84
18	7.07	11.85	16.18	20.12	23.73	27.06	30.19	33.08	35.72	38.12
19	7.05	11.82	16.10	19.99	23.54	26.80	29.85	32.66	35.21	37.50
20	8.11	13.88	19.14	24.00	28.48	32.67	36.65	40.38	43.85	47.05



ภาพที่ 18 หน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

จากรายละเอียดผลการวิจัยตามตารางที่ 15 - 16 และภาพที่ 17 - 18 พบว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ทุกขนาดตำแหน่งบัสที่ 1 ไม่สามารถช่วยลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ายังคงเท่ากับกรณีฐาน คือมีค่าประมาณ 6,187 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน ทั้งนี้เนื่องจากการเก็บพลังงานส่วนเกินจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น พลังงานที่ผ่านสายไฟฟ้าสู่ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ยังคงมีระยะทางเท่ากับพลังงานที่ผ่านสายไฟฟ้าสู่สถานีไฟฟ้า และการจ่ายพลังงานคืนให้โหลดผู้ใช้ไฟฟ้าก็ยังคงมีระยะทางเช่นเดียวกับการจ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า

สำหรับการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 20 ด้วยขนาด 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด โดยหน่วยสูญเสียมีค่าประมาณ 3,276 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน ลดลงจากกรณีฐานร้อยละ 47.05 และยังพบว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาดอื่นๆ ที่ตำแหน่งบัส 20 ก็สามารถลดหน่วยสูญเสียได้มากที่สุดเมื่อเทียบกับการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาดเท่าๆ กัน ที่ตำแหน่งบัสอื่นๆ

สำหรับระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้มากกว่าร้อยละ 40 มีการเชื่อมโยงตำแหน่งบัสและขนาดดังนี้ ตำแหน่งบัสที่ 10 ขนาด 18 และ 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง, ตำแหน่งบัส 13 ขนาด 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง, ตำแหน่งบัส 14 ขนาด และ 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง, ตำแหน่งบัส 15 ขนาด 18 และ 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง และตำแหน่งบัส 20 ขนาด 16, 18 และ 20 เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งจากผลการวิจัยพบว่าตำแหน่งบัสที่เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่สามารถลดหน่วยสูญเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพคือบัสของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

และบัสในบริเวณโดยรอบ แต่การเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่ง 2, 3, 4, 5, 11, 12 และ 16 ทุกขนาด สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้น้อยกว่าร้อยละ 25 ซึ่งพบว่าบัสดังกล่าวอยู่ในตำแหน่งใกล้กับสถานีไฟฟ้า

4.3 ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์

4.3.1 มูลค่าของหน่วยสูญเสีย

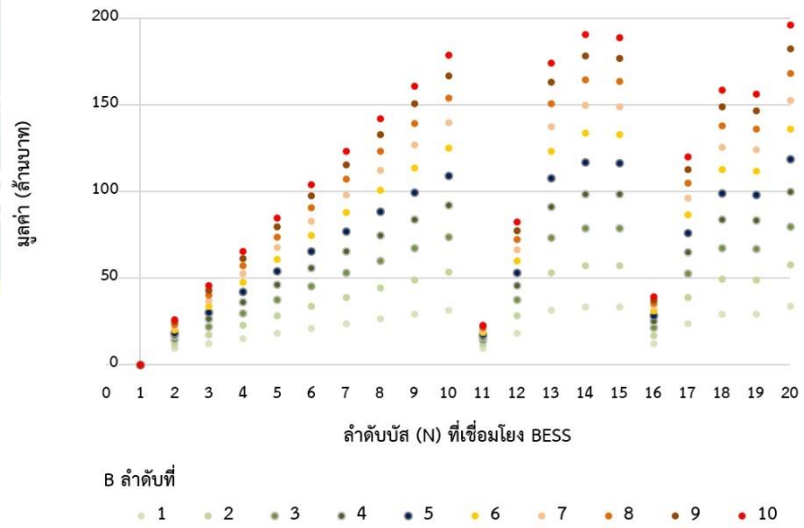
ผลการวิจัยถูกแสดงให้เห็นถึงรายละเอียดมูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลงได้ ตลอดอายุโครงการ เมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามเงื่อนไขที่กำหนดที่ตำแหน่งบัสต่างๆ โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 17 และภาพที่ 19

ตารางที่ 17 รายละเอียดมูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS	**มูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลงตลอดอายุโครงการ (ล้านบาท)**									
บัส (N)	**สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	9.66	12.20	14.52	16.86	18.62	20.43	22.10	23.64	25.08	26.40
3	12.51	17.60	22.25	26.51	30.44	34.07	37.39	40.48	43.34	45.96
4	15.38	23.03	29.99	36.37	42.25	47.67	52.66	57.30	61.57	65.48
5	18.27	28.47	37.75	46.23	54.04	61.27	67.91	74.07	79.77	84.96
6	21.13	33.85	45.41	55.99	65.72	74.70	83.01	90.71	97.80	104.28
7	23.97	39.21	53.03	65.67	77.30	88.03	98.00	107.26	115.78	123.56
8	26.68	44.31	60.30	74.96	88.42	100.87	112.51	123.32	133.27	142.38
9	29.35	49.33	67.47	84.11	99.40	113.58	126.89	139.28	150.71	161.18
10	31.63	53.69	73.74	92.21	109.22	125.05	140.00	153.96	166.89	178.77
11	9.60	12.00	14.10	15.94	17.58	19.03	20.33	21.46	22.41	23.20
12	18.23	28.32	37.43	45.69	53.24	60.16	66.51	72.34	77.65	82.41

ตารางที่ 17 (ต่อ)

เชื่อมโยง BESS บัส (N) ลำดับที่	มูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลง (ล้านบาท) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	31.58	53.45	73.21	91.30	107.88	123.21	137.66	151.06	163.33	174.47
14	33.72	57.52	79.07	98.87	117.04	133.92	149.92	164.81	178.48	190.96
15	33.68	57.39	78.82	98.46	116.46	133.13	148.93	163.60	177.02	189.19
16	12.40	17.21	21.40	25.07	28.33	31.20	33.77	35.99	37.87	39.39
17	23.97	39.09	52.70	65.05	76.35	86.69	96.26	105.06	113.04	120.22
18	29.46	49.41	67.44	83.87	98.92	112.82	125.84	137.90	148.92	158.93
19	29.41	49.26	67.12	83.34	98.13	111.73	124.44	136.15	146.77	156.32
20	33.82	57.86	79.78	100.04	118.75	136.21	152.80	168.36	182.80	196.13



ภาพที่ 19 มูลค่าหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

จากรายละเอียดผลการวิจัยตามตารางที่ 17 และภาพที่ 19 โดยพิจารณาถึงการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ในขนาดความจุเดียวกัน (B เดียวกัน) พบว่าที่ตำแหน่งบัส 20 มีมูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลงมากที่สุด และบัสที่10, 13, 14, 15 มีมูลค่ารองลงมา ส่วนการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตำแหน่งบัส 2, 3, 4, 5, 11, 12, 16 มีมูลค่าของหน่วยสูญเสียที่ลดลงน้อยมาก และสำหรับการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตำแหน่งบัสที่ 1 ไม่ทำให้

เกิดมูลค่าจากหน่วยสูญเสียที่สามารถลดลงได้ เนื่องการเชื่อมโยงในตำแหน่งนี้ไม่ส่งผลให้หน่วยสูญเสียลดลง ทั้งนี้มูลค่าดังกล่าวจะนำไปคำนวณอัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาการคืนทุนต่อไป

4.3.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return : IRR)

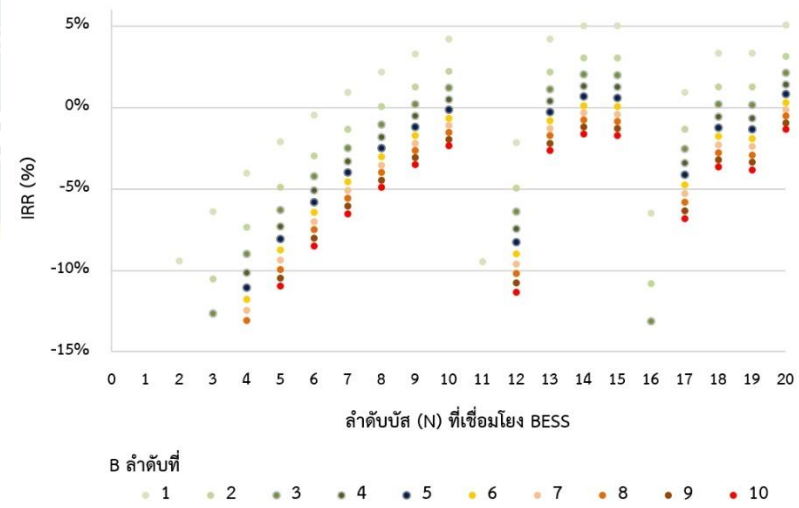
ผลการวิจัยถูกแสดงให้เห็นถึงรายละเอียดอัตราผลตอบแทนภายในตลอดอายุโครงการ เมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามเงื่อนไขที่กำหนดที่ตำแหน่งบัสต่างๆ โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 18 และภาพที่ 20

ตารางที่ 18 รายละเอียดอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS	**อัตราผลตอบแทนภายใน : IRR (%)**									
บัส (N)	**สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-9.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-6.34	-10.52	-12.62	-	-	-	-	-	-	-
4	-4.00	-7.31	-8.98	-10.12	-11.02	-11.77	-12.45	-13.06	-	-
5	-2.08	-4.87	-6.28	-7.26	-8.05	-8.72	-9.34	-9.90	-10.43	-10.95
6	-0.45	-2.93	-4.18	-5.06	-5.78	-6.40	-6.96	-7.49	-7.99	-8.47
7	0.97	-1.29	-2.45	-3.27	-3.94	-4.53	-5.06	-5.55	-6.02	-6.49
8	2.21	0.08	-1.01	-1.79	-2.44	-3.00	-3.51	-3.97	-4.43	-4.87
9	3.34	1.30	0.25	-0.51	-1.14	-1.68	-2.16	-2.61	-3.05	-3.48
10	4.25	2.28	1.26	0.53	-0.08	-0.61	-1.07	-1.50	-1.91	-2.32
11	-9.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ตารางที่ 18 (ต่อ)

เชื่อมโยง BESS บัส (N) ลำดับที่	อัตราผลตอบแทนภายใน : IRR (%) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	-2.10	-4.93	-6.38	-7.40	-8.23	-8.94	-9.59	-10.19	-10.76	-11.32
13	4.23	2.23	1.18	0.42	-0.22	-0.77	-1.26	-1.71	-2.15	-2.59
14	5.05	3.09	2.07	1.32	0.70	0.16	-0.30	-0.74	-1.16	-1.58
15	5.03	3.07	2.03	1.28	0.64	0.10	-0.38	-0.82	-1.26	-1.69
16	-6.44	-10.79	-13.11	-	-	-	-	-	-	-
17	0.97	-1.33	-2.51	-3.37	-4.08	-4.70	-5.26	-5.79	-6.30	-6.81
18	3.38	1.32	0.24	-0.54	-1.19	-1.76	-2.26	-2.73	-3.18	-3.63
19	3.36	1.28	0.19	-0.61	-1.28	-1.86	-2.38	-2.87	-3.34	-3.82
20	5.09	3.17	2.17	1.46	0.87	0.35	-0.09	-0.50	-0.90	-1.29



ภาพที่ 20 อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

จากรายละเอียดผลการวิจัยตามตารางที่ 18 และภาพที่ 20 พบว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 20 ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง ให้อัตราผลตอบแทนภายในที่ดีที่สุด มีค่า 5.09 เปอร์เซ็นต์ และอัตราผลตอบแทนภายในมีค่าลดลงเรื่อยๆ ตามขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่เพิ่มขึ้น โดยเริ่มมีค่าติดลบเมื่อระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่มีขนาด 14 เมกะวัตต์ชั่วโมง ทั้งนี้หากเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 14 และ 15 ค่า

อัตราผลตอบแทนภายในยังคงใกล้เคียงกับการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 20 แต่การเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 2, 3, 4, 5, 6, 11, 12และ 16 ทุกขนาดความจุ ส่งผลให้อัตราผลตอบแทนภายในมีค่าเป็นลบ

4.3.3 ระยะเวลาการคืนทุน (payback period : PBP)

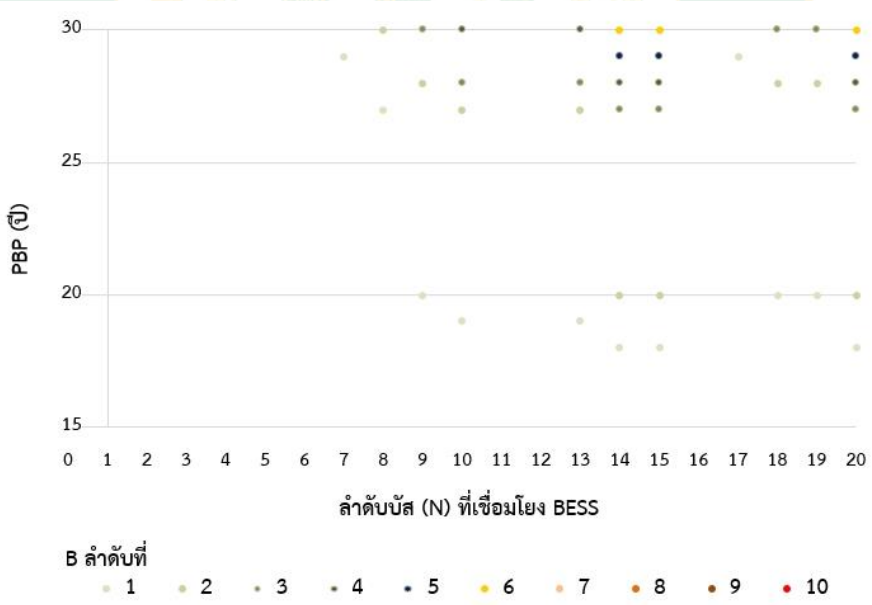
ผลการวิจัยถูกแสดงให้เห็นถึงรายละเอียดระยะเวลาการคืนทุนของโครงการ เมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตามเงื่อนไขที่กำหนดที่ตำแหน่งบัสต่างๆ โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 19 และภาพที่ 21

ตารางที่ 19 รายละเอียดระยะเวลาการคืนทุน (PBP) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

เชื่อมโยง BESS	**ระยะเวลาการคืนทุน : PBP (ปี)**									
บัส (N)	**สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่**									
ลำดับที่	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	27	30	-	-	-	-	-	-	-	-
9	20	28	30	-	-	-	-	-	-	-
10	19	27	28	30	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ตารางที่ 19 (ต่อ)

เชื่อมโยง BESS บัส (N) ลำดับที่	ระยะเวลาการคืนทุน : PBP (ปี) สำหรับขนาด BESS ตามลำดับช่วง (B) ที่									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	19	27	28	30	-	-	-	-	-	-
14	18	20	27	28	29	30	-	-	-	-
15	18	20	27	28	29	30	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	20	28	30	-	-	-	-	-	-	-
19	20	28	30	-	-	-	-	-	-	-
20	18	20	27	28	29	30	-	-	-	-



ภาพที่ 21 ระยะเวลาการคืนทุน (PBP) เมื่อเชื่อมโยง BESS ตามเงื่อนไขต่างๆ

จากรายละเอียดผลการวิจัยตามตารางที่ 19 และภาพที่ 21 พบว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ตำแหน่งบัส 14, 15 และ 20 ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง มีระยะเวลาการคืนทุนที่ดีที่สุดคือ 18 ปี และมีระยะเวลาการคืนทุนเพิ่มขึ้นเมื่อขนาดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่เพิ่มสูงขึ้น โดยหากระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่มีขนาดเกิน 12 เมกะวัตต์ชั่วโมง จะ

ส่งผลให้โครงการไม่เกิดการคืนทุน ทั้งนี้พบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่บัส 1 , 2, 3, 4, 5, 6, 11, 12 และ 16 ทุกขนาดความจุ ส่งผลให้โครงการไม่เกิดการคืนทุนด้วยเช่นกัน

บทที่ 5
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์การลดการสูญเสียในระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมด้วยวิธีเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอร์รี่ ได้นำเสนอวิธีการหาตำแหน่งเชื่อมโยงและขนาดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ ที่เหมาะสมที่สุด เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า พร้อมทั้งเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าให้ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งคำนวณหาความคุ้มค่าการลงทุนซึ่งประกอบไปด้วยอัตราผลตอบแทนภายในและระยะเวลาการคืนทุน เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจเลือกตำแหน่งเชื่อมโยงและขนาดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ โดยผลการวิจัยสามารถสรุปได้ ดังนี้

จากผลการวิจัยพบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง เชื่อมโยงกับตำแหน่งบัสที่ 3 - 10 และ 12 - 20 เพียงพอต่อการปรับปรุงเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่บัสที่ 10, 13, 14, 15, 18, 19 และ 20 สามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าได้ดีที่สุดในกลุ่ม และจากการเปรียบเทียบหน่วยสูญเสียที่ลดลงต่อขนาดของระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ พบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง มีอัตราส่วนการลดหน่วยสูญเสียต่อขนาดดีที่สุด โดยการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง กับตำแหน่งบัสที่ 20 สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้ดีที่สุดในกลุ่ม และตำแหน่งบัสที่ 14, 15 สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกับบัสที่ 20 สำหรับผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง เชื่อมโยงกับตำแหน่งบัสที่ 20 ให้ค่าอัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุด และตำแหน่งบัสที่ 14, 15 ให้ค่าอัตราผลตอบแทนภายในรองลงมา ส่วนระยะเวลาการคืนทุนเมื่อเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาด 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง ที่ตำแหน่งบัส 14, 15 และ 20 คือ 18 ปี เท่ากัน

ดังนั้นจึงพบว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ดีที่สุด คือติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ขนาดเท่ากับ 2 เมกะวัตต์ชั่วโมง (B = 1) เชื่อมโยงตำแหน่งบัสลำดับที่ 20 (N = 20) ซึ่งสามารถปรับปรุงแรงดันในวงจรไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน (มากกว่า 20.90 กิโลโวลต์ หรือ 0.95 เปอร์ยูนิต) สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าลงได้ 8.1 เปอร์เซ็นต์ มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ 5.1 เปอร์เซ็นต์ และมีความคุ้มค่าการลงทุนอยู่ที่ 18 ปี อย่างไรก็ตามการเพิ่มขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ สามารถทำให้เสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น มีหน่วยสูญเสียใน

ระบบไฟฟ้าที่ลดลง แต่ระยะเวลาการคืนทุนจะเพิ่มขึ้น ซึ่งจากผลการวิจัยพบว่าการเพิ่มขนาดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ที่ยังให้ความคุ้มค่าการลงทุน สามารถเพิ่มได้ถึงขนาด 12 เมกะวัตต์ชั่วโมง (B = 6) และหากไม่สามารถติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตำแหน่งบัสที่ 20 ก็ยังสามารถติดตั้งในตำแหน่งบัส 10, 13, 14 และ 15 ซึ่งยังคงให้ความคุ้มค่าการลงทุน สามารถเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้า และลดหน่วยสูญเสียลงได้

ถึงแม้ว่าการติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตำแหน่งสถานีไฟฟ้า (N = 1) ไม่สามารถเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้า ไม่สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และไม่มีความคุ้มค่าการลงทุน แต่การติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ตำแหน่งสถานีไฟฟ้า ณ ตำแหน่งนี้อาจส่งผลดีต่อวงจรระบบจำหน่ายไฟฟ้าข้างเคียงในสถานีไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ ซึ่งการเก็บพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าจะช่วยลดพลังงานไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าระบบส่งไฟฟ้า และอาจเป็นหนึ่งในส่วนประกอบของระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ได้

ทั้งนี้จากผลการวิจัยดังกล่าว ผู้วิจัยได้ศึกษาวิจัยเพิ่มเติม สำหรับกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตลดลง 20% และ 40% อันเนื่องมาจากเหตุผลด้านสภาพอากาศ ฤดูอุณหภูมิ ซึ่งส่งผลให้ความเข้มแสงมีค่าลดลง เพื่อเปรียบเทียบกับกรณีฐาน โดยลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าเป็นไปตามภาพผนวกที่ 3-6 และตารางผนวกที่ 2-3 อีกทั้งผู้วิจัยได้ศึกษาวิจัยเพิ่มเติมสำหรับกรณีที่โหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น 20% และลดลง 20% จากกรณีฐาน ซึ่งลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าเป็นไปตามภาพผนวกที่ 7-10 และตารางผนวกที่ 4-5 โดยผลการวิจัยสามารถสรุปได้ดังนี้

1) กรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตลดลง 20%

การติดตั้งระบบเก็บพลังงานที่ดีที่สุดคือ ติดตั้งระบบเก็บพลังงานขนาด 0.87 MWh (B = 1) เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานตำแหน่งบัสที่ 20 (N = 20) ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง 4.9% มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ 6.6% และมีความคุ้มค่าการลงทุนอยู่ที่ 16 ปี

2) กรณีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตลดลง 40%

การติดตั้งระบบเก็บพลังงานที่ดีที่สุดคือ ติดตั้งระบบเก็บพลังงานขนาด 0.18 MWh (B = 4) เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานตำแหน่งบัสที่ 20 (N = 20) ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง 2.7% มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ 19.9% และมีความคุ้มค่าการลงทุนอยู่ที่ 6 ปี

3) กรณีที่โหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น 20%

การติดตั้งระบบเก็บพลังงานที่ดีที่สุดคือ ติดตั้งระบบเก็บพลังงานขนาด 3.43 MWh (B = 5) เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานตำแหน่งบัสที่ 20 (N = 20) ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง 11.4% มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ 4.0% และมีความคุ้มค่าการลงทุนอยู่ที่ 19 ปี

4) กรณีที่โหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าลดลง 20%

การติดตั้งระบบเก็บพลังงานที่ดีที่สุดคือ ติดตั้งระบบเก็บพลังงานขนาด 2.05 MWh (B = 1) เชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานตำแหน่งบัสที่ 20 (N = 20) ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง 8.3% มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ 2.0% และมีความคุ้มค่าการลงทุนอยู่ที่ 27 ปี

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานที่ดีที่สุดคือเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานตำแหน่งบัสที่ 20 โดยขนาดของระบบเก็บพลังงานจะขึ้นอยู่กับปริมาณพลังไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้า ซึ่งหากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตลดลง จะส่งผลให้ปริมาณพลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับสถานีไฟฟ้ามีค่าลดลง ทำให้ระบบเก็บพลังงานมีขนาดลดลงตามไปด้วย ซึ่งหากระบบเก็บพลังงานมีขนาดน้อยลงจะส่งผลให้ค่า IRR มีค่าสูงขึ้น สำหรับการเปลี่ยนแปลงของโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า หากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นจะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายมีค่าต่ำลง ทำให้ต้องใช้ระบบเก็บพลังงานที่มีขนาดสูงขึ้น แต่อย่างไรก็ตามการติดตั้งระบบเก็บพลังงานเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานยังคงทำให้โครงการมีให้ความคุ้มการการลงทุน ในทางตรงกันข้ามหากโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าลดลง อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้งระบบเก็บพลังงานเพิ่มเติมเนื่อง จากค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน แต่การติดตั้งระบบเก็บพลังงานสามารถช่วยสนับสนุนให้โรงไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟลดลง ซึ่งทำให้หน่วยสูญเสียลดลงถึง 8.3%

5.2 ข้อเสนอแนะ

สำหรับงานวิจัยนี้มุ่งเน้นศึกษาการปรับปรุงเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้า การลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า ด้วยระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่ชนิดตะกั่ว-กรด ซึ่งการวางแผนเลือกใช้ระบบเก็บพลังงานให้คุ้มค่าควรคำนึงถึงการใช้ประโยชน์ในด้านอื่นๆ ด้วย เช่น การลดผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม การสำรองพลังงานกรณีฉุกเฉิน การลดผลกระทบ Duck Curve และควรเปรียบเทียบตัวเลือกแบตเตอร์รี่ชนิดอื่นๆ หรือระบบเก็บพลังงานชนิดอื่นๆ เช่น แบตเตอร์รี่ตระกูลลิเธียมที่สามารถคายประจุได้มากกว่าร้อยละ 90 ของขนาดความจุ และมีราคาลดลงอย่างต่อเนื่อง ซึ่ง จะส่งผลต่อมูลค่าการลงทุนและมูลค่าการบำรุงรักษา อีกทั้งการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ควรศึกษาผลกระทบของมูลค่าของที่ดิน กรณีติดตั้งระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่

ในตำแหน่งชุมชน และผลกระทบของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้กรณีมีการกู้เงินเพื่อลงทุนด้วย รวมทั้งการศึกษากรณีมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดต่างๆ ซึ่งอาจมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมโยงในหลายๆ ตำแหน่งด้วย ซึ่งส่งผลให้การเลือกใช้แบตเตอร์รี่มีความหลากหลายมากขึ้น

บรรณานุกรม

กระทรวงพลังงาน. (2558). **แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015)**. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb/aedp (15 ธันวาคม 2562)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2559). **ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559**, **ข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559**, **ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2559.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา https://www.pea.co.th/เกี่ยวกับเรา/การดำเนินการตามนโยบายรัฐบาล/โครงการเชื่อมโยงโครงการต่างๆ-กับระบบงาน-กฟภ-VSPP/PID/1070/evl/0/CategoryID/42/CategoryName/ระเบียบอื่นๆที่เกี่ยวข้อง (15 ธันวาคม 2562)

ประทีป ฟูผล. (2553). **การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.** ปริญญานิพนธ์ วศ.ม.(การจัดการทางวิศวกรรม). บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ.

มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ. (2561). **รายงานผลการดำเนินงาน (งวดที่ 3) โครงการศึกษาความเหมาะสมและแนะแนวทางในการส่งเสริมอุตสาหกรรมสำรองไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ (Grid Energy Storage).** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา https://tdri.or.th/wp-content/uploads/2018/06/Grid-Energy-storage.pdf (18 ธันวาคม 2562)

เยาวลักษณ์ สิทธิ์ขุนทด. (2560). **การทดสอบการอัดและคายประจุของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด เพื่อประเมินสมรรถนะของแบตเตอรี่.** รายงานการปฏิบัติงานสหกิจศึกษา. ภาควิชาไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสยาม.

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์, ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารี และเสริมสุข บัวเจริญ. (2560a). **การวิเคราะห์หาขนาดแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่าย.** งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560. 47-53.

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์, ต้องพงศ์ ศรีบุญ, ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล, กมล จิรเสรีอมรกุล และวันจักรี เล่นวารี. (2560b). **การวิเคราะห์หาตำแหน่งติดตั้งแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า.** งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560. 70-76.

ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2562). **สถานการณ์พลังงานปี2561 และแนวโน้มปี 2562.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.eppo.go.th/ mages/Energy-Statistics/energyinformation/Forecast/Shortterm Forecast/2018-12_energy forecast.pdf (15 ธันวาคม 2562)

สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช (2558). **การวิเคราะห์โครงการ.** [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา https://www.stou.ac.th/stouonline/LOM/data/sec/Lom14/home.html (18 ธันวาคม 2562)

K. Fekete, Z. Klaic, D. Sljivac. (2016). Influence of load management in distribution network on voltages and active power losses: Case Study. I**EEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC),** 1-6.

Ramakrishnan Venkatraman and Siddhartha Kumar Khaitan. (2016). Optimal reactive power allocation to minimize line and DG losses in a radial distribution system. **IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM),** 1-5.

R. Srinivasa Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. V. L. Narasimham. (2013). Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. **IEEE Trans. Power Syst,** vol. 1, 317-325.

Tang Y, Burgos R, Li C, Boroyevich D. (2015). Assessment of Medium Voltage Distribution Feeders under High Penetration of PV Generation. **IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL),** 1-6.

V. Chobanov. (2016). The impact of PV orientation in smart grids. **IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC),** 1055-1059.

Zehir M A, Batman A, Sonmez M A, Font A, Tsiamitros D, Stimoniaris d, Zacharaki B, Orth C, Bagriyanik M, Ozdemir A, Dialynas E. (2017). Mitigation of Negative Impacts of Distributed Generation on LV Distribution Networks through Microgrid Management Systems. **IEEE Manchester PowerTech,** 27(1), 1-6.

ภาคผนวก

ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค วงจรที่ 4 ระหว่างวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 มีรายละเอียดเป็นไปตามภาพผนวกที่ 1

DBA@04

date--time	MW
18-02-62 1:00	2.54
18-02-62 2:00	2.18
18-02-62 3:00	2.65
18-02-62 4:00	3.58
18-02-62 5:00	3.87
18-02-62 6:00	5.30
18-02-62 7:00	5.97
18-02-62 8:00	6.18
18-02-62 9:00	5.81
18-02-62 10:00	4.93
18-02-62 11:00	5.02
18-02-62 12:00	5.10
18-02-62 13:00	4.82
18-02-62 14:00	4.48
18-02-62 15:00	4.12
18-02-62 16:00	4.80
18-02-62 17:00	5.77
18-02-62 18:00	6.81
18-02-62 19:00	6.79
18-02-62 20:00	7.10
18-02-62 21:00	5.93
18-02-62 22:00	4.90
18-02-62 23:00	3.61
18-02-62 24:00	3.33
19-02-62 1:00	2.78
19-02-62 2:00	2.64
19-02-62 3:00	2.47
19-02-62 4:00	3.22
19-02-62 5:00	4.11
19-02-62 6:00	5.13
19-02-62 7:00	6.24
19-02-62 8:00	6.74
19-02-62 9:00	5.75
19-02-62 10:00	5.01
19-02-62 11:00	5.10
19-02-62 12:00	5.28
19-02-62 13:00	4.91
19-02-62 14:00	4.99
19-02-62 15:00	4.02
19-02-62 16:00	5.11
19-02-62 17:00	5.67
19-02-62 18:00	6.99
19-02-62 19:00	7.32
19-02-62 20:00	6.93
19-02-62 21:00	5.55
19-02-62 22:00	5.22
19-02-62 23:00	3.70
19-02-62 24:00	3.14
20-02-62 1:00	2.98
20-02-62 2:00	2.72
20-02-62 3:00	3.21
20-02-62 4:00	4.26
20-02-62 5:00	4.15
20-02-62 6:00	5.72
20-02-62 7:00	6.10
20-02-62 8:00	6.87
20-02-62 9:00	5.93
20-02-62 10:00	5.15
20-02-62 11:00	5.28
20-02-62 12:00	6.11
20-02-62 13:00	5.32
20-02-62 14:00	5.01
20-02-62 15:00	4.88
20-02-62 16:00	5.32
20-02-62 17:00	5.91
20-02-62 18:00	7.19
20-02-62 19:00	7.87
20-02-62 20:00	8.32
20-02-62 21:00	5.71
20-02-62 22:00	5.23
20-02-62 23:00	3.93
20-02-62 24:00	3.85
21-02-62 1:00	3.14
21-02-62 2:00	2.84
21-02-62 3:00	3.11
21-02-62 4:00	3.33
21-02-62 5:00	4.10
21-02-62 6:00	5.38
21-02-62 7:00	6.33
21-02-62 8:00	7.03
21-02-62 9:00	6.28
21-02-62 10:00	5.32
21-02-62 11:00	6.07

ภาพผนวกที่ 1 ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า วันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562

21-02-62	12:00 ...	5.55
21-02-62	13:00 ...	6.10
21-02-62	14:00 ...	5.06
21-02-62	15:00 ...	5.85
21-02-62	16:00 ...	5.73
21-02-62	17:00 ...	5.26
21-02-62	18:00 ...	7.18
21-02-62	19:00 ...	7.76
21-02-62	20:00 ...	8.20
21-02-62	21:00 ...	5.07
21-02-62	22:00 ...	5.21
21-02-62	23:00 ...	3.59
21-02-62	24:00 ...	3.75
22-02-62	1:00 ...	3.20
22-02-62	2:00 ...	2.81
22-02-62	3:00 ...	3.42
22-02-62	4:00 ...	3.95
22-02-62	5:00 ...	4.37
22-02-62	6:00 ...	5.21
22-02-62	7:00 ...	6.72
22-02-62	8:00 ...	7.32
22-02-62	9:00 ...	6.16
22-02-62	10:00 ...	4.87
22-02-62	11:00 ...	5.05
22-02-62	12:00 ...	6.40
22-02-62	13:00 ...	5.87
22-02-62	14:00 ...	4.67
22-02-62	15:00 ...	5.63
22-02-62	16:00 ...	5.62
22-02-62	17:00 ...	6.66
22-02-62	18:00 ...	7.38
22-02-62	19:00 ...	8.11
22-02-62	20:00 ...	8.18
22-02-62	21:00 ...	6.12
22-02-62	22:00 ...	5.80
22-02-62	23:00 ...	4.73
22-02-62	24:00 ...	4.03
23-02-62	1:00 ...	3.62
23-02-62	2:00 ...	3.05
23-02-62	3:00 ...	3.08
23-02-62	4:00 ...	4.12
23-02-62	5:00 ...	4.27
23-02-62	6:00 ...	5.76
23-02-62	7:00 ...	6.76
23-02-62	8:00 ...	7.00
23-02-62	9:00 ...	7.12
23-02-62	10:00 ...	6.65
23-02-62	11:00 ...	6.78
23-02-62	12:00 ...	6.18
23-02-62	13:00 ...	6.08
23-02-62	14:00 ...	5.93
23-02-62	15:00 ...	5.71
23-02-62	16:00 ...	5.64
23-02-62	17:00 ...	6.82
23-02-62	18:00 ...	7.32
23-02-62	19:00 ...	7.91
23-02-62	20:00 ...	8.01
23-02-62	21:00 ...	5.78
23-02-62	22:00 ...	5.41
23-02-62	23:00 ...	4.23
23-02-62	24:00 ...	3.89
24-02-62	1:00 ...	3.47
24-02-62	2:00 ...	2.93
24-02-62	3:00 ...	3.79
24-02-62	4:00 ...	4.38
24-02-62	5:00 ...	4.53
24-02-62	6:00 ...	5.32
24-02-62	7:00 ...	7.02
24-02-62	8:00 ...	7.66
24-02-62	9:00 ...	6.87
24-02-62	10:00 ...	7.03
24-02-62	11:00 ...	6.39
24-02-62	12:00 ...	5.95
24-02-62	13:00 ...	6.15
24-02-62	14:00 ...	6.24
24-02-62	15:00 ...	5.44
24-02-62	16:00 ...	5.60
24-02-62	17:00 ...	6.61
24-02-62	18:00 ...	7.40
24-02-62	19:00 ...	7.45
24-02-62	20:00 ...	7.65
24-02-62	21:00 ...	6.10
24-02-62	22:00 ...	5.30
24-02-62	23:00 ...	4.33
24-02-62	24:00 ...	3.57

ภาพผนวกที่ 1 (ต่อ)

ข้อมูลปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ข้อมูลปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัท สยามโซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ 1 จำกัด ที่เชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค วงจรที่ 1 ระหว่างวันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562 มีรายละเอียดเป็นไปตามภาพผนวกที่ 2

SSE1@DBA4

date--time	MW
18-02-62 1:00	0.00
18-02-62 2:00	0.00
18-02-62 3:00	0.00
18-02-62 4:00	0.00
18-02-62 5:00	0.00
18-02-62 6:00	0.00
18-02-62 7:00	0.21
18-02-62 8:00	1.87
18-02-62 9:00	3.81
18-02-62 10:00	6.67
18-02-62 11:00	8.00
18-02-62 12:00	8.00
18-02-62 13:00	8.00
18-02-62 14:00	8.00
18-02-62 15:00	7.76
18-02-62 16:00	4.80
18-02-62 17:00	1.81
18-02-62 18:00	0.09
18-02-62 19:00	0.00
18-02-62 20:00	0.00
18-02-62 21:00	0.00
18-02-62 22:00	0.00
18-02-62 23:00	0.00
18-02-62 24:00	0.00
19-02-62 1:00	0.00
19-02-62 2:00	0.00
19-02-62 3:00	0.00
19-02-62 4:00	0.00
19-02-62 5:00	0.00
19-02-62 6:00	0.00
19-02-62 7:00	0.15
19-02-62 8:00	1.73
19-02-62 9:00	4.44
19-02-62 10:00	6.95
19-02-62 11:00	8.00
19-02-62 12:00	8.00
19-02-62 13:00	8.00
19-02-62 14:00	7.97
19-02-62 15:00	7.44
19-02-62 16:00	4.42
19-02-62 17:00	1.48
19-02-62 18:00	0.28
19-02-62 19:00	0.00
19-02-62 20:00	0.00
19-02-62 21:00	0.00
19-02-62 22:00	0.00
19-02-62 23:00	0.00
19-02-62 24:00	0.00
20-02-62 1:00	0.00
20-02-62 2:00	0.00
20-02-62 3:00	0.00
20-02-62 4:00	0.00
20-02-62 5:00	0.00
20-02-62 6:00	0.00
20-02-62 7:00	0.08
20-02-62 8:00	1.18
20-02-62 9:00	3.05
20-02-62 10:00	6.55
20-02-62 11:00	7.98
20-02-62 12:00	8.00
20-02-62 13:00	8.00
20-02-62 14:00	8.00
20-02-62 15:00	7.81
20-02-62 16:00	4.65
20-02-62 17:00	1.55
20-02-62 18:00	0.25
20-02-62 19:00	0.00
20-02-62 20:00	0.00
20-02-62 21:00	0.00
20-02-62 22:00	0.00
20-02-62 23:00	0.00
20-02-62 24:00	0.00
21-02-62 1:00	0.00
21-02-62 2:00	0.00
21-02-62 3:00	0.00
21-02-62 4:00	0.00
21-02-62 5:00	0.00
21-02-62 6:00	0.00
21-02-62 7:00	0.13
21-02-62 8:00	1.44
21-02-62 9:00	4.65
21-02-62 10:00	7.02
21-02-62 11:00	8.00

ภาพผนวกที่ 2 ข้อมูลปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า วันที่ 18 - 24 กุมภาพันธ์ 2562

21-02-62	12:00 ...	8.00
21-02-62	13:00 ...	8.00
21-02-62	14:00 ...	8.00
21-02-62	15:00 ...	7.35
21-02-62	16:00 ...	4.91
21-02-62	17:00 ...	1.33
21-02-62	18:00 ...	0.26
21-02-62	19:00 ...	0.00
21-02-62	20:00 ...	0.00
21-02-62	21:00 ...	0.00
21-02-62	22:00 ...	0.00
21-02-62	23:00 ...	0.00
21-02-62	24:00 ...	0.00
22-02-62	1:00 ...	0.00
22-02-62	2:00 ...	0.00
22-02-62	3:00 ...	0.00
22-02-62	4:00 ...	0.00
22-02-62	5:00 ...	0.00
22-02-62	6:00 ...	0.00
22-02-62	7:00 ...	0.05
22-02-62	8:00 ...	1.58
22-02-62	9:00 ...	4.25
22-02-62	10:00 ...	7.11
22-02-62	11:00 ...	8.00
22-02-62	12:00 ...	8.00
22-02-62	13:00 ...	8.00
22-02-62	14:00 ...	8.00
22-02-62	15:00 ...	7.84
22-02-62	16:00 ...	5.06
22-02-62	17:00 ...	1.44
22-02-62	18:00 ...	0.31
22-02-62	19:00 ...	0.00
22-02-62	20:00 ...	0.00
22-02-62	21:00 ...	0.00
22-02-62	22:00 ...	0.00
22-02-62	23:00 ...	0.00
22-02-62	24:00 ...	0.00
23-02-62	1:00 ...	0.00
23-02-62	2:00 ...	0.00
23-02-62	3:00 ...	0.00
23-02-62	4:00 ...	0.00
23-02-62	5:00 ...	0.00
23-02-62	6:00 ...	0.00

23-02-62	7:00 ...	0.10
23-02-62	8:00 ...	1.81
23-02-62	9:00 ...	3.87
23-02-62	10:00 ...	6.92
23-02-62	11:00 ...	7.99
23-02-62	12:00 ...	8.00
23-02-62	13:00 ...	8.00
23-02-62	14:00 ...	8.00
23-02-62	15:00 ...	7.18
23-02-62	16:00 ...	4.48
23-02-62	17:00 ...	1.37
23-02-62	18:00 ...	0.24
23-02-62	19:00 ...	0.00
23-02-62	20:00 ...	0.00
23-02-62	21:00 ...	0.00
23-02-62	22:00 ...	0.00
23-02-62	23:00 ...	0.00
23-02-62	24:00 ...	0.00
24-02-62	1:00 ...	0.00
24-02-62	2:00 ...	0.00
24-02-62	3:00 ...	0.00
24-02-62	4:00 ...	0.00
24-02-62	5:00 ...	0.00
24-02-62	6:00 ...	0.00
24-02-62	7:00 ...	0.15
24-02-62	8:00 ...	1.76
24-02-62	9:00 ...	3.93
24-02-62	10:00 ...	6.90
24-02-62	11:00 ...	8.00
24-02-62	12:00 ...	8.00
24-02-62	13:00 ...	8.00
24-02-62	14:00 ...	8.00
24-02-62	15:00 ...	7.12
24-02-62	16:00 ...	4.93
24-02-62	17:00 ...	1.52
24-02-62	18:00 ...	0.32
24-02-62	19:00 ...	0.00
24-02-62	20:00 ...	0.00
24-02-62	21:00 ...	0.00
24-02-62	22:00 ...	0.00
24-02-62	23:00 ...	0.00
24-02-62	24:00 ...	0.00

ภาพผนวกที่ 2 (ต่อ)

ผลของค่าแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส กรณีติดตั้งอุปกรณ์เก็บพลังงานตามเงื่อนไขต่างๆ

ข้อมูลแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 1 ถึงบัสที่ 20 กรณีเชื่อมโยงอุปกรณ์เก็บพลังงานตามเงื่อนไข N (ตำแหน่งบัส) และ B (ขนาดอุปกรณ์เก็บพลังงานด้วยแบตเตอร์รี่) ค่าต่างๆ มีรายละเอียดเป็นไปตามตารางผนวกที่ 1

ตารางผนวกที่ 1 ค่าแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส กรณีติดตั้งอุปกรณ์เก็บพลังงานตามเงื่อนไข N และ B

N = 1, B = 1-10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.37736	1.01715:
	bus03	Grid	22.	22.11594	1.00527
	bus04	Grid	22.	21.84251	0.99284
	bus05	Grid	22.	21.59048	0.98138
	bus06	Grid	22.	21.36669	0.97121:
	bus07	Grid	22.	21.16324	0.96196
	bus08	Grid	22.	21.02776	0.95580
	bus09	Grid	22.	20.90838	0.95038
	bus10	Grid	22.	20.87162	0.94871
	bus11	Grid	22.	22.36792	1.01672
	bus12	Grid	22.	21.58142	0.98097
	bus13	Grid	22.	20.85701	0.94804
	bus14	Grid	22.	20.84671	0.94757
	bus15	Grid	22.	20.84677	0.94758
	bus16	Grid	22.	22.09549	1.00434
	bus17	Grid	22.	21.14006	0.96091
	bus18	Grid	22.	20.87314	0.94877
	bus19	Grid	22.	20.86141	0.94824
	bus20	Grid	22.	20.8548	0.94794

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 2, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40184	1.01826
	bus03	Grid	22.	22.14082	1.00640
	bus04	Grid	22.	21.8678	0.99399
	bus05	Grid	22.	21.61613	0.98255
	bus06	Grid	22.	21.39266	0.97239
	bus07	Grid	22.	21.1895	0.96315
	bus08	Grid	22.	21.0542	0.95700
	bus09	Grid	22.	20.93499	0.95159
	bus10	Grid	22.	20.89827	0.94992
	bus11	Grid	22.	22.39242	1.01783
	bus12	Grid	22.	21.60708	0.98213
	bus13	Grid	22.	20.88368	0.94925
	bus14	Grid	22.	20.87341	0.94879
	bus15	Grid	22.	20.87347	0.94879
	bus16	Grid	22.	22.12039	1.00547
	bus17	Grid	22.	21.16635	0.96210
	bus18	Grid	22.	20.89979	0.94999
	bus19	Grid	22.	20.88807	0.94945
	bus20	Grid	22.	20.88148	0.94915

N = 2, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41759	1.01898
	bus03	Grid	22.	22.15681	1.00712
	bus04	Grid	22.	21.88406	0.99472
	bus05	Grid	22.	21.63262	0.98330
	bus06	Grid	22.	21.40936	0.97315
	bus07	Grid	22.	21.20638	0.96392
	bus08	Grid	22.	21.0712	0.95778
	bus09	Grid	22.	20.95209	0.95236
	bus10	Grid	22.	20.91541	0.95070
	bus11	Grid	22.	22.40817	1.01855
	bus12	Grid	22.	21.62358	0.98288
	bus13	Grid	22.	20.90084	0.95003
	bus14	Grid	22.	20.89057	0.94957
	bus15	Grid	22.	20.89063	0.94957
	bus16	Grid	22.	22.13641	1.0062
	bus17	Grid	22.	21.18325	0.96287
	bus18	Grid	22.	20.91693	0.95076
	bus19	Grid	22.	20.90522	0.95023
	bus20	Grid	22.	20.89863	0.94993

N = 2, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43061	1.01957
	bus03	Grid	22.	22.17004	1.00772
	bus04	Grid	22.	21.8975	0.99534
	bus05	Grid	22.	21.64626	0.98392
	bus06	Grid	22.	21.42317	0.97378
	bus07	Grid	22.	21.22033	0.96456
	bus08	Grid	22.	21.08525	0.95842
	bus09	Grid	22.	20.96623	0.95301
	bus10	Grid	22.	20.92958	0.95134
	bus11	Grid	22.	22.4212	1.01914
	bus12	Grid	22.	21.63722	0.98351
	bus13	Grid	22.	20.91501	0.95068
	bus14	Grid	22.	20.90475	0.95021
	bus15	Grid	22.	20.90481	0.95021
	bus16	Grid	22.	22.14964	1.00680
	bus17	Grid	22.	21.19722	0.96350
	bus18	Grid	22.	20.93109	0.95141
	bus19	Grid	22.	20.91939	0.95088
	bus20	Grid	22.	20.91281	0.95058

N = 2, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44133	1.02006
	bus03	Grid	22.	22.18093	1.00822
	bus04	Grid	22.	21.90856	0.99584
	bus05	Grid	22.	21.65748	0.98443
	bus06	Grid	22.	21.43453	0.97429
	bus07	Grid	22.	21.23182	0.96508
	bus08	Grid	22.	21.09682	0.95894
	bus09	Grid	22.	20.97788	0.95353
	bus10	Grid	22.	20.94125	0.95187
	bus11	Grid	22.	22.43192	1.01963
	bus12	Grid	22.	21.64845	0.98402
	bus13	Grid	22.	20.92669	0.95121
	bus14	Grid	22.	20.91643	0.95074
	bus15	Grid	22.	20.91649	0.95074
	bus16	Grid	22.	22.16054	1.00729
	bus17	Grid	22.	21.20872	0.96403
	bus18	Grid	22.	20.94275	0.95194
	bus19	Grid	22.	20.93106	0.95141
	bus20	Grid	22.	20.92448	0.95111

N = 2, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45085	1.02049
	bus03	Grid	22.	22.1906	1.00866
	bus04	Grid	22.	21.91839	0.99629
	bus05	Grid	22.	21.66745	0.98488
	bus06	Grid	22.	21.44462	0.97475
	bus07	Grid	22.	21.24202	0.96554
	bus08	Grid	22.	21.10709	0.95941
	bus09	Grid	22.	20.98821	0.95400
	bus10	Grid	22.	20.9516	0.95234
	bus11	Grid	22.	22.44144	1.02006
	bus12	Grid	22.	21.65842	0.98447
	bus13	Grid	22.	20.93705	0.95168
	bus14	Grid	22.	20.9268	0.95121
	bus15	Grid	22.	20.92686	0.95122
	bus16	Grid	22.	22.17022	1.00773
	bus17	Grid	22.	21.21893	0.96449
	bus18	Grid	22.	20.9531	0.95241
	bus19	Grid	22.	20.94141	0.95188
	bus20	Grid	22.	20.93485	0.95158

N = 2, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45915	1.02087
	bus03	Grid	22.	22.19903	1.00904
	bus04	Grid	22.	21.92696	0.99667
	bus05	Grid	22.	21.67614	0.98527
	bus06	Grid	22.	21.45342	0.97515
	bus07	Grid	22.	21.25092	0.96595
	bus08	Grid	22.	21.11605	0.95982
	bus09	Grid	22.	20.99722	0.95441
	bus10	Grid	22.	20.96063	0.95275
	bus11	Grid	22.	22.44974	1.02044
	bus12	Grid	22.	21.66712	0.98486
	bus13	Grid	22.	20.94609	0.95209
	bus14	Grid	22.	20.93584	0.95162
	bus15	Grid	22.	20.9359	0.95163
	bus16	Grid	22.	22.17866	1.00812
	bus17	Grid	22.	21.22783	0.96490
	bus18	Grid	22.	20.96213	0.95282
	bus19	Grid	22.	20.95045	0.95229
	bus20	Grid	22.	20.94389	0.95199

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 2, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46487	1.02113
	bus03	Grid	22.	22.20484	1.00931
	bus04	Grid	22.	21.93286	0.99694
	bus05	Grid	22.	21.68213	0.98555
	bus06	Grid	22.	21.45949	0.97543
	bus07	Grid	22.	21.25705	0.96622
	bus08	Grid	22.	21.12223	0.96010
	bus09	Grid	22.	21.00344	0.95470
	bus10	Grid	22.	20.96686	0.95303
	bus11	Grid	22.	22.45547	1.02070
	bus12	Grid	22.	21.67311	0.98514
	bus13	Grid	22.	20.95231	0.95237
	bus14	Grid	22.	20.94208	0.95191
	bus15	Grid	22.	20.94214	0.95191
	bus16	Grid	22.	22.18448	1.00838
	bus17	Grid	22.	21.23397	0.96518
	bus18	Grid	22.	20.96836	0.95310
	bus19	Grid	22.	20.95667	0.95257
	bus20	Grid	22.	20.95012	0.95227

N = 2, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4702	1.02137
	bus03	Grid	22.	22.21026	1.00955
	bus04	Grid	22.	21.93836	0.99719
	bus05	Grid	22.	21.68771	0.98580
	bus06	Grid	22.	21.46514	0.97568
	bus07	Grid	22.	21.26276	0.96648
	bus08	Grid	22.	21.12798	0.96036
	bus09	Grid	22.	21.00922	0.95496
	bus10	Grid	22.	20.97265	0.95330
	bus11	Grid	22.	22.4608	1.02094
	bus12	Grid	22.	21.67869	0.98539
	bus13	Grid	22.	20.95811	0.95264
	bus14	Grid	22.	20.94788	0.95217
	bus15	Grid	22.	20.94794	0.95217
	bus16	Grid	22.	22.1899	1.00863
	bus17	Grid	22.	21.23969	0.96544
	bus18	Grid	22.	20.97415	0.95337
	bus19	Grid	22.	20.96247	0.95283
	bus20	Grid	22.	20.95592	0.95254

N = 2, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47552	1.02161
	bus03	Grid	22.	22.21566	1.00980
	bus04	Grid	22.	21.94386	0.99744
	bus05	Grid	22.	21.69329	0.98605
	bus06	Grid	22.	21.47078	0.97594
	bus07	Grid	22.	21.26846	0.96674
	bus08	Grid	22.	21.13372	0.96062
	bus09	Grid	22.	21.015	0.95522
	bus10	Grid	22.	20.97844	0.95356
	bus11	Grid	22.	22.46612	1.02118
	bus12	Grid	22.	21.68427	0.98564
	bus13	Grid	22.	20.96391	0.95290
	bus14	Grid	22.	20.95368	0.95243
	bus15	Grid	22.	20.95374	0.95244
	bus16	Grid	22.	22.19531	1.00887
	bus17	Grid	22.	21.2454	0.96569
	bus18	Grid	22.	20.97994	0.95363
	bus19	Grid	22.	20.96826	0.95310
	bus20	Grid	22.	20.96171	0.95280

N = 2, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48084	1.02185
	bus03	Grid	22.	22.22107	1.01004
	bus04	Grid	22.	21.94935	0.99769
	bus05	Grid	22.	21.69886	0.98631
	bus06	Grid	22.	21.47642	0.97620
	bus07	Grid	22.	21.27416	0.96700
	bus08	Grid	22.	21.13946	0.96088
	bus09	Grid	22.	21.02078	0.95548
	bus10	Grid	22.	20.98423	0.95382
	bus11	Grid	22.	22.47145	1.02142
	bus12	Grid	22.	21.68984	0.98590
	bus13	Grid	22.	20.9697	0.95316
	bus14	Grid	22.	20.95947	0.95270
	bus15	Grid	22.	20.95953	0.95270
	bus16	Grid	22.	22.20072	1.00912
	bus17	Grid	22.	21.2511	0.96595
	bus18	Grid	22.	20.98572	0.95389
	bus19	Grid	22.	20.97405	0.95336
	bus20	Grid	22.	20.96751	0.95306

N = 3, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40347	1.01833
	bus03	Grid	22.	22.16714	1.00759
	bus04	Grid	22.	21.89455	0.99520
	bus05	Grid	22.	21.64326	0.98378
	bus06	Grid	22.	21.42014	0.97364
	bus07	Grid	22.	21.21727	0.96442
	bus08	Grid	22.	21.08217	0.95828
	bus09	Grid	22.	20.96313	0.95286
	bus10	Grid	22.	20.92647	0.95120
	bus11	Grid	22.	22.39404	1.01791
	bus12	Grid	22.	21.63423	0.98337
	bus13	Grid	22.	20.9119	0.95054
	bus14	Grid	22.	20.90164	0.95007
	bus15	Grid	22.	20.9017	0.95007
	bus16	Grid	22.	22.14674	1.00667
	bus17	Grid	22.	21.19415	0.96337
	bus18	Grid	22.	20.92798	0.95127
	bus19	Grid	22.	20.91628	0.95073
	bus20	Grid	22.	20.9097	0.95044

N = 3, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.42017	1.01909
	bus03	Grid	22.	22.19994	1.00908
	bus04	Grid	22.	21.92788	0.99672
	bus05	Grid	22.	21.67708	0.98532
	bus06	Grid	22.	21.45437	0.97519
	bus07	Grid	22.	21.25187	0.96599
	bus08	Grid	22.	21.11702	0.95986
	bus09	Grid	22.	20.99819	0.95446
	bus10	Grid	22.	20.9616	0.95280
	bus11	Grid	22.	22.41075	1.01867
	bus12	Grid	22.	21.66805	0.98491
	bus13	Grid	22.	20.94706	0.95213
	bus14	Grid	22.	20.93681	0.95167
	bus15	Grid	22.	20.93688	0.95167
	bus16	Grid	22.	22.17957	1.00816
	bus17	Grid	22.	21.22879	0.96494
	bus18	Grid	22.	20.9631	0.95286
	bus19	Grid	22.	20.95142	0.95233
	bus20	Grid	22.	20.94486	0.95203

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 3, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43392	1.01972
	bus03	Grid	22.	22.22698	1.01031
	bus04	Grid	22.	21.95536	0.99797
	bus05	Grid	22.	21.70495	0.98658
	bus06	Grid	22.	21.48259	0.97648
	bus07	Grid	22.	21.2804	0.96729
	bus08	Grid	22.	21.14574	0.96117
	bus09	Grid	22.	21.02709	0.95577
	bus10	Grid	22.	20.99056	0.95411
	bus11	Grid	22.	22.42451	1.01929
	bus12	Grid	22.	21.69594	0.98617
	bus13	Grid	22.	20.97603	0.95345
	bus14	Grid	22.	20.96581	0.95299
	bus15	Grid	22.	20.96587	0.95299
	bus16	Grid	22.	22.20664	1.00939
	bus17	Grid	22.	21.25735	0.96624
	bus18	Grid	22.	20.99205	0.95418
	bus19	Grid	22.	20.98038	0.95365
	bus20	Grid	22.	20.97384	0.95335

N = 3, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44521	1.02023
	bus03	Grid	22.	22.2492	1.01132
	bus04	Grid	22.	21.97793	0.99899
	bus05	Grid	22.	21.72784	0.98762
	bus06	Grid	22.	21.50576	0.97753
	bus07	Grid	22.	21.30382	0.96835
	bus08	Grid	22.	21.16933	0.96224
	bus09	Grid	22.	21.05083	0.95685
	bus10	Grid	22.	21.01434	0.95519
	bus11	Grid	22.	22.4358	1.01980
	bus12	Grid	22.	21.71884	0.98722
	bus13	Grid	22.	20.99983	0.95453
	bus14	Grid	22.	20.98962	0.95407
	bus15	Grid	22.	20.98968	0.95407
	bus16	Grid	22.	22.22887	1.01040
	bus17	Grid	22.	21.2808	0.96730
	bus18	Grid	22.	21.01583	0.95526
	bus19	Grid	22.	21.00417	0.95473
	bus20	Grid	22.	20.99765	0.95443

N = 3, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4552	1.02069
	bus03	Grid	22.	22.26888	1.01222
	bus04	Grid	22.	21.99793	0.99990
	bus05	Grid	22.	21.74813	0.98855
	bus06	Grid	22.	21.5263	0.97846
	bus07	Grid	22.	21.32458	0.96929
	bus08	Grid	22.	21.19024	0.96319
	bus09	Grid	22.	21.07186	0.95781
	bus10	Grid	22.	21.03541	0.95615
	bus11	Grid	22.	22.4458	1.02026
	bus12	Grid	22.	21.73914	0.98814
	bus13	Grid	22.	21.02092	0.95549
	bus14	Grid	22.	21.01072	0.95503
	bus15	Grid	22.	21.01078	0.95503
	bus16	Grid	22.	22.24858	1.01129
	bus17	Grid	22.	21.30158	0.96825
	bus18	Grid	22.	21.0369	0.95622
	bus19	Grid	22.	21.02525	0.95569
	bus20	Grid	22.	21.01874	0.95539

N = 3, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4639	1.02108
	bus03	Grid	22.	22.28603	1.01300
	bus04	Grid	22.	22.01535	1.00069
	bus05	Grid	22.	21.7658	0.98935
	bus06	Grid	22.	21.54418	0.97928
	bus07	Grid	22.	21.34266	0.97012
	bus08	Grid	22.	21.20844	0.96402
	bus09	Grid	22.	21.09017	0.95864
	bus10	Grid	22.	21.05376	0.95698
	bus11	Grid	22.	22.4545	1.02065
	bus12	Grid	22.	21.75681	0.98894
	bus13	Grid	22.	21.03928	0.95633
	bus14	Grid	22.	21.02909	0.95586
	bus15	Grid	22.	21.02915	0.95587
	bus16	Grid	22.	22.26574	1.01207
	bus17	Grid	22.	21.31968	0.96907
	bus18	Grid	22.	21.05524	0.95705
	bus19	Grid	22.	21.04361	0.95652
	bus20	Grid	22.	21.0371	0.95623

N = 3, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46988	1.02135
	bus03	Grid	22.	22.29783	1.01353
	bus04	Grid	22.	22.02734	1.00124
	bus05	Grid	22.	21.77796	0.98990
	bus06	Grid	22.	21.55649	0.97984
	bus07	Grid	22.	21.3551	0.97068
	bus08	Grid	22.	21.22097	0.96458
	bus09	Grid	22.	21.10278	0.95921
	bus10	Grid	22.	21.06639	0.95756
	bus11	Grid	22.	22.46048	1.02093
	bus12	Grid	22.	21.76897	0.98949
	bus13	Grid	22.	21.05192	0.95690
	bus14	Grid	22.	21.04174	0.95644
	bus15	Grid	22.	21.0418	0.95644
	bus16	Grid	22.	22.27755	1.01261
	bus17	Grid	22.	21.33213	0.96964
	bus18	Grid	22.	21.06786	0.95763
	bus19	Grid	22.	21.05624	0.95710
	bus20	Grid	22.	21.04974	0.95680

N = 3, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47544	1.02161
	bus03	Grid	22.	22.3088	1.01403
	bus04	Grid	22.	22.03849	1.00174
	bus05	Grid	22.	21.78927	0.99042
	bus06	Grid	22.	21.56794	0.98036
	bus07	Grid	22.	21.36667	0.97121
	bus08	Grid	22.	21.23262	0.96511
	bus09	Grid	22.	21.1145	0.95974
	bus10	Grid	22.	21.07813	0.95809
	bus11	Grid	22.	22.46605	1.02118
	bus12	Grid	22.	21.78029	0.99001
	bus13	Grid	22.	21.06367	0.95743
	bus14	Grid	22.	21.0535	0.95697
	bus15	Grid	22.	21.05356	0.95697
	bus16	Grid	22.	22.28854	1.01311
	bus17	Grid	22.	21.34371	0.97016
	bus18	Grid	22.	21.0796	0.95816
	bus19	Grid	22.	21.06799	0.95763
	bus20	Grid	22.	21.0615	0.95734

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 3, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48099	1.02186
	bus03	Grid	22.	22.31976	1.01453
	bus04	Grid	22.	22.04962	1.00225
	bus05	Grid	22.	21.80055	0.99093
	bus06	Grid	22.	21.57936	0.98088
	bus07	Grid	22.	21.37822	0.97173
	bus08	Grid	22.	21.24425	0.96564
	bus09	Grid	22.	21.1262	0.96028
	bus10	Grid	22.	21.08985	0.95862
	bus11	Grid	22.	22.4716	1.02143
	bus12	Grid	22.	21.79158	0.99052
	bus13	Grid	22.	21.0754	0.95797
	bus14	Grid	22.	21.06523	0.95751
	bus15	Grid	22.	21.06529	0.95751
	bus16	Grid	22.	22.2995	1.01361
	bus17	Grid	22.	21.35527	0.97069
	bus18	Grid	22.	21.09132	0.95869
	bus19	Grid	22.	21.07971	0.95816
	bus20	Grid	22.	21.07323	0.95787

N = 3, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48653	1.02211
	bus03	Grid	22.	22.3307	1.01503
	bus04	Grid	22.	22.06073	1.00276
	bus05	Grid	22.	21.81183	0.99144
	bus06	Grid	22.	21.59077	0.98139
	bus07	Grid	22.	21.38975	0.97226
	bus08	Grid	22.	21.25586	0.96617
	bus09	Grid	22.	21.13788	0.96081
	bus10	Grid	22.	21.10156	0.95916
	bus11	Grid	22.	22.47714	1.02168
	bus12	Grid	22.	21.80286	0.99103
	bus13	Grid	22.	21.08711	0.95850
	bus14	Grid	22.	21.07695	0.95804
	bus15	Grid	22.	21.07701	0.95804
	bus16	Grid	22.	22.31045	1.01411
	bus17	Grid	22.	21.36682	0.97121
	bus18	Grid	22.	21.10302	0.95922
	bus19	Grid	22.	21.09142	0.95870
	bus20	Grid	22.	21.08494	0.95840

N = 4, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40522	1.01841
	bus03	Grid	22.	22.17064	1.00775
	bus04	Grid	22.	21.92666	0.99666
	bus05	Grid	22.	21.67584	0.98526
	bus06	Grid	22.	21.45311	0.97514
	bus07	Grid	22.	21.2506	0.96593
	bus08	Grid	22.	21.11574	0.95980
	bus09	Grid	22.	20.99691	0.95440
	bus10	Grid	22.	20.96031	0.95274
	bus11	Grid	22.	22.39579	1.01799
	bus12	Grid	22.	21.66681	0.98485
	bus13	Grid	22.	20.94577	0.95208
	bus14	Grid	22.	20.93553	0.95161
	bus15	Grid	22.	20.93559	0.95161
	bus16	Grid	22.	22.15024	1.00682
	bus17	Grid	22.	21.22752	0.96488
	bus18	Grid	22.	20.96181	0.95280
	bus19	Grid	22.	20.95013	0.95227
	bus20	Grid	22.	20.94357	0.95198

N = 4, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.42293	1.01922
	bus03	Grid	22.	22.20545	1.00933
	bus04	Grid	22.	21.9803	0.99910
	bus05	Grid	22.	21.73025	0.98773
	bus06	Grid	22.	21.5082	0.97764
	bus07	Grid	22.	21.30629	0.96846
	bus08	Grid	22.	21.17182	0.96235
	bus09	Grid	22.	21.05332	0.95696
	bus10	Grid	22.	21.01684	0.95531
	bus11	Grid	22.	22.41351	1.01879
	bus12	Grid	22.	21.72125	0.98732
	bus13	Grid	22.	21.00233	0.95465
	bus14	Grid	22.	20.99213	0.95418
	bus15	Grid	22.	20.99219	0.95419
	bus16	Grid	22.	22.18509	1.00841
	bus17	Grid	22.	21.28326	0.96742
	bus18	Grid	22.	21.01833	0.95537
	bus19	Grid	22.	21.00668	0.95484
	bus20	Grid	22.	21.00015	0.95455

N = 4, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43744	1.01988
	bus03	Grid	22.	22.23403	1.01063
	bus04	Grid	22.	22.02439	1.00110
	bus05	Grid	22.	21.77496	0.98977
	bus06	Grid	22.	21.55346	0.97970
	bus07	Grid	22.	21.35203	0.97054
	bus08	Grid	22.	21.21789	0.96444
	bus09	Grid	22.	21.09967	0.95907
	bus10	Grid	22.	21.06328	0.95742
	bus11	Grid	22.	22.42803	1.01945
	bus12	Grid	22.	21.76598	0.98936
	bus13	Grid	22.	21.0488	0.95676
	bus14	Grid	22.	21.03862	0.95630
	bus15	Grid	22.	21.03868	0.95630
	bus16	Grid	22.	22.21369	1.00971
	bus17	Grid	22.	21.32906	0.96950
	bus18	Grid	22.	21.06475	0.95748
	bus19	Grid	22.	21.05313	0.95696
	bus20	Grid	22.	21.04663	0.95666

N = 4, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44931	1.02042
	bus03	Grid	22.	22.25741	1.0117
	bus04	Grid	22.	22.0605	1.00275
	bus05	Grid	22.	21.81159	0.99143
	bus06	Grid	22.	21.59053	0.98138
	bus07	Grid	22.	21.3895	0.97225
	bus08	Grid	22.	21.25562	0.96616
	bus09	Grid	22.	21.13763	0.96080
	bus10	Grid	22.	21.10131	0.95915
	bus11	Grid	22.	22.43991	1.01999
	bus12	Grid	22.	21.80262	0.99102
	bus13	Grid	22.	21.08686	0.95849
	bus14	Grid	22.	21.07671	0.95803
	bus15	Grid	22.	21.07677	0.95803
	bus16	Grid	22.	22.23709	1.01077
	bus17	Grid	22.	21.36657	0.97120
	bus18	Grid	22.	21.10278	0.95921
	bus19	Grid	22.	21.09117	0.95868
	bus20	Grid	22.	21.08469	0.95839

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 4, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45979	1.0209
	bus03	Grid	22.	22.27806	1.01263
	bus04	Grid	22.	22.09243	1.00420
	bus05	Grid	22.	21.84397	0.99290
	bus06	Grid	22.	21.62331	0.98287
	bus07	Grid	22.	21.42263	0.97375
	bus08	Grid	22.	21.28897	0.96768
	bus09	Grid	22.	21.17119	0.96232
	bus10	Grid	22.	21.13493	0.96067
	bus11	Grid	22.	22.45039	1.02047
	bus12	Grid	22.	21.83501	0.99250
	bus13	Grid	22.	21.12051	0.96002
	bus14	Grid	22.	21.11037	0.95956
	bus15	Grid	22.	21.11043	0.95956
	bus16	Grid	22.	22.25777	1.011717
	bus17	Grid	22.	21.39973	0.97271
	bus18	Grid	22.	21.13639	0.96074
	bus19	Grid	22.	21.1248	0.96021
	bus20	Grid	22.	21.11835	0.95992

N = 4, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46889	1.02131
	bus03	Grid	22.	22.296	1.01345
	bus04	Grid	22.	22.12018	1.00546
	bus05	Grid	22.	21.87211	0.99418
	bus06	Grid	22.	21.65179	0.98417
	bus07	Grid	22.	21.45141	0.97506
	bus08	Grid	22.	21.31796	0.96899
	bus09	Grid	22.	21.20035	0.96365
	bus10	Grid	22.	21.16415	0.96200
	bus11	Grid	22.	22.45949	1.02088
	bus12	Grid	22.	21.86316	0.99378
	bus13	Grid	22.	21.14974	0.96135
	bus14	Grid	22.	21.13962	0.96089
	bus15	Grid	22.	21.13968	0.96089
	bus16	Grid	22.	22.27572	1.01253
	bus17	Grid	22.	21.42855	0.97402
	bus18	Grid	22.	21.1656	0.96207
	bus19	Grid	22.	21.15403	0.96154
	bus20	Grid	22.	21.14759	0.96125

N = 4, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47513	1.02159
	bus03	Grid	22.	22.30832	1.01401
	bus04	Grid	22.	22.13924	1.00632
	bus05	Grid	22.	21.89144	0.99506
	bus06	Grid	22.	21.67136	0.98506
	bus07	Grid	22.	21.47119	0.97596
	bus08	Grid	22.	21.33787	0.96990
	bus09	Grid	22.	21.22038	0.96456
	bus10	Grid	22.	21.18422	0.96291
	bus11	Grid	22.	22.46573	1.02117
	bus12	Grid	22.	21.88251	0.99465
	bus13	Grid	22.	21.16983	0.96226
	bus14	Grid	22.	21.15972	0.96180
	bus15	Grid	22.	21.15978	0.96180
	bus16	Grid	22.	22.28805	1.01309
	bus17	Grid	22.	21.44835	0.97492
	bus18	Grid	22.	21.18566	0.96298
	bus19	Grid	22.	21.1741	0.96245
	bus20	Grid	22.	21.16768	0.96216

N = 4, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48092	1.02186
	bus03	Grid	22.	22.31976	1.01453
	bus04	Grid	22.	22.15696	1.00713
	bus05	Grid	22.	21.90941	0.99588
	bus06	Grid	22.	21.68954	0.98588
	bus07	Grid	22.	21.48956	0.97679
	bus08	Grid	22.	21.35637	0.97074
	bus09	Grid	22.	21.23899	0.96540
	bus10	Grid	22.	21.20286	0.96376
	bus11	Grid	22.	22.47153	1.02143
	bus12	Grid	22.	21.90048	0.99547
	bus13	Grid	22.	21.18849	0.96311
	bus14	Grid	22.	21.17839	0.96265
	bus15	Grid	22.	21.17845	0.96265
	bus16	Grid	22.	22.2995	1.01361
	bus17	Grid	22.	21.46674	0.97576
	bus18	Grid	22.	21.20431	0.96383
	bus19	Grid	22.	21.19276	0.96330
	bus20	Grid	22.	21.18634	0.96301

N = 4, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48669	1.02212
	bus03	Grid	22.	22.33115	1.01505
	bus04	Grid	22.	22.17462	1.00793
	bus05	Grid	22.	21.92732	0.99669
	bus06	Grid	22.	21.70766	0.98671
	bus07	Grid	22.	21.50788	0.97763
	bus08	Grid	22.	21.37482	0.97158
	bus09	Grid	22.	21.25754	0.96625
	bus10	Grid	22.	21.22145	0.96461
	bus11	Grid	22.	22.4773	1.02169
	bus12	Grid	22.	21.9184	0.99629
	bus13	Grid	22.	21.20709	0.96395
	bus14	Grid	22.	21.197	0.9635
	bus15	Grid	22.	21.19706	0.96350
	bus16	Grid	22.	22.31091	1.01413
	bus17	Grid	22.	21.48508	0.97659
	bus18	Grid	22.	21.22289	0.96467
	bus19	Grid	22.	21.21135	0.96415
	bus20	Grid	22.	21.20494	0.96386

N = 4, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49245	1.02238
	bus03	Grid	22.	22.34252	1.01556
	bus04	Grid	22.	22.19224	1.00873
	bus05	Grid	22.	21.94518	0.99750
	bus06	Grid	22.	21.72574	0.98753
	bus07	Grid	22.	21.52615	0.97846
	bus08	Grid	22.	21.39321	0.97241
	bus09	Grid	22.	21.27605	0.96709
	bus10	Grid	22.	21.23999	0.96545
	bus11	Grid	22.	22.48306	1.02195
	bus12	Grid	22.	21.93626	0.99710
	bus13	Grid	22.	21.22564	0.96480
	bus14	Grid	22.	21.21556	0.96434
	bus15	Grid	22.	21.21562	0.96434
	bus16	Grid	22.	22.32228	1.01464
	bus17	Grid	22.	21.50336	0.97742
	bus18	Grid	22.	21.24142	0.96551
	bus19	Grid	22.	21.22989	0.96499
	bus20	Grid	22.	21.2235	0.96470

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 5, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40689	1.01849
	bus03	Grid	22.	22.17397	1.00790
	bus04	Grid	22.	21.93189	0.99690
	bus05	Grid	22.	21.7099	0.98681
	bus06	Grid	22.	21.4876	0.97670
	bus07	Grid	22.	21.28546	0.96752
	bus08	Grid	22.	21.15084	0.96140
	bus09	Grid	22.	21.03223	0.95601
	bus10	Grid	22.	20.9957	0.95435
	bus11	Grid	22.	22.39746	1.01806
	bus12	Grid	22.	21.70089	0.98640
	bus13	Grid	22.	20.98118	0.95369
	bus14	Grid	22.	20.97096	0.95322
	bus15	Grid	22.	20.97102	0.95322
	bus16	Grid	22.	22.15358	1.00698
	bus17	Grid	22.	21.26242	0.96647
	bus18	Grid	22.	20.99719	0.95441
	bus19	Grid	22.	20.98553	0.95388
	bus20	Grid	22.	20.97899	0.95359

N = 5, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.42553	1.01934
	bus03	Grid	22.	22.21067	1.00957
	bus04	Grid	22.	21.98849	0.99947
	bus05	Grid	22.	21.78565	0.99025
	bus06	Grid	22.	21.56428	0.98019
	bus07	Grid	22.	21.36297	0.97104
	bus08	Grid	22.	21.2289	0.96494
	bus09	Grid	22.	21.11075	0.95957
	bus10	Grid	22.	21.07438	0.95792
	bus11	Grid	22.	22.41612	1.01891
	bus12	Grid	22.	21.77667	0.98984
	bus13	Grid	22.	21.05991	0.95726
	bus14	Grid	22.	21.04974	0.95680
	bus15	Grid	22.	21.0498	0.95680
	bus16	Grid	22.	22.19031	1.00865
	bus17	Grid	22.	21.34001	0.97000
	bus18	Grid	22.	21.07585	0.95799
	bus19	Grid	22.	21.06423	0.95746
	bus20	Grid	22.	21.05774	0.95717

N = 5, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44075	1.02003
	bus03	Grid	22.	22.24064	1.01093
	bus04	Grid	22.	22.03477	1.00158
	bus05	Grid	22.	21.84768	0.99307
	bus06	Grid	22.	21.62706	0.98304
	bus07	Grid	22.	21.42643	0.97392
	bus08	Grid	22.	21.2928	0.96785
	bus09	Grid	22.	21.17503	0.96250
	bus10	Grid	22.	21.13879	0.96085
	bus11	Grid	22.	22.43134	1.01960
	bus12	Grid	22.	21.83873	0.99266
	bus13	Grid	22.	21.12436	0.96019
	bus14	Grid	22.	21.11423	0.95973
	bus15	Grid	22.	21.11429	0.95974
	bus16	Grid	22.	22.22031	1.01001
	bus17	Grid	22.	21.40353	0.97288
	bus18	Grid	22.	21.14024	0.96092
	bus19	Grid	22.	21.12866	0.96039
	bus20	Grid	22.	21.1222	0.96010

N = 5, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45315	1.02059
	bus03	Grid	22.	22.26508	1.01204
	bus04	Grid	22.	22.07254	1.00329
	bus05	Grid	22.	21.89835	0.99537
	bus06	Grid	22.	21.67834	0.98537
	bus07	Grid	22.	21.47825	0.97628
	bus08	Grid	22.	21.34498	0.97022
	bus09	Grid	22.	21.22753	0.96488
	bus10	Grid	22.	21.19138	0.96324
	bus11	Grid	22.	22.44375	1.02017
	bus12	Grid	22.	21.88941	0.99497
	bus13	Grid	22.	21.177	0.96259
	bus14	Grid	22.	21.16689	0.96213
	bus15	Grid	22.	21.16695	0.96213
	bus16	Grid	22.	22.24477	1.01112
	bus17	Grid	22.	21.45541	0.97524
	bus18	Grid	22.	21.19283	0.96331
	bus19	Grid	22.	21.18127	0.96278
	bus20	Grid	22.	21.17485	0.96249

N = 5, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46406	1.02109
	bus03	Grid	22.	22.28659	1.01302
	bus04	Grid	22.	22.10582	1.00481
	bus05	Grid	22.	21.94304	0.99741
	bus06	Grid	22.	21.72357	0.98743
	bus07	Grid	22.	21.52396	0.97836
	bus08	Grid	22.	21.391	0.97231
	bus09	Grid	22.	21.27383	0.96699
	bus10	Grid	22.	21.23777	0.96535
	bus11	Grid	22.	22.45466	1.02066
	bus12	Grid	22.	21.93412	0.99700
	bus13	Grid	22.	21.22341	0.96470
	bus14	Grid	22.	21.21334	0.96424
	bus15	Grid	22.	21.2134	0.96424
	bus16	Grid	22.	22.26631	1.01210
	bus17	Grid	22.	21.50117	0.97732
	bus18	Grid	22.	21.2392	0.96541
	bus19	Grid	22.	21.22767	0.96489
	bus20	Grid	22.	21.22127	0.96460

N = 5, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4735	1.02152
	bus03	Grid	22.	22.30523	1.01387
	bus04	Grid	22.	22.13466	1.00612
	bus05	Grid	22.	21.98179	0.99917
	bus06	Grid	22.	21.76279	0.98921
	bus07	Grid	22.	21.56359	0.98016
	bus08	Grid	22.	21.43091	0.97413
	bus09	Grid	22.	21.31397	0.96881
	bus10	Grid	22.	21.27799	0.96718
	bus11	Grid	22.	22.46411	1.02109
	bus12	Grid	22.	21.97289	0.99876
	bus13	Grid	22.	21.26366	0.96653
	bus14	Grid	22.	21.25361	0.96607
	bus15	Grid	22.	21.25367	0.96607
	bus16	Grid	22.	22.28496	1.01295
	bus17	Grid	22.	21.54085	0.97912
	bus18	Grid	22.	21.27941	0.96724
	bus19	Grid	22.	21.2679	0.96672
	bus20	Grid	22.	21.26153	0.96643

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 5, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47997	1.02181
	bus03	Grid	22.	22.31799	1.01445
	bus04	Grid	22.	22.15443	1.00702
	bus05	Grid	22.	22.00838	1.00038
	bus06	Grid	22.	21.7897	0.99044
	bus07	Grid	22.	21.59078	0.98139
	bus08	Grid	22.	21.45829	0.97537
	bus09	Grid	22.	21.34151	0.97006
	bus10	Grid	22.	21.30558	0.96843
	bus11	Grid	22.	22.47058	1.02139
	bus12	Grid	22.	21.99949	0.99997
	bus13	Grid	22.	21.29127	0.96778
	bus14	Grid	22.	21.28123	0.96732
	bus15	Grid	22.	21.28129	0.96733
	bus16	Grid	22.	22.29774	1.01353
	bus17	Grid	22.	21.56807	0.98036
	bus18	Grid	22.	21.30699	0.96849
	bus19	Grid	22.	21.2955	0.96797
	bus20	Grid	22.	21.28914	0.96768

N = 5, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48596	1.02208
	bus03	Grid	22.	22.32983	1.01499
	bus04	Grid	22.	22.17277	1.00785
	bus05	Grid	22.	22.03305	1.00150
	bus06	Grid	22.	21.81467	0.99157
	bus07	Grid	22.	21.61601	0.98254
	bus08	Grid	22.	21.48369	0.97653
	bus09	Grid	22.	21.36706	0.97122
	bus10	Grid	22.	21.33117	0.96959
	bus11	Grid	22.	22.47657	1.02166
	bus12	Grid	22.	22.02418	1.00109
	bus13	Grid	22.	21.31688	0.96894
	bus14	Grid	22.	21.30686	0.96849
	bus15	Grid	22.	21.30692	0.96849
	bus16	Grid	22.	22.30958	1.01407
	bus17	Grid	22.	21.59332	0.98151
	bus18	Grid	22.	21.33258	0.96966
	bus19	Grid	22.	21.3211	0.96914
	bus20	Grid	22.	21.31476	0.96885

N = 5, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49192	1.02236
	bus03	Grid	22.	22.3416	1.01552
	bus04	Grid	22.	22.19102	1.00868
	bus05	Grid	22.	22.05762	1.00261
	bus06	Grid	22.	21.83952	0.99270
	bus07	Grid	22.	21.64112	0.98368
	bus08	Grid	22.	21.50898	0.97768
	bus09	Grid	22.	21.39249	0.97238
	bus10	Grid	22.	21.35666	0.97075
	bus11	Grid	22.	22.48253	1.02193
	bus12	Grid	22.	22.04875	1.00221
	bus13	Grid	22.	21.34239	0.97010
	bus14	Grid	22.	21.33238	0.96965
	bus15	Grid	22.	21.33244	0.96965
	bus16	Grid	22.	22.32137	1.01460
	bus17	Grid	22.	21.61846	0.98265
	bus18	Grid	22.	21.35806	0.97082
	bus19	Grid	22.	21.3466	0.97029
	bus20	Grid	22.	21.34027	0.97001

N = 5, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49785	1.02263
	bus03	Grid	22.	22.35332	1.01606
	bus04	Grid	22.	22.2092	1.00950
	bus05	Grid	22.	22.08209	1.00373
	bus06	Grid	22.	21.86429	0.99383
	bus07	Grid	22.	21.66615	0.98482
	bus08	Grid	22.	21.53417	0.97882
	bus09	Grid	22.	21.41783	0.97353
	bus10	Grid	22.	21.38204	0.97191
	bus11	Grid	22.	22.48846	1.02220
	bus12	Grid	22.	22.07323	1.00332
	bus13	Grid	22.	21.36779	0.97126
	bus14	Grid	22.	21.3578	0.97080
	bus15	Grid	22.	21.35786	0.97081
	bus16	Grid	22.	22.3331	1.01514
	bus17	Grid	22.	21.64351	0.98379
	bus18	Grid	22.	21.38344	0.97197
	bus19	Grid	22.	21.37199	0.97145
	bus20	Grid	22.	21.36568	0.97116

N = 6, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40841	1.01856
	bus03	Grid	22.	22.17701	1.00804
	bus04	Grid	22.	21.93665	0.99712
	bus05	Grid	22.	21.71639	0.98710
	bus06	Grid	22.	21.52306	0.97832
	bus07	Grid	22.	21.3213	0.96915
	bus08	Grid	22.	21.18694	0.96304
	bus09	Grid	22.	21.06854	0.95766
	bus10	Grid	22.	21.03208	0.95600
	bus11	Grid	22.	22.39898	1.01813
	bus12	Grid	22.	21.70738	0.98669
	bus13	Grid	22.	21.01759	0.95534
	bus14	Grid	22.	21.00739	0.95488
	bus15	Grid	22.	21.00745	0.95488
	bus16	Grid	22.	22.15662	1.00711
	bus17	Grid	22.	21.2983	0.96810
	bus18	Grid	22.	21.03357	0.95607
	bus19	Grid	22.	21.02192	0.95554
	bus20	Grid	22.	21.01541	0.95524

N = 6, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.42788	1.01944
	bus03	Grid	22.	22.21536	1.00978
	bus04	Grid	22.	21.99586	0.99981
	bus05	Grid	22.	21.79569	0.99071
	bus06	Grid	22.	21.62172	0.98280
	bus07	Grid	22.	21.42102	0.97368
	bus08	Grid	22.	21.28735	0.96760
	bus09	Grid	22.	21.16956	0.96225
	bus10	Grid	22.	21.1333	0.96060
	bus11	Grid	22.	22.41847	1.01902
	bus12	Grid	22.	21.78672	0.99030
	bus13	Grid	22.	21.11887	0.95994
	bus14	Grid	22.	21.10874	0.95948
	bus15	Grid	22.	21.1088	0.95949
	bus16	Grid	22.	22.19501	1.00886
	bus17	Grid	22.	21.39812	0.97264
	bus18	Grid	22.	21.13476	0.96067
	bus19	Grid	22.	21.12317	0.96014
	bus20	Grid	22.	21.11671	0.95985

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 6, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44371	1.02016
	bus03	Grid	22.	22.24655	1.01120
	bus04	Grid	22.	22.04405	1.00200
	bus05	Grid	22.	21.86031	0.99365
	bus06	Grid	22.	21.7022	0.98646
	bus07	Grid	22.	21.50236	0.97738
	bus08	Grid	22.	21.36926	0.97133
	bus09	Grid	22.	21.25196	0.96599
	bus10	Grid	22.	21.21585	0.96435
	bus11	Grid	22.	22.4343	1.01974
	bus12	Grid	22.	21.85136	0.99324
	bus13	Grid	22.	21.20148	0.96370
	bus14	Grid	22.	21.19139	0.96324
	bus15	Grid	22.	21.19146	0.96324
	bus16	Grid	22.	22.22623	1.01028
	bus17	Grid	22.	21.47955	0.97634
	bus18	Grid	22.	21.21729	0.96442
	bus19	Grid	22.	21.20575	0.96389
	bus20	Grid	22.	21.19934	0.96360

N = 6, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45655	1.02075
	bus03	Grid	22.	22.27188	1.01235
	bus04	Grid	22.	22.08321	1.00378
	bus05	Grid	22.	21.91289	0.99604
	bus06	Grid	22.	21.76776	0.98944
	bus07	Grid	22.	21.56861	0.98039
	bus08	Grid	22.	21.43596	0.97436
	bus09	Grid	22.	21.31905	0.96904
	bus10	Grid	22.	21.28307	0.96741
	bus11	Grid	22.	22.44715	1.02032
	bus12	Grid	22.	21.90396	0.99563
	bus13	Grid	22.	21.26875	0.96676
	bus14	Grid	22.	21.2587	0.96630
	bus15	Grid	22.	21.25876	0.96630
	bus16	Grid	22.	22.25158	1.01143
	bus17	Grid	22.	21.54587	0.97935
	bus18	Grid	22.	21.2845	0.96747
	bus19	Grid	22.	21.27299	0.96695
	bus20	Grid	22.	21.26662	0.96666

N = 6, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46782	1.02126
	bus03	Grid	22.	22.29411	1.01336
	bus04	Grid	22.	22.11762	1.00534
	bus05	Grid	22.	21.9591	0.99814
	bus06	Grid	22.	21.82543	0.99206
	bus07	Grid	22.	21.62689	0.98304
	bus08	Grid	22.	21.49464	0.97702
	bus09	Grid	22.	21.37808	0.97173
	bus10	Grid	22.	21.34221	0.97010
	bus11	Grid	22.	22.45842	1.02083
	bus12	Grid	22.	21.9502	0.99773
	bus13	Grid	22.	21.32793	0.96945
	bus14	Grid	22.	21.31791	0.96899
	bus15	Grid	22.	21.31798	0.96899
	bus16	Grid	22.	22.27383	1.01244
	bus17	Grid	22.	21.60421	0.98200
	bus18	Grid	22.	21.34362	0.97016
	bus19	Grid	22.	21.33215	0.96964
	bus20	Grid	22.	21.32581	0.96935

N = 6, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47754	1.02170
	bus03	Grid	22.	22.3133	1.01424
	bus04	Grid	22.	22.14734	1.00669
	bus05	Grid	22.	21.99907	0.99995
	bus06	Grid	22.	21.87535	0.99433
	bus07	Grid	22.	21.67732	0.98533
	bus08	Grid	22.	21.54542	0.97933
	bus09	Grid	22.	21.42915	0.97405
	bus10	Grid	22.	21.39338	0.97242
	bus11	Grid	22.	22.46815	1.02127
	bus12	Grid	22.	21.99018	0.99955
	bus13	Grid	22.	21.37914	0.97177
	bus14	Grid	22.	21.36915	0.97132
	bus15	Grid	22.	21.36921	0.97132
	bus16	Grid	22.	22.29304	1.01332
	bus17	Grid	22.	21.6547	0.98430
	bus18	Grid	22.	21.39478	0.97249
	bus19	Grid	22.	21.38333	0.97196
	bus20	Grid	22.	21.37703	0.97168

N = 6, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48419	1.02200
	bus03	Grid	22.	22.32643	1.01483
	bus04	Grid	22.	22.16768	1.00762
	bus05	Grid	22.	22.02642	1.00120
	bus06	Grid	22.	21.90953	0.99588
	bus07	Grid	22.	21.71186	0.98690
	bus08	Grid	22.	21.5802	0.98091
	bus09	Grid	22.	21.46413	0.97564
	bus10	Grid	22.	21.42843	0.97401
	bus11	Grid	22.	22.4748	1.02158
	bus12	Grid	22.	22.01754	1.00079
	bus13	Grid	22.	21.41421	0.97337
	bus14	Grid	22.	21.40424	0.97291
	bus15	Grid	22.	21.4043	0.97292
	bus16	Grid	22.	22.30618	1.01391
	bus17	Grid	22.	21.68928	0.98587
	bus18	Grid	22.	21.42981	0.97408
	bus19	Grid	22.	21.41839	0.97356
	bus20	Grid	22.	21.4121	0.97327

N = 6, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49034	1.02228
	bus03	Grid	22.	22.33858	1.01539
	bus04	Grid	22.	22.18651	1.00847
	bus05	Grid	22.	22.05176	1.00235
	bus06	Grid	22.	21.94122	0.99732
	bus07	Grid	22.	21.74387	0.98835
	bus08	Grid	22.	21.61242	0.98238
	bus09	Grid	22.	21.49654	0.97711
	bus10	Grid	22.	21.4609	0.97549
	bus11	Grid	22.	22.48095	1.02186
	bus12	Grid	22.	22.04289	1.00195
	bus13	Grid	22.	21.4467	0.97485
	bus14	Grid	22.	21.43675	0.97439
	bus15	Grid	22.	21.43681	0.97440
	bus16	Grid	22.	22.31834	1.01447
	bus17	Grid	22.	21.72132	0.98733
	bus18	Grid	22.	21.46228	0.97555
	bus19	Grid	22.	21.45087	0.97503
	bus20	Grid	22.	21.4446	0.97475

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 6, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49653	1.02257
	bus03	Grid	22.	22.35081	1.01594
	bus04	Grid	22.	22.20549	1.00934
	bus05	Grid	22.	22.07732	1.00351
	bus06	Grid	22.	21.97318	0.99878
	bus07	Grid	22.	21.77633	0.98983
	bus08	Grid	22.	21.64522	0.98387
	bus09	Grid	22.	21.52965	0.97862
	bus10	Grid	22.	21.4941	0.97700
	bus11	Grid	22.	22.48714	1.02214
	bus12	Grid	22.	22.06846	1.00311
	bus13	Grid	22.	21.47994	0.97636
	bus14	Grid	22.	21.47002	0.97591
	bus15	Grid	22.	21.47008	0.97591
	bus16	Grid	22.	22.33059	1.01502
	bus17	Grid	22.	21.75383	0.98881
	bus18	Grid	22.	21.49547	0.97706
	bus19	Grid	22.	21.48409	0.97654
	bus20	Grid	22.	21.47785	0.97626

N = 6, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50258	1.02284
	bus03	Grid	22.	22.36278	1.01649
	bus04	Grid	22.	22.22406	1.01018
	bus05	Grid	22.	22.10233	1.00465
	bus06	Grid	22.	22.00449	1.00020
	bus07	Grid	22.	21.80795	0.99127
	bus08	Grid	22.	21.67704	0.98532
	bus09	Grid	22.	21.56164	0.98007
	bus10	Grid	22.	21.52615	0.97846
	bus11	Grid	22.	22.4932	1.02241
	bus12	Grid	22.	22.09348	1.00424
	bus13	Grid	22.	21.51201	0.97781
	bus14	Grid	22.	21.50211	0.97736
	bus15	Grid	22.	21.50217	0.97737
	bus16	Grid	22.	22.34257	1.01557
	bus17	Grid	22.	21.78547	0.99024
	bus18	Grid	22.	21.52751	0.97852
	bus19	Grid	22.	21.51615	0.97800
	bus20	Grid	22.	21.50992	0.97772

N = 7, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40982	1.01862
	bus03	Grid	22.	22.17983	1.00817
	bus04	Grid	22.	21.94108	0.99732
	bus05	Grid	22.	21.72242	0.98738
	bus06	Grid	22.	21.53068	0.97866
	bus07	Grid	22.	21.35804	0.97082
	bus08	Grid	22.	21.22394	0.96472
	bus09	Grid	22.	21.10576	0.95935
	bus10	Grid	22.	21.06938	0.95769
	bus11	Grid	22.	22.40039	1.0182
	bus12	Grid	22.	21.71341	0.98697
	bus13	Grid	22.	21.05491	0.95704
	bus14	Grid	22.	21.04473	0.95657
	bus15	Grid	22.	21.04479	0.95658
	bus16	Grid	22.	22.15944	1.00724
	bus17	Grid	22.	21.33508	0.96977
	bus18	Grid	22.	21.07085	0.95776
	bus19	Grid	22.	21.05923	0.95723
	bus20	Grid	22.	21.05274	0.95694

N = 7, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43005	1.01954
	bus03	Grid	22.	22.21969	1.00998
	bus04	Grid	22.	22.00265	1.00012
	bus05	Grid	22.	21.80494	0.99113
	bus06	Grid	22.	21.6334	0.98333
	bus07	Grid	22.	21.48028	0.97637
	bus08	Grid	22.	21.34703	0.97031
	bus09	Grid	22.	21.22959	0.96498
	bus10	Grid	22.	21.19344	0.96333
	bus11	Grid	22.	22.42063	1.01912
	bus12	Grid	22.	21.79597	0.99072
	bus13	Grid	22.	21.17906	0.96268
	bus14	Grid	22.	21.16896	0.96222
	bus15	Grid	22.	21.16902	0.96222
	bus16	Grid	22.	22.19934	1.00906
	bus17	Grid	22.	21.45745	0.97533
	bus18	Grid	22.	21.19489	0.96340
	bus19	Grid	22.	21.18333	0.96287
	bus20	Grid	22.	21.17691	0.96258

N = 7, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44641	1.02029
	bus03	Grid	22.	22.25195	1.01145
	bus04	Grid	22.	22.05252	1.00238
	bus05	Grid	22.	21.87185	0.99417
	bus06	Grid	22.	21.71679	0.98712
	bus07	Grid	22.	21.57963	0.98089
	bus08	Grid	22.	21.44706	0.97486
	bus09	Grid	22.	21.33022	0.96955
	bus10	Grid	22.	21.29426	0.96792
	bus11	Grid	22.	22.437	1.01986
	bus12	Grid	22.	21.86291	0.99376
	bus13	Grid	22.	21.27995	0.96727
	bus14	Grid	22.	21.2699	0.96681
	bus15	Grid	22.	21.26997	0.96681
	bus16	Grid	22.	22.23163	1.01052
	bus17	Grid	22.	21.55691	0.97985
	bus18	Grid	22.	21.29568	0.96798
	bus19	Grid	22.	21.28418	0.96746
	bus20	Grid	22.	21.27782	0.96717

N = 7, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45964	1.02089
	bus03	Grid	22.	22.27804	1.01263
	bus04	Grid	22.	22.09289	1.00422
	bus05	Grid	22.	21.92607	0.99663
	bus06	Grid	22.	21.78443	0.99020
	bus07	Grid	22.	21.6603	0.98455
	bus08	Grid	22.	21.52829	0.97855
	bus09	Grid	22.	21.41192	0.97326
	bus10	Grid	22.	21.37612	0.97164
	bus11	Grid	22.	22.45024	1.02046
	bus12	Grid	22.	21.91715	0.99623
	bus13	Grid	22.	21.36186	0.97099
	bus14	Grid	22.	21.35186	0.97053
	bus15	Grid	22.	21.35192	0.97054
	bus16	Grid	22.	22.25775	1.01171
	bus17	Grid	22.	21.63766	0.98353
	bus18	Grid	22.	21.37752	0.97170
	bus19	Grid	22.	21.36606	0.97118
	bus20	Grid	22.	21.35974	0.97089

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 7, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47121	1.021418
	bus03	Grid	22.	22.30088	1.013670
	bus04	Grid	22.	22.12825	1.00582
	bus05	Grid	22.	21.97358	0.99879
	bus06	Grid	22.	21.84374	0.99289
	bus07	Grid	22.	21.73111	0.98777
	bus08	Grid	22.	21.59957	0.98179
	bus09	Grid	22.	21.48362	0.97652
	bus10	Grid	22.	21.44795	0.97490
	bus11	Grid	22.	22.46181	1.02099
	bus12	Grid	22.	21.96468	0.99839
	bus13	Grid	22.	21.43374	0.97426
	bus14	Grid	22.	21.42379	0.97380
	bus15	Grid	22.	21.42385	0.97381
	bus16	Grid	22.	22.28061	1.01275
	bus17	Grid	22.	21.70854	0.98675
	bus18	Grid	22.	21.44934	0.97496
	bus19	Grid	22.	21.43792	0.97445
	bus20	Grid	22.	21.43164	0.97416

N = 7, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48116	1.02187
	bus03	Grid	22.	22.32054	1.01457
	bus04	Grid	22.	22.15871	1.00721
	bus05	Grid	22.	22.01455	1.00066
	bus06	Grid	22.	21.89492	0.99522
	bus07	Grid	22.	21.79225	0.99055
	bus08	Grid	22.	21.66113	0.98459
	bus09	Grid	22.	21.54553	0.97934
	bus10	Grid	22.	21.50998	0.97772
	bus11	Grid	22.	22.47177	1.02144
	bus12	Grid	22.	22.00566	1.00025
	bus13	Grid	22.	21.49581	0.97708
	bus14	Grid	22.	21.48589	0.97663
	bus15	Grid	22.	21.48596	0.97663
	bus16	Grid	22.	22.30029	1.01364
	bus17	Grid	22.	21.76975	0.98953
	bus18	Grid	22.	21.51135	0.97778
	bus19	Grid	22.	21.49997	0.97727
	bus20	Grid	22.	21.49372	0.97698

N = 7, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48799	1.02218
	bus03	Grid	22.	22.33403	1.01518
	bus04	Grid	22.	22.17962	1.00816
	bus05	Grid	22.	22.04268	1.00194
	bus06	Grid	22.	21.93009	0.99682
	bus07	Grid	22.	21.83429	0.99246
	bus08	Grid	22.	21.70353	0.98652
	bus09	Grid	22.	21.58826	0.98128
	bus10	Grid	22.	21.55281	0.97967
	bus11	Grid	22.	22.4786	1.02175
	bus12	Grid	22.	22.03381	1.00153
	bus13	Grid	22.	21.53868	0.97903
	bus14	Grid	22.	21.52879	0.97858
	bus15	Grid	22.	21.52886	0.97858
	bus16	Grid	22.	22.31379	1.01426
	bus17	Grid	22.	21.81184	0.99144
	bus18	Grid	22.	21.55416	0.97973
	bus19	Grid	22.	21.54281	0.97921
	bus20	Grid	22.	21.5366	0.97893

N = 7, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49426	1.02246
	bus03	Grid	22.	22.34642	1.01574
	bus04	Grid	22.	22.19882	1.00903
	bus05	Grid	22.	22.06852	1.00311
	bus06	Grid	22.	21.96241	0.99829
	bus07	Grid	22.	21.87295	0.99422
	bus08	Grid	22.	21.74244	0.98829
	bus09	Grid	22.	21.62738	0.98306
	bus10	Grid	22.	21.592	0.98145
	bus11	Grid	22.	22.48487	1.02204
	bus12	Grid	22.	22.05966	1.00271
	bus13	Grid	22.	21.5779	0.98081
	bus14	Grid	22.	21.56803	0.98036
	bus15	Grid	22.	21.56809	0.98036
	bus16	Grid	22.	22.32619	1.01482
	bus17	Grid	22.	21.85054	0.99320
	bus18	Grid	22.	21.59335	0.98151
	bus19	Grid	22.	21.58201	0.98100
	bus20	Grid	22.	21.57583	0.98071

N = 7, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50047	1.02274
	bus03	Grid	22.	22.3587	1.01630
	bus04	Grid	22.	22.21786	1.00990
	bus05	Grid	22.	22.09418	1.00428
	bus06	Grid	22.	21.99451	0.99975
	bus07	Grid	22.	21.91136	0.99597
	bus08	Grid	22.	21.7811	0.99004
	bus09	Grid	22.	21.66625	0.98482
	bus10	Grid	22.	21.63094	0.98322
	bus11	Grid	22.	22.49109	1.02232
	bus12	Grid	22.	22.08532	1.00387
	bus13	Grid	22.	21.61686	0.98258
	bus14	Grid	22.	21.60701	0.98213
	bus15	Grid	22.	21.60707	0.98213
	bus16	Grid	22.	22.33848	1.01538
	bus17	Grid	22.	21.88899	0.99495
	bus18	Grid	22.	21.63227	0.98328
	bus19	Grid	22.	21.62096	0.98277
	bus20	Grid	22.	21.61479	0.98249

N = 7, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50664	1.02302
	bus03	Grid	22.	22.37088	1.01685
	bus04	Grid	22.	22.23677	1.01076
	bus05	Grid	22.	22.11965	1.00543
	bus06	Grid	22.	22.0264	1.0012
	bus07	Grid	22.	21.94955	0.99770
	bus08	Grid	22.	21.81952	0.99179
	bus09	Grid	22.	21.70489	0.98658
	bus10	Grid	22.	21.66964	0.98498
	bus11	Grid	22.	22.49725	1.02260
	bus12	Grid	22.	22.11081	1.00503
	bus13	Grid	22.	21.65559	0.98434
	bus14	Grid	22.	21.64576	0.98389
	bus15	Grid	22.	21.64583	0.98390
	bus16	Grid	22.	22.35068	1.01594
	bus17	Grid	22.	21.92721	0.99669
	bus18	Grid	22.	21.67097	0.98504
	bus19	Grid	22.	21.65968	0.98453
	bus20	Grid	22.	21.65353	0.98425

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 8, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41076	1.01867
	bus03	Grid	22.	22.18171	1.00826
	bus04	Grid	22.	21.94403	0.99745
	bus05	Grid	22.	21.72644	0.98756
	bus06	Grid	22.	21.53576	0.97889
	bus07	Grid	22.	21.36418	0.97109
	bus08	Grid	22.	21.2554	0.96615
	bus09	Grid	22.	21.13741	0.96079
	bus10	Grid	22.	21.10109	0.95914
	bus11	Grid	22.	22.40133	1.01824
	bus12	Grid	22.	21.71743	0.98715
	bus13	Grid	22.	21.08665	0.95848
	bus14	Grid	22.	21.07649	0.95802
	bus15	Grid	22.	21.07655	0.95802
	bus16	Grid	22.	22.16132	1.00733
	bus17	Grid	22.	21.34122	0.97005
	bus18	Grid	22.	21.10256	0.95920
	bus19	Grid	22.	21.09095	0.95867
	bus20	Grid	22.	21.08448	0.95838

N = 8, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43146	1.01961
	bus03	Grid	22.	22.22251	1.01011
	bus04	Grid	22.	22.00707	1.00032
	bus05	Grid	22.	21.81096	0.99140
	bus06	Grid	22.	21.64102	0.98368
	bus07	Grid	22.	21.48948	0.97679
	bus08	Grid	22.	21.39758	0.97261
	bus09	Grid	22.	21.28044	0.96729
	bus10	Grid	22.	21.24439	0.96565
	bus11	Grid	22.	22.42204	1.01918
	bus12	Grid	22.	21.80199	0.99099
	bus13	Grid	22.	21.23005	0.96500
	bus14	Grid	22.	21.21997	0.96454
	bus15	Grid	22.	21.22003	0.96454
	bus16	Grid	22.	22.20216	1.00918
	bus17	Grid	22.	21.46665	0.97575
	bus18	Grid	22.	21.24583	0.96571
	bus19	Grid	22.	21.2343	0.96519
	bus20	Grid	22.	21.22791	0.96490

N = 8, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44813	1.02037
	bus03	Grid	22.	22.25539	1.01160
	bus04	Grid	22.	22.05793	1.00263
	bus05	Grid	22.	21.87922	0.99450
	bus06	Grid	22.	21.7261	0.98755
	bus07	Grid	22.	21.59088	0.98140
	bus08	Grid	22.	21.51278	0.97785
	bus09	Grid	22.	21.39632	0.97255
	bus10	Grid	22.	21.36049	0.97093
	bus11	Grid	22.	22.43873	1.01994
	bus12	Grid	22.	21.87028	0.99410
	bus13	Grid	22.	21.34622	0.97028
	bus14	Grid	22.	21.33621	0.96982
	bus15	Grid	22.	21.33628	0.96983
	bus16	Grid	22.	22.23508	1.01068
	bus17	Grid	22.	21.56817	0.98037
	bus18	Grid	22.	21.36189	0.97099
	bus19	Grid	22.	21.35043	0.97047
	bus20	Grid	22.	21.3441	0.97018

N = 8, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46157	1.02098
	bus03	Grid	22.	22.28191	1.01281
	bus04	Grid	22.	22.09897	1.00449
	bus05	Grid	22.	21.93435	0.99701
	bus06	Grid	22.	21.79489	0.99067
	bus07	Grid	22.	21.67294	0.98513
	bus08	Grid	22.	21.60608	0.98209
	bus09	Grid	22.	21.49017	0.97682
	bus10	Grid	22.	21.45451	0.97520
	bus11	Grid	22.	22.45217	1.02055
	bus12	Grid	22.	21.92543	0.99661
	bus13	Grid	22.	21.44031	0.97455
	bus14	Grid	22.	21.43036	0.97410
	bus15	Grid	22.	21.43042	0.97410
	bus16	Grid	22.	22.26162	1.01189
	bus17	Grid	22.	21.65032	0.98410
	bus18	Grid	22.	21.45589	0.97526
	bus19	Grid	22.	21.44448	0.97474
	bus20	Grid	22.	21.43821	0.97446

N = 8, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4733	1.02151
	bus03	Grid	22.	22.30506	1.01386
	bus04	Grid	22.	22.13481	1.00612
	bus05	Grid	22.	21.98252	0.99920
	bus06	Grid	22.	21.85504	0.99341
	bus07	Grid	22.	21.74476	0.98839
	bus08	Grid	22.	21.68781	0.98580
	bus09	Grid	22.	21.57237	0.98056
	bus10	Grid	22.	21.53687	0.97894
	bus11	Grid	22.	22.4639	1.02108
	bus12	Grid	22.	21.97362	0.99880
	bus13	Grid	22.	21.52272	0.97830
	bus14	Grid	22.	21.51281	0.97785
	bus15	Grid	22.	21.51287	0.97785
	bus16	Grid	22.	22.28479	1.01294
	bus17	Grid	22.	21.72221	0.98737
	bus18	Grid	22.	21.53823	0.97901
	bus19	Grid	22.	21.52686	0.97849
	bus20	Grid	22.	21.52063	0.97821

N = 8, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48338	1.02197
	bus03	Grid	22.	22.32497	1.01477
	bus04	Grid	22.	22.16566	1.00753
	bus05	Grid	22.	22.02401	1.00109
	bus06	Grid	22.	21.90689	0.99576
	bus07	Grid	22.	21.80671	0.99121
	bus08	Grid	22.	21.75834	0.98901
	bus09	Grid	22.	21.64335	0.98378
	bus10	Grid	22.	21.608	0.98218
	bus11	Grid	22.	22.47399	1.02154
	bus12	Grid	22.	22.01513	1.00068
	bus13	Grid	22.	21.5939	0.98154
	bus14	Grid	22.	21.58404	0.98109
	bus15	Grid	22.	21.5841	0.98109
	bus16	Grid	22.	22.30472	1.01385
	bus17	Grid	22.	21.78423	0.99019
	bus18	Grid	22.	21.60934	0.98224
	bus19	Grid	22.	21.59801	0.98172
	bus20	Grid	22.	21.59183	0.98144

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 8, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49023	1.02228
	bus03	Grid	22.	22.33851	1.01538
	bus04	Grid	22.	22.18664	1.00848
	bus05	Grid	22.	22.05225	1.00237
	bus06	Grid	22.	21.94219	0.99737
	bus07	Grid	22.	21.84892	0.99313
	bus08	Grid	22.	21.80643	0.99120
	bus09	Grid	22.	21.69171	0.98598
	bus10	Grid	22.	21.65644	0.98438
	bus11	Grid	22.	22.48084	1.02185
	bus12	Grid	22.	22.04338	1.00197
	bus13	Grid	22.	21.64238	0.98374
	bus14	Grid	22.	21.63254	0.98329
	bus15	Grid	22.	21.63261	0.98330
	bus16	Grid	22.	22.31827	1.01446
	bus17	Grid	22.	21.82648	0.99211
	bus18	Grid	22.	21.65777	0.98444
	bus19	Grid	22.	21.64647	0.98393
	bus20	Grid	22.	21.64032	0.98365

N = 8, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49655	1.02257
	bus03	Grid	22.	22.351	1.01595
	bus04	Grid	22.	22.20601	1.00936
	bus05	Grid	22.	22.07832	1.00356
	bus06	Grid	22.	21.97481	0.99885
	bus07	Grid	22.	21.88793	0.99490
	bus08	Grid	22.	21.85091	0.99322
	bus09	Grid	22.	21.73643	0.98801
	bus10	Grid	22.	21.70124	0.98642
	bus11	Grid	22.	22.48716	1.02214
	bus12	Grid	22.	22.06946	1.00315
	bus13	Grid	22.	21.6872	0.98578
	bus14	Grid	22.	21.6774	0.98533
	bus15	Grid	22.	21.67746	0.98533
	bus16	Grid	22.	22.33077	1.01503
	bus17	Grid	22.	21.86553	0.99388
	bus18	Grid	22.	21.70256	0.98648
	bus19	Grid	22.	21.69128	0.98596
	bus20	Grid	22.	21.68515	0.98568

N = 8, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50281	1.02285
	bus03	Grid	22.	22.36337	1.01651
	bus04	Grid	22.	22.2252	1.01023
	bus05	Grid	22.	22.10417	1.00473
	bus06	Grid	22.	22.00714	1.00032
	bus07	Grid	22.	21.92664	0.99666
	bus08	Grid	22.	21.89505	0.99522
	bus09	Grid	22.	21.78081	0.99003
	bus10	Grid	22.	21.7457	0.98844
	bus11	Grid	22.	22.49342	1.02242
	bus12	Grid	22.	22.09532	1.00433
	bus13	Grid	22.	21.73169	0.98780
	bus14	Grid	22.	21.72191	0.98735
	bus15	Grid	22.	21.72197	0.98736
	bus16	Grid	22.	22.34315	1.01559
	bus17	Grid	22.	21.90427	0.99564
	bus18	Grid	22.	21.74701	0.98850
	bus19	Grid	22.	21.73575	0.98798
	bus20	Grid	22.	21.72965	0.98771

N = 8, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50901	1.02313
	bus03	Grid	22.	22.37563	1.01707
	bus04	Grid	22.	22.24422	1.01110
	bus05	Grid	22.	22.1298	1.0059
	bus06	Grid	22.	22.03923	1.00178
	bus07	Grid	22.	21.96505	0.99841
	bus08	Grid	22.	21.93888	0.99722
	bus09	Grid	22.	21.82489	0.99204
	bus10	Grid	22.	21.78985	0.99044
	bus11	Grid	22.	22.49963	1.02271
	bus12	Grid	22.	22.12096	1.00549
	bus13	Grid	22.	21.77587	0.98981
	bus14	Grid	22.	21.76611	0.98936
	bus15	Grid	22.	21.76617	0.98937
	bus16	Grid	22.	22.35542	1.01615
	bus17	Grid	22.	21.94273	0.99739
	bus18	Grid	22.	21.79115	0.99050
	bus19	Grid	22.	21.77992	0.98999
	bus20	Grid	22.	21.77383	0.98971

N = 9, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41159	1.01870
	bus03	Grid	22.	22.18337	1.00833
	bus04	Grid	22.	21.94664	0.99757
	bus05	Grid	22.	21.72998	0.98772
	bus06	Grid	22.	21.54024	0.97910
	bus07	Grid	22.	21.36959	0.97134
	bus08	Grid	22.	21.26162	0.96643
	bus09	Grid	22.	21.169	0.96222
	bus10	Grid	22.	21.13274	0.96057
	bus11	Grid	22.	22.40216	1.01828
	bus12	Grid	22.	21.72098	0.98731
	bus13	Grid	22.	21.11832	0.95992
	bus14	Grid	22.	21.10818	0.95946
	bus15	Grid	22.	21.10824	0.95946
	bus16	Grid	22.	22.16299	1.00740
	bus17	Grid	22.	21.34664	0.97030
	bus18	Grid	22.	21.1342	0.96064
	bus19	Grid	22.	21.12261	0.96011
	bus20	Grid	22.	21.11615	0.95982

N = 9, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43268	1.01966
	bus03	Grid	22.	22.22496	1.01022
	bus04	Grid	22.	22.01092	1.00049
	bus05	Grid	22.	21.8162	0.99164
	bus06	Grid	22.	21.64764	0.98398
	bus07	Grid	22.	21.49748	0.97715
	bus08	Grid	22.	21.40677	0.97303
	bus09	Grid	22.	21.33102	0.96959
	bus10	Grid	22.	21.29506	0.96795
	bus11	Grid	22.	22.42327	1.01924
	bus12	Grid	22.	21.80724	0.99123
	bus13	Grid	22.	21.28075	0.96730
	bus14	Grid	22.	21.2707	0.96685
	bus15	Grid	22.	21.27077	0.96685
	bus16	Grid	22.	22.20461	1.00930
	bus17	Grid	22.	21.47466	0.97612
	bus18	Grid	22.	21.29648	0.96802
	bus19	Grid	22.	21.28498	0.96749
	bus20	Grid	22.	21.27862	0.96720

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 9, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44961	1.02043
	bus03	Grid	22.	22.25835	1.01174
	bus04	Grid	22.	22.06257	1.00284
	bus05	Grid	22.	21.88555	0.99479
	bus06	Grid	22.	21.7341	0.98791
	bus07	Grid	22.	21.60055	0.98184
	bus08	Grid	22.	21.52388	0.97835
	bus09	Grid	22.	21.46187	0.97553
	bus10	Grid	22.	21.42616	0.97391
	bus11	Grid	22.	22.44021	1.02000
	bus12	Grid	22.	21.87661	0.99439
	bus13	Grid	22.	21.41194	0.97327
	bus14	Grid	22.	21.40197	0.97281
	bus15	Grid	22.	21.40203	0.97281
	bus16	Grid	22.	22.23804	1.01082
	bus17	Grid	22.	21.57784	0.98081
	bus18	Grid	22.	21.42755	0.97397
	bus19	Grid	22.	21.41612	0.97346
	bus20	Grid	22.	21.40983	0.97317

N = 9, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46322	1.02105
	bus03	Grid	22.	22.2852	1.01296
	bus04	Grid	22.	22.10413	1.00473
	bus05	Grid	22.	21.94137	0.99733
	bus06	Grid	22.	21.80377	0.99108
	bus07	Grid	22.	21.68368	0.98562
	bus08	Grid	22.	21.61841	0.98265
	bus09	Grid	22.	21.5676	0.98034
	bus10	Grid	22.	21.53209	0.97873
	bus11	Grid	22.	22.45382	1.02062
	bus12	Grid	22.	21.93246	0.99692
	bus13	Grid	22.	21.51794	0.97808
	bus14	Grid	22.	21.50803	0.97763
	bus15	Grid	22.	21.50809	0.97764
	bus16	Grid	22.	22.26491	1.01204
	bus17	Grid	22.	21.66106	0.98459
	bus18	Grid	22.	21.53345	0.97879
	bus19	Grid	22.	21.52208	0.97827
	bus20	Grid	22.	21.51585	0.97799

N = 9, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47506	1.02159
	bus03	Grid	22.	22.30857	1.01402
	bus04	Grid	22.	22.14032	1.00637
	bus05	Grid	22.	21.99003	0.99954
	bus06	Grid	22.	21.86453	0.99384
	bus07	Grid	22.	21.75623	0.98891
	bus08	Grid	22.	21.70096	0.98640
	bus09	Grid	22.	21.65999	0.98454
	bus10	Grid	22.	21.62466	0.98293
	bus11	Grid	22.	22.46566	1.02116
	bus12	Grid	22.	21.98114	0.99914
	bus13	Grid	22.	21.61057	0.98229
	bus14	Grid	22.	21.60072	0.98185
	bus15	Grid	22.	21.60079	0.98185
	bus16	Grid	22.	22.28831	1.01310
	bus17	Grid	22.	21.73369	0.98789
	bus18	Grid	22.	21.626	0.983
	bus19	Grid	22.	21.61468	0.98248
	bus20	Grid	22.	21.60851	0.98220

N = 9, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4852	1.02205
	bus03	Grid	22.	22.3286	1.01493
	bus04	Grid	22.	22.17136	1.00778
	bus05	Grid	22.	22.03178	1.00144
	bus06	Grid	22.	21.91671	0.99621
	bus07	Grid	22.	21.81858	0.99175
	bus08	Grid	22.	21.77198	0.98963
	bus09	Grid	22.	21.73955	0.98816
	bus10	Grid	22.	21.70436	0.98656
	bus11	Grid	22.	22.4758	1.02162
	bus12	Grid	22.	22.0229	1.00104
	bus13	Grid	22.	21.69032	0.98592
	bus14	Grid	22.	21.68051	0.98547
	bus15	Grid	22.	21.68058	0.98548
	bus16	Grid	22.	22.30836	1.01401
	bus17	Grid	22.	21.79611	0.99073
	bus18	Grid	22.	21.70568	0.98662
	bus19	Grid	22.	21.6944	0.98610
	bus20	Grid	22.	21.68827	0.98583

N = 9, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49209	1.02236
	bus03	Grid	22.	22.34222	1.01555
	bus04	Grid	22.	22.19248	1.00874
	bus05	Grid	22.	22.0602	1.00273
	bus06	Grid	22.	21.95224	0.99782
	bus07	Grid	22.	21.86106	0.99368
	bus08	Grid	22.	21.82039	0.99183
	bus09	Grid	22.	21.79382	0.99062
	bus10	Grid	22.	21.75872	0.98903
	bus11	Grid	22.	22.4827	1.02194
	bus12	Grid	22.	22.05133	1.00233
	bus13	Grid	22.	21.74472	0.98839
	bus14	Grid	22.	21.73494	0.98795
	bus15	Grid	22.	21.73501	0.98795
	bus16	Grid	22.	22.32199	1.01463
	bus17	Grid	22.	21.83864	0.99266
	bus18	Grid	22.	21.76003	0.98909
	bus19	Grid	22.	21.74878	0.98858
	bus20	Grid	22.	21.74268	0.98830

N = 9, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49844	1.02265
	bus03	Grid	22.	22.35477	1.01612
	bus04	Grid	22.	22.21194	1.00963
	bus05	Grid	22.	22.0864	1.00392
	bus06	Grid	22.	21.98502	0.99931
	bus07	Grid	22.	21.90028	0.99546
	bus08	Grid	22.	21.8651	0.99386
	bus09	Grid	22.	21.84395	0.99290
	bus10	Grid	22.	21.80895	0.99131
	bus11	Grid	22.	22.48905	1.02223
	bus12	Grid	22.	22.07755	1.00352
	bus13	Grid	22.	21.79498	0.99068
	bus14	Grid	22.	21.78523	0.99023
	bus15	Grid	22.	21.78529	0.99024
	bus16	Grid	22.	22.33455	1.01520
	bus17	Grid	22.	21.87789	0.99444
	bus18	Grid	22.	21.81024	0.99137
	bus19	Grid	22.	21.79902	0.99086
	bus20	Grid	22.	21.79294	0.99058

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 9, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50472	1.02294
	bus03	Grid	22.	22.36719	1.01669
	bus04	Grid	22.	22.23119	1.01050
	bus05	Grid	22.	22.11234	1.00510
	bus06	Grid	22.	22.01748	1.00079
	bus07	Grid	22.	21.93912	0.99723
	bus08	Grid	22.	21.9094	0.99588
	bus09	Grid	22.	21.89365	0.99516
	bus10	Grid	22.	21.85873	0.99357
	bus11	Grid	22.	22.49534	1.02251
	bus12	Grid	22.	22.10349	1.00470
	bus13	Grid	22.	21.84479	0.99294
	bus14	Grid	22.	21.83507	0.99250
	bus15	Grid	22.	21.83514	0.99250
	bus16	Grid	22.	22.34698	1.01577
	bus17	Grid	22.	21.91677	0.99621
	bus18	Grid	22.	21.86002	0.99363
	bus19	Grid	22.	21.84882	0.99312
	bus20	Grid	22.	21.84277	0.99285

N = 9, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.51093	1.02322
	bus03	Grid	22.	22.37947	1.01724
	bus04	Grid	22.	22.25025	1.01137
	bus05	Grid	22.	22.13802	1.00627
	bus06	Grid	22.	22.04963	1.00225
	bus07	Grid	22.	21.97762	0.99898
	bus08	Grid	22.	21.95333	0.99787
	bus09	Grid	22.	21.94295	0.99740
	bus10	Grid	22.	21.90812	0.99582
	bus11	Grid	22.	22.50155	1.02279
	bus12	Grid	22.	22.12918	1.00587
	bus13	Grid	22.	21.89421	0.99519
	bus14	Grid	22.	21.88452	0.99475
	bus15	Grid	22.	21.88458	0.99475
	bus16	Grid	22.	22.35927	1.01633
	bus17	Grid	22.	21.95531	0.99796
	bus18	Grid	22.	21.90939	0.99588
	bus19	Grid	22.	21.89822	0.99537
	bus20	Grid	22.	21.8922	0.9951

N = 10, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41179	1.01871
	bus03	Grid	22.	22.18377	1.00835
	bus04	Grid	22.	21.94727	0.99760
	bus05	Grid	22.	21.73084	0.98776
	bus06	Grid	22.	21.54133	0.97915
	bus07	Grid	22.	21.3709	0.97140
	bus08	Grid	22.	21.26313	0.96650
	bus09	Grid	22.	21.17071	0.96230
	bus10	Grid	22.	21.1595	0.96179
	bus11	Grid	22.	22.40237	1.01828
	bus12	Grid	22.	21.72184	0.98735
	bus13	Grid	22.	21.14509	0.96114
	bus14	Grid	22.	21.13497	0.96068
	bus15	Grid	22.	21.13503	0.96068
	bus16	Grid	22.	22.16339	1.00742
	bus17	Grid	22.	21.34795	0.97036
	bus18	Grid	22.	21.13591	0.96072
	bus19	Grid	22.	21.12432	0.96019
	bus20	Grid	22.	21.14293	0.96104

N = 10, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43291	1.01967
	bus03	Grid	22.	22.2254	1.01024
	bus04	Grid	22.	22.01162	1.00052
	bus05	Grid	22.	21.81715	0.99168
	bus06	Grid	22.	21.64884	0.98403
	bus07	Grid	22.	21.49893	0.97722
	bus08	Grid	22.	21.40843	0.97311
	bus09	Grid	22.	21.33289	0.96967
	bus10	Grid	22.	21.33778	0.96989
	bus11	Grid	22.	22.42349	1.01925
	bus12	Grid	22.	21.80818	0.99128
	bus13	Grid	22.	21.3235	0.96925
	bus14	Grid	22.	21.31348	0.96879
	bus15	Grid	22.	21.31354	0.96879
	bus16	Grid	22.	22.20506	1.00932
	bus17	Grid	22.	21.47611	0.97618
	bus18	Grid	22.	21.29836	0.96810
	bus19	Grid	22.	21.28686	0.96758
	bus20	Grid	22.	21.32138	0.96915

N = 10, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44979	1.02044
	bus03	Grid	22.	22.25871	1.01176
	bus04	Grid	22.	22.06314	1.00287
	bus05	Grid	22.	21.88632	0.99483
	bus06	Grid	22.	21.73508	0.98795
	bus07	Grid	22.	21.60173	0.98189
	bus08	Grid	22.	21.52523	0.97841
	bus09	Grid	22.	21.4634	0.97560
	bus10	Grid	22.	21.48142	0.97642
	bus11	Grid	22.	22.44039	1.02001
	bus12	Grid	22.	21.87738	0.99442
	bus13	Grid	22.	21.46723	0.97578
	bus14	Grid	22.	21.4573	0.97533
	bus15	Grid	22.	21.45736	0.97533
	bus16	Grid	22.	22.2384	1.01083
	bus17	Grid	22.	21.57903	0.98086
	bus18	Grid	22.	21.42909	0.97404
	bus19	Grid	22.	21.41766	0.97353
	bus20	Grid	22.	21.46514	0.97568

N = 10, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46335	1.02106
	bus03	Grid	22.	22.28547	1.01297
	bus04	Grid	22.	22.10455	1.00475
	bus05	Grid	22.	21.94194	0.99736
	bus06	Grid	22.	21.80448	0.99111
	bus07	Grid	22.	21.68452	0.98566
	bus08	Grid	22.	21.61936	0.98269
	bus09	Grid	22.	21.56865	0.98039
	bus10	Grid	22.	21.5973	0.98169
	bus11	Grid	22.	22.45395	1.02063
	bus12	Grid	22.	21.93303	0.99695
	bus13	Grid	22.	21.58319	0.98105
	bus14	Grid	22.	21.57333	0.98060
	bus15	Grid	22.	21.57339	0.98060
	bus16	Grid	22.	22.26518	1.01205
	bus17	Grid	22.	21.66192	0.98463
	bus18	Grid	22.	21.53452	0.97884
	bus19	Grid	22.	21.52315	0.97832
	bus20	Grid	22.	21.58112	0.98096

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 10, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47509	1.02159
	bus03	Grid	22.	22.30865	1.01402
	bus04	Grid	22.	22.14044	1.00638
	bus05	Grid	22.	21.99019	0.99955
	bus06	Grid	22.	21.86473	0.99385
	bus07	Grid	22.	21.75647	0.98893
	bus08	Grid	22.	21.70124	0.98641
	bus09	Grid	22.	21.6603	0.98455
	bus10	Grid	22.	21.69838	0.98629
	bus11	Grid	22.	22.4657	1.02116
	bus12	Grid	22.	21.98129	0.99914
	bus13	Grid	22.	21.68434	0.98565
	bus14	Grid	22.	21.67453	0.98520
	bus15	Grid	22.	21.67459	0.98520
	bus16	Grid	22.	22.28838	1.01310
	bus17	Grid	22.	21.73393	0.98790
	bus18	Grid	22.	21.62631	0.98301
	bus19	Grid	22.	21.61499	0.98249
	bus20	Grid	22.	21.68229	0.98555

N = 10, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48514	1.02205
	bus03	Grid	22.	22.32848	1.01493
	bus04	Grid	22.	22.17118	1.00778
	bus05	Grid	22.	22.03153	1.00143
	bus06	Grid	22.	21.91639	0.99619
	bus07	Grid	22.	21.81819	0.99173
	bus08	Grid	22.	21.77153	0.98961
	bus09	Grid	22.	21.73905	0.98813
	bus10	Grid	22.	21.78529	0.99024
	bus11	Grid	22.	22.47575	1.02162
	bus12	Grid	22.	22.02265	1.00103
	bus13	Grid	22.	21.77131	0.98960
	bus14	Grid	22.	21.76154	0.98916
	bus15	Grid	22.	21.76161	0.98916
	bus16	Grid	22.	22.30824	1.01401
	bus17	Grid	22.	21.79572	0.99071
	bus18	Grid	22.	21.70518	0.98659
	bus19	Grid	22.	21.6939	0.98608
	bus20	Grid	22.	21.76927	0.98951

N = 10, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49195	1.02236
	bus03	Grid	22.	22.34195	1.01554
	bus04	Grid	22.	22.19205	1.00873
	bus05	Grid	22.	22.05962	1.00271
	bus06	Grid	22.	21.95151	0.99779
	bus07	Grid	22.	21.86018	0.99364
	bus08	Grid	22.	21.81938	0.99178
	bus09	Grid	22.	21.79267	0.99057
	bus10	Grid	22.	21.8445	0.99293
	bus11	Grid	22.	22.48257	1.02193
	bus12	Grid	22.	22.05075	1.00230
	bus13	Grid	22.	21.83056	0.99229
	bus14	Grid	22.	21.82083	0.99185
	bus15	Grid	22.	21.82089	0.99185
	bus16	Grid	22.	22.32172	1.01462
	bus17	Grid	22.	21.83775	0.99262
	bus18	Grid	22.	21.75888	0.98904
	bus19	Grid	22.	21.74763	0.98852
	bus20	Grid	22.	21.82853	0.99220

N = 10, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49823	1.02264
	bus03	Grid	22.	22.35435	1.01610
	bus04	Grid	22.	22.21127	1.00960
	bus05	Grid	22.	22.08549	1.00388
	bus06	Grid	22.	21.98386	0.99926
	bus07	Grid	22.	21.89888	0.99540
	bus08	Grid	22.	21.86349	0.99379
	bus09	Grid	22.	21.84213	0.99282
	bus10	Grid	22.	21.89915	0.99541
	bus11	Grid	22.	22.48884	1.02222
	bus12	Grid	22.	22.07663	1.00348
	bus13	Grid	22.	21.88524	0.99478
	bus14	Grid	22.	21.87554	0.99434
	bus15	Grid	22.	21.8756	0.99434
	bus16	Grid	22.	22.33412	1.01518
	bus17	Grid	22.	21.87649	0.99438
	bus18	Grid	22.	21.80842	0.99129
	bus19	Grid	22.	21.7972	0.99078
	bus20	Grid	22.	21.88322	0.99469

N = 10, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50442	1.02292
	bus03	Grid	22.	22.36659	1.01666
	bus04	Grid	22.	22.23025	1.01046
	bus05	Grid	22.	22.11105	1.00504
	bus06	Grid	22.	22.01585	1.00072
	bus07	Grid	22.	21.93716	0.99714
	bus08	Grid	22.	21.90714	0.99577
	bus09	Grid	22.	21.8911	0.99505
	bus10	Grid	22.	21.95327	0.99787
	bus11	Grid	22.	22.49503	1.02250
	bus12	Grid	22.	22.1022	1.00464
	bus13	Grid	22.	21.93939	0.99724
	bus14	Grid	22.	21.92972	0.99680
	bus15	Grid	22.	21.92979	0.99680
	bus16	Grid	22.	22.34637	1.01574
	bus17	Grid	22.	21.91481	0.99612
	bus18	Grid	22.	21.85747	0.99352
	bus19	Grid	22.	21.84627	0.99301
	bus20	Grid	22.	21.93739	0.99715

N = 10, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.51054	1.02320
	bus03	Grid	22.	22.37868	1.01721
	bus04	Grid	22.	22.24902	1.01131
	bus05	Grid	22.	22.13633	1.00619
	bus06	Grid	22.	22.0475	1.00215
	bus07	Grid	22.	21.97505	0.99886
	bus08	Grid	22.	21.95037	0.99774
	bus09	Grid	22.	21.93961	0.99725
	bus10	Grid	22.	22.00691	1.00031
	bus11	Grid	22.	22.50116	1.02278
	bus12	Grid	22.	22.1275	1.00579
	bus13	Grid	22.	21.99307	0.99968
	bus14	Grid	22.	21.98343	0.99924
	bus15	Grid	22.	21.98349	0.99924
	bus16	Grid	22.	22.35848	1.01629
	bus17	Grid	22.	21.95274	0.99785
	bus18	Grid	22.	21.90605	0.99572
	bus19	Grid	22.	21.89487	0.99522
	bus20	Grid	22.	21.99107	0.99959

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 11, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40186	1.01826
	bus03	Grid	22.	22.14083	1.00640
	bus04	Grid	22.	21.86782	0.99399
	bus05	Grid	22.	21.61615	0.98255
	bus06	Grid	22.	21.39268	0.97239
	bus07	Grid	22.	21.18951	0.96315
	bus08	Grid	22.	21.05422	0.95700
	bus09	Grid	22.	20.93501	0.95159
	bus10	Grid	22.	20.89829	0.94992
	bus11	Grid	22.	22.4059	1.01845
	bus12	Grid	22.	21.6071	0.98214
	bus13	Grid	22.	20.8837	0.94925
	bus14	Grid	22.	20.87342	0.94879
	bus15	Grid	22.	20.87349	0.94879
	bus16	Grid	22.	22.12041	1.00547
	bus17	Grid	22.	21.16636	0.96210
	bus18	Grid	22.	20.89981	0.94999
	bus19	Grid	22.	20.88809	0.94945
	bus20	Grid	22.	20.88149	0.94915

N = 11, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41758	1.01898
	bus03	Grid	22.	22.1568	1.00712
	bus04	Grid	22.	21.88404	0.99472
	bus05	Grid	22.	21.63261	0.98330
	bus06	Grid	22.	21.40935	0.97315
	bus07	Grid	22.	21.20636	0.96392
	bus08	Grid	22.	21.07118	0.95778
	bus09	Grid	22.	20.95208	0.95236
	bus10	Grid	22.	20.9154	0.95069
	bus11	Grid	22.	22.43028	1.01955
	bus12	Grid	22.	21.62356	0.98288
	bus13	Grid	22.	20.90082	0.95003
	bus14	Grid	22.	20.89055	0.94957
	bus15	Grid	22.	20.89061	0.94957
	bus16	Grid	22.	22.13639	1.00619
	bus17	Grid	22.	21.18323	0.96287
	bus18	Grid	22.	20.91691	0.95076
	bus19	Grid	22.	20.9052	0.95023
	bus20	Grid	22.	20.89861	0.94993

N = 11, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43054	1.01957
	bus03	Grid	22.	22.16997	1.00772
	bus04	Grid	22.	21.89742	0.99533
	bus05	Grid	22.	21.64618	0.98391
	bus06	Grid	22.	21.42309	0.97377
	bus07	Grid	22.	21.22026	0.96455
	bus08	Grid	22.	21.08518	0.95841
	bus09	Grid	22.	20.96616	0.95300
	bus10	Grid	22.	20.9295	0.95134
	bus11	Grid	22.	22.45041	1.02047
	bus12	Grid	22.	21.63714	0.98350
	bus13	Grid	22.	20.91494	0.95067
	bus14	Grid	22.	20.90468	0.95021
	bus15	Grid	22.	20.90474	0.95021
	bus16	Grid	22.	22.14957	1.00679
	bus17	Grid	22.	21.19714	0.96350
	bus18	Grid	22.	20.93101	0.95140
	bus19	Grid	22.	20.91931	0.95087
	bus20	Grid	22.	20.91273	0.95057

N = 11, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44119	1.02005
	bus03	Grid	22.	22.18079	1.00821
	bus04	Grid	22.	21.90842	0.99583
	bus05	Grid	22.	21.65734	0.98442
	bus06	Grid	22.	21.43439	0.97429
	bus07	Grid	22.	21.23167	0.96507
	bus08	Grid	22.	21.09668	0.95893
	bus09	Grid	22.	20.97773	0.95353
	bus10	Grid	22.	20.9411	0.95186
	bus11	Grid	22.	22.46696	1.02122
	bus12	Grid	22.	21.64831	0.98401
	bus13	Grid	22.	20.92654	0.95120
	bus14	Grid	22.	20.91628	0.95074
	bus15	Grid	22.	20.91634	0.95074
	bus16	Grid	22.	22.16041	1.00729
	bus17	Grid	22.	21.20857	0.96402
	bus18	Grid	22.	20.9426	0.95193
	bus19	Grid	22.	20.93091	0.95140
	bus20	Grid	22.	20.92434	0.95110

N = 11, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45064	1.02048
	bus03	Grid	22.	22.19039	1.00865
	bus04	Grid	22.	21.91817	0.99628
	bus05	Grid	22.	21.66723	0.98487
	bus06	Grid	22.	21.4444	0.97474
	bus07	Grid	22.	21.2418	0.96553
	bus08	Grid	22.	21.10687	0.95940
	bus09	Grid	22.	20.98799	0.95399
	bus10	Grid	22.	20.95138	0.95233
	bus11	Grid	22.	22.48164	1.02189
	bus12	Grid	22.	21.6582	0.98446
	bus13	Grid	22.	20.93682	0.95167
	bus14	Grid	22.	20.92658	0.95120
	bus15	Grid	22.	20.92664	0.95121
	bus16	Grid	22.	22.17001	1.00772
	bus17	Grid	22.	21.21871	0.96448
	bus18	Grid	22.	20.95288	0.95240
	bus19	Grid	22.	20.94119	0.95187
	bus20	Grid	22.	20.93462	0.95157

N = 11, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45887	1.02085
	bus03	Grid	22.	22.19875	1.00903
	bus04	Grid	22.	21.92667	0.99666
	bus05	Grid	22.	21.67585	0.98526
	bus06	Grid	22.	21.45313	0.97514
	bus07	Grid	22.	21.25062	0.96593
	bus08	Grid	22.	21.11575	0.95980
	bus09	Grid	22.	20.99692	0.95440
	bus10	Grid	22.	20.96033	0.95274
	bus11	Grid	22.	22.49444	1.02247
	bus12	Grid	22.	21.66683	0.98485
	bus13	Grid	22.	20.94578	0.95208
	bus14	Grid	22.	20.93554	0.95161
	bus15	Grid	22.	20.9356	0.95161
	bus16	Grid	22.	22.17838	1.00810
	bus17	Grid	22.	21.22754	0.96488
	bus18	Grid	22.	20.96183	0.95281
	bus19	Grid	22.	20.95015	0.95227
	bus20	Grid	22.	20.94359	0.95198

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 11, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46453	1.02111
	bus03	Grid	22.	22.20451	1.00929
	bus04	Grid	22.	21.93252	0.99693
	bus05	Grid	22.	21.68178	0.98553
	bus06	Grid	22.	21.45913	0.97541
	bus07	Grid	22.	21.25669	0.96621
	bus08	Grid	22.	21.12187	0.96008
	bus09	Grid	22.	21.00307	0.95468
	bus10	Grid	22.	20.96649	0.95302
	bus11	Grid	22.	22.50325	1.02287
	bus12	Grid	22.	21.67276	0.98512
	bus13	Grid	22.	20.95195	0.95236
	bus14	Grid	22.	20.94171	0.95189
	bus15	Grid	22.	20.94177	0.95189
	bus16	Grid	22.	22.18414	1.00837
	bus17	Grid	22.	21.23361	0.96516
	bus18	Grid	22.	20.96799	0.95309
	bus19	Grid	22.	20.95631	0.95255
	bus20	Grid	22.	20.94976	0.95226

N = 11, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46981	1.02135
	bus03	Grid	22.	22.20986	1.00953
	bus04	Grid	22.	21.93796	0.99718
	bus05	Grid	22.	21.6873	0.98578
	bus06	Grid	22.	21.46472	0.97566
	bus07	Grid	22.	21.26234	0.96646
	bus08	Grid	22.	21.12756	0.96034
	bus09	Grid	22.	21.0088	0.95494
	bus10	Grid	22.	20.97223	0.95328
	bus11	Grid	22.	22.51146	1.02324
	bus12	Grid	22.	21.67828	0.98537
	bus13	Grid	22.	20.95769	0.95262
	bus14	Grid	22.	20.94745	0.95215
	bus15	Grid	22.	20.94751	0.95215
	bus16	Grid	22.	22.1895	1.00861
	bus17	Grid	22.	21.23927	0.96542
	bus18	Grid	22.	20.97373	0.95335
	bus19	Grid	22.	20.96205	0.95282
	bus20	Grid	22.	20.95549	0.95252

N = 11, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47507	1.02159
	bus03	Grid	22.	22.21521	1.00978
	bus04	Grid	22.	21.94339	0.99742
	bus05	Grid	22.	21.69281	0.98603
	bus06	Grid	22.	21.4703	0.97592
	bus07	Grid	22.	21.26798	0.96672
	bus08	Grid	22.	21.13324	0.96060
	bus09	Grid	22.	21.01451	0.95520
	bus10	Grid	22.	20.97795	0.95354
	bus11	Grid	22.	22.51965	1.02362
	bus12	Grid	22.	21.6838	0.98562
	bus13	Grid	22.	20.96342	0.95288
	bus14	Grid	22.	20.95319	0.95241
	bus15	Grid	22.	20.95325	0.95242
	bus16	Grid	22.	22.19485	1.00885
	bus17	Grid	22.	21.24491	0.96567
	bus18	Grid	22.	20.97945	0.95361
	bus19	Grid	22.	20.96777	0.95308
	bus20	Grid	22.	20.96122	0.95278

N = 11, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48032	1.02183
	bus03	Grid	22.	22.22055	1.01002
	bus04	Grid	22.	21.94882	0.99767
	bus05	Grid	22.	21.69832	0.98628
	bus06	Grid	22.	21.47587	0.97617
	bus07	Grid	22.	21.27361	0.96698
	bus08	Grid	22.	21.13891	0.96085
	bus09	Grid	22.	21.02022	0.95546
	bus10	Grid	22.	20.98367	0.95380
	bus11	Grid	22.	22.52783	1.02399
	bus12	Grid	22.	21.6893	0.98587
	bus13	Grid	22.	20.96914	0.95314
	bus14	Grid	22.	20.95891	0.95267
	bus15	Grid	22.	20.95897	0.95268
	bus16	Grid	22.	22.2002	1.0091
	bus17	Grid	22.	21.25055	0.96593
	bus18	Grid	22.	20.98516	0.95387
	bus19	Grid	22.	20.97349	0.95334
	bus20	Grid	22.	20.96695	0.95304

N = 12, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40691	1.01849
	bus03	Grid	22.	22.17403	1.00791
	bus04	Grid	22.	21.93198	0.99690
	bus05	Grid	22.	21.71002	0.98681
	bus06	Grid	22.	21.48772	0.97671
	bus07	Grid	22.	21.28558	0.96752
	bus08	Grid	22.	21.15096	0.96140
	bus09	Grid	22.	21.03235	0.95601
	bus10	Grid	22.	20.99582	0.95435
	bus11	Grid	22.	22.39749	1.01806
	bus12	Grid	22.	21.71143	0.98688
	bus13	Grid	22.	20.9813	0.95369
	bus14	Grid	22.	20.97108	0.95323
	bus15	Grid	22.	20.97114	0.95323
	bus16	Grid	22.	22.15363	1.00698
	bus17	Grid	22.	21.26254	0.96647
	bus18	Grid	22.	20.99731	0.95442
	bus19	Grid	22.	20.98565	0.95389
	bus20	Grid	22.	20.97911	0.95359

N = 12, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.42554	1.01934
	bus03	Grid	22.	22.21068	1.00957
	bus04	Grid	22.	21.9885	0.99947
	bus05	Grid	22.	21.78568	0.99025
	bus06	Grid	22.	21.5643	0.98019
	bus07	Grid	22.	21.363	0.97104
	bus08	Grid	22.	21.22892	0.96495
	bus09	Grid	22.	21.11078	0.95958
	bus10	Grid	22.	21.0744	0.95792
	bus11	Grid	22.	22.41612	1.01891
	bus12	Grid	22.	21.79378	0.99062
	bus13	Grid	22.	21.05994	0.95726
	bus14	Grid	22.	21.04976	0.95680
	bus15	Grid	22.	21.04983	0.95681
	bus16	Grid	22.	22.19032	1.00865
	bus17	Grid	22.	21.34004	0.97000
	bus18	Grid	22.	21.07588	0.95799
	bus19	Grid	22.	21.06426	0.95746
	bus20	Grid	22.	21.05776	0.95717

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 12, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44072	1.02003
	bus03	Grid	22.	22.24057	1.01093
	bus04	Grid	22.	22.03466	1.00157
	bus05	Grid	22.	21.84753	0.99306
	bus06	Grid	22.	21.62691	0.98304
	bus07	Grid	22.	21.42627	0.97392
	bus08	Grid	22.	21.29264	0.96784
	bus09	Grid	22.	21.17488	0.96249
	bus10	Grid	22.	21.13863	0.96084
	bus11	Grid	22.	22.43131	1.01960
	bus12	Grid	22.	21.86114	0.99368
	bus13	Grid	22.	21.12421	0.96019
	bus14	Grid	22.	21.11407	0.95973
	bus15	Grid	22.	21.11414	0.95973
	bus16	Grid	22.	22.22024	1.01001
	bus17	Grid	22.	21.40338	0.97288
	bus18	Grid	22.	21.14009	0.96091
	bus19	Grid	22.	21.1285	0.96038
	bus20	Grid	22.	21.12205	0.96009

N = 12, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45307	1.02059
	bus03	Grid	22.	22.26491	1.01204
	bus04	Grid	22.	22.07228	1.00328
	bus05	Grid	22.	21.89799	0.99536
	bus06	Grid	22.	21.67799	0.98536
	bus07	Grid	22.	21.47789	0.97626
	bus08	Grid	22.	21.34462	0.97020
	bus09	Grid	22.	21.22717	0.96487
	bus10	Grid	22.	21.19102	0.96322
	bus11	Grid	22.	22.44366	1.02016
	bus12	Grid	22.	21.91612	0.99618
	bus13	Grid	22.	21.17663	0.96257
	bus14	Grid	22.	21.16653	0.96211
	bus15	Grid	22.	21.16659	0.96211
	bus16	Grid	22.	22.2446	1.01111
	bus17	Grid	22.	21.45505	0.97522
	bus18	Grid	22.	21.19246	0.96329
	bus19	Grid	22.	21.1809	0.96276
	bus20	Grid	22.	21.17448	0.96247

N = 12, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46392	1.02108
	bus03	Grid	22.	22.28632	1.01301
	bus04	Grid	22.	22.10539	1.00479
	bus05	Grid	22.	21.94245	0.99738
	bus06	Grid	22.	21.72298	0.98740
	bus07	Grid	22.	21.52336	0.97833
	bus08	Grid	22.	21.39041	0.97229
	bus09	Grid	22.	21.27323	0.96696
	bus10	Grid	22.	21.23716	0.96532
	bus11	Grid	22.	22.45452	1.02066
	bus12	Grid	22.	21.96457	0.99838
	bus13	Grid	22.	21.22281	0.96467
	bus14	Grid	22.	21.21273	0.96421
	bus15	Grid	22.	21.21279	0.96421
	bus16	Grid	22.	22.26604	1.01209
	bus17	Grid	22.	21.50058	0.97729
	bus18	Grid	22.	21.2386	0.96539
	bus19	Grid	22.	21.22707	0.96486
	bus20	Grid	22.	21.22067	0.96457

N = 12, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47331	1.02151
	bus03	Grid	22.	22.30484	1.01385
	bus04	Grid	22.	22.13406	1.00609
	bus05	Grid	22.	21.98098	0.99913
	bus06	Grid	22.	21.76197	0.98918
	bus07	Grid	22.	21.56276	0.98012
	bus08	Grid	22.	21.43007	0.97409
	bus09	Grid	22.	21.31313	0.96877
	bus10	Grid	22.	21.27714	0.96714
	bus11	Grid	22.	22.46392	1.02108
	bus12	Grid	22.	22.00657	1.00029
	bus13	Grid	22.	21.26281	0.96649
	bus14	Grid	22.	21.25276	0.96603
	bus15	Grid	22.	21.25282	0.96603
	bus16	Grid	22.	22.28458	1.01293
	bus17	Grid	22.	21.54001	0.97909
	bus18	Grid	22.	21.27856	0.96720
	bus19	Grid	22.	21.26705	0.96668
	bus20	Grid	22.	21.26068	0.96639

N = 12, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47974	1.02180
	bus03	Grid	22.	22.31753	1.01443
	bus04	Grid	22.	22.1537	1.00698
	bus05	Grid	22.	22.00739	1.00033
	bus06	Grid	22.	21.78869	0.99039
	bus07	Grid	22.	21.58976	0.98135
	bus08	Grid	22.	21.45726	0.97533
	bus09	Grid	22.	21.34048	0.97002
	bus10	Grid	22.	21.30454	0.96838
	bus11	Grid	22.	22.47034	1.02137
	bus12	Grid	22.	22.03537	1.00160
	bus13	Grid	22.	21.29023	0.96773
	bus14	Grid	22.	21.2802	0.96728
	bus15	Grid	22.	21.28026	0.96728
	bus16	Grid	22.	22.29727	1.01351
	bus17	Grid	22.	21.56705	0.98032
	bus18	Grid	22.	21.30596	0.96845
	bus19	Grid	22.	21.29446	0.96793
	bus20	Grid	22.	21.28811	0.96764

N = 12, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48569	1.02207
	bus03	Grid	22.	22.32928	1.01496
	bus04	Grid	22.	22.17191	1.00781
	bus05	Grid	22.	22.03188	1.00144
	bus06	Grid	22.	21.81347	0.99152
	bus07	Grid	22.	21.6148	0.98249
	bus08	Grid	22.	21.48248	0.97647
	bus09	Grid	22.	21.36584	0.97117
	bus10	Grid	22.	21.32995	0.96954
	bus11	Grid	22.	22.4763	1.02165
	bus12	Grid	22.	22.06208	1.00282
	bus13	Grid	22.	21.31566	0.96889
	bus14	Grid	22.	21.30564	0.96843
	bus15	Grid	22.	21.3057	0.96844
	bus16	Grid	22.	22.30903	1.01404
	bus17	Grid	22.	21.59211	0.98145
	bus18	Grid	22.	21.33136	0.96960
	bus19	Grid	22.	21.31988	0.96908
	bus20	Grid	22.	21.31354	0.96879

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 12, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4916	1.02234
	bus03	Grid	22.	22.34096	1.01549
	bus04	Grid	22.	22.19002	1.00863
	bus05	Grid	22.	22.05625	1.00255
	bus06	Grid	22.	21.83813	0.99264
	bus07	Grid	22.	21.63972	0.98362
	bus08	Grid	22.	21.50756	0.97761
	bus09	Grid	22.	21.39107	0.97232
	bus10	Grid	22.	21.35523	0.97069
	bus11	Grid	22.	22.48221	1.02191
	bus12	Grid	22.	22.08867	1.00403
	bus13	Grid	22.	21.34096	0.97004
	bus14	Grid	22.	21.33095	0.96958
	bus15	Grid	22.	21.33101	0.96959
	bus16	Grid	22.	22.32072	1.01457
	bus17	Grid	22.	21.61706	0.98259
	bus18	Grid	22.	21.35664	0.97075
	bus19	Grid	22.	21.34517	0.97023
	bus20	Grid	22.	21.33884	0.96994

N = 12, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49748	1.02261
	bus03	Grid	22.	22.35258	1.01602
	bus04	Grid	22.	22.20804	1.00945
	bus05	Grid	22.	22.08051	1.00366
	bus06	Grid	22.	21.86269	0.99375
	bus07	Grid	22.	21.66453	0.98475
	bus08	Grid	22.	21.53254	0.97875
	bus09	Grid	22.	21.4162	0.97346
	bus10	Grid	22.	21.38041	0.97183
	bus11	Grid	22.	22.48809	1.02218
	bus12	Grid	22.	22.11515	1.00523
	bus13	Grid	22.	21.36615	0.97118
	bus14	Grid	22.	21.35616	0.97073
	bus15	Grid	22.	21.35622	0.97073
	bus16	Grid	22.	22.33236	1.01510
	bus17	Grid	22.	21.6419	0.98372
	bus18	Grid	22.	21.38181	0.97190
	bus19	Grid	22.	21.37035	0.97137
	bus20	Grid	22.	21.36404	0.97109

N = 13, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41183	1.01872
	bus03	Grid	22.	22.18386	1.00835
	bus04	Grid	22.	21.94741	0.99760
	bus05	Grid	22.	21.73103	0.98777
	bus06	Grid	22.	21.54156	0.97916
	bus07	Grid	22.	21.37119	0.97141
	bus08	Grid	22.	21.26345	0.96652
	bus09	Grid	22.	21.17107	0.96232
	bus10	Grid	22.	21.15991	0.96181
	bus11	Grid	22.	22.40241	1.01829
	bus12	Grid	22.	21.72203	0.98736
	bus13	Grid	22.	21.16333	0.96196
	bus14	Grid	22.	21.13538	0.96069
	bus15	Grid	22.	21.13544	0.96070
	bus16	Grid	22.	22.16348	1.00743
	bus17	Grid	22.	21.34824	0.97037
	bus18	Grid	22.	21.13627	0.96073
	bus19	Grid	22.	21.12469	0.96021
	bus20	Grid	22.	21.14334	0.96106

N = 13, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4329	1.01967
	bus03	Grid	22.	22.2254	1.01024
	bus04	Grid	22.	22.01161	1.00052
	bus05	Grid	22.	21.81714	0.99168
	bus06	Grid	22.	21.64883	0.98403
	bus07	Grid	22.	21.49892	0.97722
	bus08	Grid	22.	21.40842	0.97311
	bus09	Grid	22.	21.33288	0.96967
	bus10	Grid	22.	21.33777	0.96989
	bus11	Grid	22.	22.42349	1.01925
	bus12	Grid	22.	21.80818	0.99128
	bus13	Grid	22.	21.35255	0.97057
	bus14	Grid	22.	21.31347	0.96879
	bus15	Grid	22.	21.31353	0.96879
	bus16	Grid	22.	22.20505	1.00932
	bus17	Grid	22.	21.47611	0.97618
	bus18	Grid	22.	21.29835	0.96810
	bus19	Grid	22.	21.28685	0.96758
	bus20	Grid	22.	21.32137	0.96915

N = 13, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44972	1.02044
	bus03	Grid	22.	22.25856	1.01175
	bus04	Grid	22.	22.0629	1.00285
	bus05	Grid	22.	21.88599	0.99481
	bus06	Grid	22.	21.73467	0.98793
	bus07	Grid	22.	21.60123	0.98187
	bus08	Grid	22.	21.52466	0.97839
	bus09	Grid	22.	21.46276	0.97557
	bus10	Grid	22.	21.4807	0.97639
	bus11	Grid	22.	22.44031	1.02001
	bus12	Grid	22.	21.87705	0.99441
	bus13	Grid	22.	21.50474	0.97748
	bus14	Grid	22.	21.45658	0.97529
	bus15	Grid	22.	21.45664	0.97530
	bus16	Grid	22.	22.23825	1.01082
	bus17	Grid	22.	21.57853	0.98084
	bus18	Grid	22.	21.42844	0.97401
	bus19	Grid	22.	21.41701	0.97350
	bus20	Grid	22.	21.46442	0.97565

N = 13, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4632	1.02105
	bus03	Grid	22.	22.28517	1.01296
	bus04	Grid	22.	22.10408	1.00473
	bus05	Grid	22.	21.9413	0.99733
	bus06	Grid	22.	21.80367	0.99107
	bus07	Grid	22.	21.68354	0.98561
	bus08	Grid	22.	21.61823	0.98264
	bus09	Grid	22.	21.56738	0.98033
	bus10	Grid	22.	21.59588	0.98163
	bus11	Grid	22.	22.4538	1.02062
	bus12	Grid	22.	21.93239	0.99692
	bus13	Grid	22.	21.62742	0.98306
	bus14	Grid	22.	21.57191	0.98054
	bus15	Grid	22.	21.57197	0.98054
	bus16	Grid	22.	22.26488	1.01204
	bus17	Grid	22.	21.66094	0.98458
	bus18	Grid	22.	21.53324	0.97878
	bus19	Grid	22.	21.52188	0.97826
	bus20	Grid	22.	21.57971	0.98089

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 13, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47485	1.02158
	bus03	Grid	22.	22.30816	1.01400
	bus04	Grid	22.	22.13968	1.00634
	bus05	Grid	22.	21.98915	0.99950
	bus06	Grid	22.	21.86342	0.99379
	bus07	Grid	22.	21.75488	0.98885
	bus08	Grid	22.	21.69941	0.98633
	bus09	Grid	22.	21.65824	0.98446
	bus10	Grid	22.	21.69608	0.98618
	bus11	Grid	22.	22.46545	1.02115
	bus12	Grid	22.	21.98025	0.99910
	bus13	Grid	22.	21.73427	0.98792
	bus14	Grid	22.	21.67223	0.98510
	bus15	Grid	22.	21.6723	0.98510
	bus16	Grid	22.	22.28789	1.01308
	bus17	Grid	22.	21.73234	0.98783
	bus18	Grid	22.	21.62424	0.98292
	bus19	Grid	22.	21.61293	0.98240
	bus20	Grid	22.	21.67999	0.98545

N = 13, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4848	1.02203
	bus03	Grid	22.	22.32781	1.0149
	bus04	Grid	22.	22.17011	1.00773
	bus05	Grid	22.	22.03008	1.00136
	bus06	Grid	22.	21.91456	0.99611
	bus07	Grid	22.	21.81598	0.99163
	bus08	Grid	22.	21.76899	0.98949
	bus09	Grid	22.	21.73618	0.98800
	bus10	Grid	22.	21.78209	0.99009
	bus11	Grid	22.	22.47541	1.02160
	bus12	Grid	22.	22.0212	1.00096
	bus13	Grid	22.	21.82604	0.99209
	bus14	Grid	22.	21.75834	0.98901
	bus15	Grid	22.	21.75841	0.98901
	bus16	Grid	22.	22.30756	1.01398
	bus17	Grid	22.	21.79351	0.99061
	bus18	Grid	22.	21.7023	0.98646
	bus19	Grid	22.	21.69102	0.98595
	bus20	Grid	22.	21.76607	0.98936

N = 13, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49154	1.02234
	bus03	Grid	22.	22.34113	1.01550
	bus04	Grid	22.	22.19076	1.00867
	bus05	Grid	22.	22.05786	1.00263
	bus06	Grid	22.	21.94929	0.99769
	bus07	Grid	22.	21.85749	0.99352
	bus08	Grid	22.	21.81629	0.99164
	bus09	Grid	22.	21.78918	0.99041
	bus10	Grid	22.	21.84062	0.99275
	bus11	Grid	22.	22.48215	1.02191
	bus12	Grid	22.	22.04899	1.00222
	bus13	Grid	22.	21.88851	0.99493
	bus14	Grid	22.	21.81694	0.99167
	bus15	Grid	22.	21.817	0.99168
	bus16	Grid	22.	22.3209	1.01458
	bus17	Grid	22.	21.83506	0.99250
	bus18	Grid	22.	21.75539	0.98888
	bus19	Grid	22.	21.74414	0.98836
	bus20	Grid	22.	21.82465	0.99202

N = 13, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49774	1.02262
	bus03	Grid	22.	22.35338	1.01606
	bus04	Grid	22.	22.20975	1.00953
	bus05	Grid	22.	22.08341	1.00379
	bus06	Grid	22.	21.98124	0.99914
	bus07	Grid	22.	21.89572	0.99525
	bus08	Grid	22.	21.85985	0.99362
	bus09	Grid	22.	21.83802	0.99263
	bus10	Grid	22.	21.89458	0.99520
	bus11	Grid	22.	22.48836	1.02219
	bus12	Grid	22.	22.07456	1.00338
	bus13	Grid	22.	21.94612	0.99755
	bus14	Grid	22.	21.87096	0.99413
	bus15	Grid	22.	21.87103	0.99413
	bus16	Grid	22.	22.33315	1.01514
	bus17	Grid	22.	21.87332	0.99424
	bus18	Grid	22.	21.80431	0.99110
	bus19	Grid	22.	21.79308	0.99059
	bus20	Grid	22.	21.87865	0.99448

N = 13, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50386	1.02290
	bus03	Grid	22.	22.36546	1.01661
	bus04	Grid	22.	22.22849	1.01038
	bus05	Grid	22.	22.10865	1.00493
	bus06	Grid	22.	22.01282	1.00058
	bus07	Grid	22.	21.93349	0.99697
	bus08	Grid	22.	21.90292	0.99558
	bus09	Grid	22.	21.88634	0.99483
	bus10	Grid	22.	21.94797	0.99763
	bus11	Grid	22.	22.49447	1.02247
	bus12	Grid	22.	22.0998	1.00453
	bus13	Grid	22.	22.00315	1.00014
	bus14	Grid	22.	21.92442	0.99656
	bus15	Grid	22.	21.92448	0.99656
	bus16	Grid	22.	22.34525	1.01569
	bus17	Grid	22.	21.91114	0.99596
	bus18	Grid	22.	21.85269	0.99330
	bus19	Grid	22.	21.84149	0.99279
	bus20	Grid	22.	21.93209	0.99691

N = 13, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50989	1.02317
	bus03	Grid	22.	22.3774	1.01715
	bus04	Grid	22.	22.247	1.01122
	bus05	Grid	22.	22.13358	1.00607
	bus06	Grid	22.	22.04402	1.00200
	bus07	Grid	22.	21.97084	0.99867
	bus08	Grid	22.	21.94554	0.99752
	bus09	Grid	22.	21.93415	0.99700
	bus10	Grid	22.	22.00084	1.00003
	bus11	Grid	22.	22.50051	1.02275
	bus12	Grid	22.	22.12475	1.00567
	bus13	Grid	22.	22.05963	1.00271
	bus14	Grid	22.	21.97735	0.99897
	bus15	Grid	22.	21.97741	0.99897
	bus16	Grid	22.	22.3572	1.01623
	bus17	Grid	22.	21.94853	0.99766
	bus18	Grid	22.	21.90058	0.99548
	bus19	Grid	22.	21.88941	0.99497
	bus20	Grid	22.	21.985	0.99931

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 14, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41181	1.01871
	bus03	Grid	22.	22.18382	1.00835
	bus04	Grid	22.	21.94734	0.99760
	bus05	Grid	22.	21.73094	0.98777
	bus06	Grid	22.	21.54145	0.97915
	bus07	Grid	22.	21.37105	0.97141
	bus08	Grid	22.	21.2633	0.96651
	bus09	Grid	22.	21.1709	0.96231
	bus10	Grid	22.	21.15971	0.96180
	bus11	Grid	22.	22.40239	1.01829
	bus12	Grid	22.	21.72194	0.98736
	bus13	Grid	22.	21.14531	0.96115
	bus14	Grid	22.	21.1815	0.96279
	bus15	Grid	22.	21.1602	0.96182
	bus16	Grid	22.	22.16343	1.00742
	bus17	Grid	22.	21.3481	0.97036
	bus18	Grid	22.	21.1361	0.96073
	bus19	Grid	22.	21.12451	0.96020
	bus20	Grid	22.	21.1681	0.96218

N = 14, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43276	1.01967
	bus03	Grid	22.	22.22511	1.01023
	bus04	Grid	22.	22.01116	1.00050
	bus05	Grid	22.	21.81653	0.99166
	bus06	Grid	22.	21.64805	0.98400
	bus07	Grid	22.	21.49798	0.97718
	bus08	Grid	22.	21.40734	0.97306
	bus09	Grid	22.	21.33166	0.96962
	bus10	Grid	22.	21.33642	0.96983
	bus11	Grid	22.	22.42335	1.01924
	bus12	Grid	22.	21.80756	0.99125
	bus13	Grid	22.	21.32213	0.96918
	bus14	Grid	22.	21.38748	0.97215
	bus15	Grid	22.	21.35276	0.97058
	bus16	Grid	22.	22.20477	1.00930
	bus17	Grid	22.	21.47516	0.97614
	bus18	Grid	22.	21.29713	0.96805
	bus19	Grid	22.	21.28563	0.96752
	bus20	Grid	22.	21.36058	0.97093

N = 14, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44941	1.02042
	bus03	Grid	22.	22.25795	1.01172
	bus04	Grid	22.	22.06194	1.00281
	bus05	Grid	22.	21.88469	0.99475
	bus06	Grid	22.	21.73302	0.98786
	bus07	Grid	22.	21.59924	0.98178
	bus08	Grid	22.	21.52238	0.97829
	bus09	Grid	22.	21.46018	0.97546
	bus10	Grid	22.	21.47784	0.97626
	bus11	Grid	22.	22.44001	1.02
	bus12	Grid	22.	21.87575	0.99435
	bus13	Grid	22.	21.46366	0.97562
	bus14	Grid	22.	21.55271	0.97966
	bus15	Grid	22.	21.50706	0.97759
	bus16	Grid	22.	22.23764	1.01080
	bus17	Grid	22.	21.57654	0.98075
	bus18	Grid	22.	21.42586	0.97390
	bus19	Grid	22.	21.41443	0.97338
	bus20	Grid	22.	21.51482	0.97794

N = 14, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46275	1.02103
	bus03	Grid	22.	22.28427	1.01292
	bus04	Grid	22.	22.10266	1.00466
	bus05	Grid	22.	21.93937	0.99724
	bus06	Grid	22.	21.80124	0.99096
	bus07	Grid	22.	21.6806	0.98548
	bus08	Grid	22.	21.61485	0.98249
	bus09	Grid	22.	21.56355	0.98016
	bus10	Grid	22.	21.59163	0.98143
	bus11	Grid	22.	22.45335	1.02060
	bus12	Grid	22.	21.93046	0.99683
	bus13	Grid	22.	21.57753	0.98079
	bus14	Grid	22.	21.68576	0.98571
	bus15	Grid	22.	21.63126	0.98323
	bus16	Grid	22.	22.26398	1.01199
	bus17	Grid	22.	21.65799	0.98445
	bus18	Grid	22.	21.52942	0.97860
	bus19	Grid	22.	21.51805	0.97809
	bus20	Grid	22.	21.63897	0.98358

N = 14, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47422	1.02155
	bus03	Grid	22.	22.3069	1.01395
	bus04	Grid	22.	22.13771	1.00625
	bus05	Grid	22.	21.98646	0.99938
	bus06	Grid	22.	21.86003	0.99363
	bus07	Grid	22.	21.75078	0.98867
	bus08	Grid	22.	21.6947	0.98612
	bus09	Grid	22.	21.65292	0.98422
	bus10	Grid	22.	21.69017	0.98591
	bus11	Grid	22.	22.46482	1.02112
	bus12	Grid	22.	21.97757	0.99898
	bus13	Grid	22.	21.67613	0.98527
	bus14	Grid	22.	21.80133	0.99096
	bus15	Grid	22.	21.73898	0.98813
	bus16	Grid	22.	22.28664	1.01302
	bus17	Grid	22.	21.72824	0.98764
	bus18	Grid	22.	21.61892	0.98267
	bus19	Grid	22.	21.6076	0.98216
	bus20	Grid	22.	21.74665	0.98848

N = 14, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.484	1.022
	bus03	Grid	22.	22.3262	1.01482
	bus04	Grid	22.	22.16759	1.00761
	bus05	Grid	22.	22.02665	1.00121
	bus06	Grid	22.	21.91022	0.99591
	bus07	Grid	22.	21.81074	0.99139
	bus08	Grid	22.	21.76297	0.98922
	bus09	Grid	22.	21.72937	0.98769
	bus10	Grid	22.	21.77453	0.98975
	bus11	Grid	22.	22.4746	1.02157
	bus12	Grid	22.	22.01777	1.00080
	bus13	Grid	22.	21.76054	0.98911
	bus14	Grid	22.	21.90041	0.99547
	bus15	Grid	22.	21.83128	0.99233
	bus16	Grid	22.	22.30596	1.01390
	bus17	Grid	22.	21.78826	0.99037
	bus18	Grid	22.	21.69549	0.98615
	bus19	Grid	22.	21.68421	0.98564
	bus20	Grid	22.	21.83892	0.99267

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 14, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49061	1.0223
	bus03	Grid	22.	22.33926	1.01542
	bus04	Grid	22.	22.18783	1.00853
	bus05	Grid	22.	22.05387	1.00244
	bus06	Grid	22.	21.94424	0.99746
	bus07	Grid	22.	21.8514	0.99324
	bus08	Grid	22.	21.80928	0.99133
	bus09	Grid	22.	21.78127	0.99005
	bus10	Grid	22.	21.83182	0.99235
	bus11	Grid	22.	22.48122	1.02187
	bus12	Grid	22.	22.045	1.00204
	bus13	Grid	22.	21.81787	0.99172
	bus14	Grid	22.	21.96777	0.99853
	bus15	Grid	22.	21.894	0.99518
	bus16	Grid	22.	22.31903	1.01450
	bus17	Grid	22.	21.82896	0.99222
	bus18	Grid	22.	21.74747	0.98852
	bus19	Grid	22.	21.73621	0.98800
	bus20	Grid	22.	21.90161	0.99552

N = 14, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49668	1.02257
	bus03	Grid	22.	22.35125	1.01596
	bus04	Grid	22.	22.20641	1.00938
	bus05	Grid	22.	22.07888	1.00358
	bus06	Grid	22.	21.9755	0.99888
	bus07	Grid	22.	21.88878	0.99494
	bus08	Grid	22.	21.85188	0.99326
	bus09	Grid	22.	21.82902	0.99222
	bus10	Grid	22.	21.88456	0.99475
	bus11	Grid	22.	22.48729	1.02215
	bus12	Grid	22.	22.07002	1.00318
	bus13	Grid	22.	21.87065	0.99412
	bus14	Grid	22.	22.02983	1.00135
	bus15	Grid	22.	21.95176	0.99780
	bus16	Grid	22.	22.33103	1.01504
	bus17	Grid	22.	21.86638	0.99392
	bus18	Grid	22.	21.79529	0.99069
	bus19	Grid	22.	21.78406	0.99018
	bus20	Grid	22.	21.95935	0.99815

N = 14, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50266	1.02284
	bus03	Grid	22.	22.36307	1.01650
	bus04	Grid	22.	22.22473	1.01021
	bus05	Grid	22.	22.10353	1.00470
	bus06	Grid	22.	22.00634	1.00028
	bus07	Grid	22.	21.92567	0.99662
	bus08	Grid	22.	21.89393	0.99517
	bus09	Grid	22.	21.87618	0.99437
	bus10	Grid	22.	21.93668	0.99712
	bus11	Grid	22.	22.49328	1.02242
	bus12	Grid	22.	22.09468	1.00430
	bus13	Grid	22.	21.92279	0.99649
	bus14	Grid	22.	22.0912	1.00414
	bus15	Grid	22.	22.00886	1.00040
	bus16	Grid	22.	22.34286	1.01558
	bus17	Grid	22.	21.90331	0.99560
	bus18	Grid	22.	21.84252	0.99284
	bus19	Grid	22.	21.83132	0.99233
	bus20	Grid	22.	22.01643	1.00074

N = 14, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50855	1.02311
	bus03	Grid	22.	22.37472	1.01703
	bus04	Grid	22.	22.2428	1.01103
	bus05	Grid	22.	22.12786	1.00581
	bus06	Grid	22.	22.03678	1.00167
	bus07	Grid	22.	21.9621	0.99827
	bus08	Grid	22.	21.93548	0.99706
	bus09	Grid	22.	21.92279	0.99649
	bus10	Grid	22.	21.98821	0.99946
	bus11	Grid	22.	22.49317	1.02269
	bus12	Grid	22.	22.11902	1.00541
	bus13	Grid	22.	21.97436	0.99883
	bus14	Grid	22.	22.15194	1.00690
	bus15	Grid	22.	22.06535	1.00297
	bus16	Grid	22.	22.35452	1.01611
	bus17	Grid	22.	21.93977	0.99726
	bus18	Grid	22.	21.88921	0.99496
	bus19	Grid	22.	21.87803	0.99445
	bus20	Grid	22.	22.0729	1.00331

N = 15, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4118	1.01871
	bus03	Grid	22.	22.18379	1.00835
	bus04	Grid	22.	21.9473	0.99760
	bus05	Grid	22.	21.73088	0.98776
	bus06	Grid	22.	21.54138	0.97915
	bus07	Grid	22.	21.37096	0.97140
	bus08	Grid	22.	21.2632	0.96650
	bus09	Grid	22.	21.17079	0.96230
	bus10	Grid	22.	21.15959	0.96179
	bus11	Grid	22.	22.40238	1.01829
	bus12	Grid	22.	21.72188	0.98735
	bus13	Grid	22.	21.14518	0.96114
	bus14	Grid	22.	21.16	0.96181
	bus15	Grid	22.	21.18497	0.96295
	bus16	Grid	22.	22.16341	1.00742
	bus17	Grid	22.	21.34801	0.97036
	bus18	Grid	22.	21.13599	0.96072
	bus19	Grid	22.	21.1244	0.96019
	bus20	Grid	22.	21.16796	0.96218

N = 15, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43272	1.01966
	bus03	Grid	22.	22.22504	1.01022
	bus04	Grid	22.	22.01105	1.00050
	bus05	Grid	22.	21.81638	0.99165
	bus06	Grid	22.	21.64786	0.98399
	bus07	Grid	22.	21.49775	0.97717
	bus08	Grid	22.	21.40708	0.97304
	bus09	Grid	22.	21.33136	0.96960
	bus10	Grid	22.	21.33609	0.96982
	bus11	Grid	22.	22.42331	1.01924
	bus12	Grid	22.	21.80741	0.99124
	bus13	Grid	22.	21.3218	0.96917
	bus14	Grid	22.	21.35234	0.97056
	bus15	Grid	22.	21.39296	0.97240
	bus16	Grid	22.	22.20469	1.00930
	bus17	Grid	22.	21.47493	0.97613
	bus18	Grid	22.	21.29683	0.96803
	bus19	Grid	22.	21.28533	0.96751
	bus20	Grid	22.	21.36022	0.97091

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 15, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44935	1.02042
	bus03	Grid	22.	22.25783	1.01172
	bus04	Grid	22.	22.06176	1.00280
	bus05	Grid	22.	21.88443	0.99474
	bus06	Grid	22.	21.7327	0.98784
	bus07	Grid	22.	21.59885	0.98176
	bus08	Grid	22.	21.52193	0.97826
	bus09	Grid	22.	21.45967	0.97543
	bus10	Grid	22.	21.47728	0.97624
	bus11	Grid	22.	22.43995	1.01999
	bus12	Grid	22.	21.87549	0.99434
	bus13	Grid	22.	21.46309	0.97559
	bus14	Grid	22.	21.50638	0.97756
	bus15	Grid	22.	21.55974	0.97998
	bus16	Grid	22.	22.23752	1.01079
	bus17	Grid	22.	21.57614	0.98073
	bus18	Grid	22.	21.42535	0.97387
	bus19	Grid	22.	21.41392	0.97336
	bus20	Grid	22.	21.5142	0.97791

N = 15, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46267	1.02103
	bus03	Grid	22.	22.2841	1.01291
	bus04	Grid	22.	22.1024	1.00465
	bus05	Grid	22.	21.93902	0.99722
	bus06	Grid	22.	21.80079	0.99094
	bus07	Grid	22.	21.68006	0.98545
	bus08	Grid	22.	21.61423	0.98246
	bus09	Grid	22.	21.56286	0.98012
	bus10	Grid	22.	21.59086	0.98140
	bus11	Grid	22.	22.45327	1.02060
	bus12	Grid	22.	21.93011	0.99682
	bus13	Grid	22.	21.57675	0.98076
	bus14	Grid	22.	21.63034	0.98319
	bus15	Grid	22.	21.69402	0.98609
	bus16	Grid	22.	22.26382	1.01199
	bus17	Grid	22.	21.65746	0.98442
	bus18	Grid	22.	21.52872	0.97857
	bus19	Grid	22.	21.51736	0.97806
	bus20	Grid	22.	21.63812	0.98355

N = 15, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47411	1.02155
	bus03	Grid	22.	22.30669	1.01394
	bus04	Grid	22.	22.13737	1.00624
	bus05	Grid	22.	21.98601	0.99936
	bus06	Grid	22.	21.85944	0.99361
	bus07	Grid	22.	21.75008	0.98863
	bus08	Grid	22.	21.69389	0.98608
	bus09	Grid	22.	21.65201	0.98418
	bus10	Grid	22.	21.68916	0.98587
	bus11	Grid	22.	22.46472	1.02112
	bus12	Grid	22.	21.97711	0.99895
	bus13	Grid	22.	21.67511	0.98523
	bus14	Grid	22.	21.73781	0.98808
	bus15	Grid	22.	21.81061	0.99139
	bus16	Grid	22.	22.28642	1.01301
	bus17	Grid	22.	21.72754	0.98761
	bus18	Grid	22.	21.61801	0.98263
	bus19	Grid	22.	21.60669	0.98212
	bus20	Grid	22.	21.74554	0.98843

N = 15, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48386	1.02199
	bus03	Grid	22.	22.32594	1.01481
	bus04	Grid	22.	22.16718	1.00759
	bus05	Grid	22.	22.02609	1.00118
	bus06	Grid	22.	21.90951	0.99588
	bus07	Grid	22.	21.80988	0.99135
	bus08	Grid	22.	21.76198	0.98918
	bus09	Grid	22.	21.72825	0.98764
	bus10	Grid	22.	21.77329	0.98969
	bus11	Grid	22.	22.47447	1.02156
	bus12	Grid	22.	22.01721	1.00078
	bus13	Grid	22.	21.7593	0.98905
	bus14	Grid	22.	21.82985	0.99226
	bus15	Grid	22.	21.91055	0.99593
	bus16	Grid	22.	22.30569	1.01389
	bus17	Grid	22.	21.7874	0.99033
	bus18	Grid	22.	21.69437	0.98610
	bus19	Grid	22.	21.68309	0.98559
	bus20	Grid	22.	21.83755	0.99261

N = 15, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49046	1.02229
	bus03	Grid	22.	22.33896	1.01540
	bus04	Grid	22.	22.18736	1.00851
	bus05	Grid	22.	22.05323	1.00242
	bus06	Grid	22.	21.94343	0.99742
	bus07	Grid	22.	21.85042	0.99320
	bus08	Grid	22.	21.80816	0.99127
	bus09	Grid	22.	21.78	0.98999
	bus10	Grid	22.	21.83041	0.99229
	bus11	Grid	22.	22.48107	1.02186
	bus12	Grid	22.	22.04436	1.00201
	bus13	Grid	22.	21.81646	0.99165
	bus14	Grid	22.	21.89238	0.99510
	bus15	Grid	22.	21.97849	0.99902
	bus16	Grid	22.	22.31873	1.01448
	bus17	Grid	22.	21.82798	0.99218
	bus18	Grid	22.	21.74619	0.98846
	bus19	Grid	22.	21.73494	0.98795
	bus20	Grid	22.	21.90006	0.99545

N = 15, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49651	1.02256
	bus03	Grid	22.	22.35092	1.01595
	bus04	Grid	22.	22.20589	1.00935
	bus05	Grid	22.	22.07816	1.00355
	bus06	Grid	22.	21.9746	0.99884
	bus07	Grid	22.	21.88768	0.99489
	bus08	Grid	22.	21.85062	0.99320
	bus09	Grid	22.	21.8276	0.99216
	bus10	Grid	22.	21.88298	0.99468
	bus11	Grid	22.	22.48713	1.02214
	bus12	Grid	22.	22.0693	1.00315
	bus13	Grid	22.	21.86906	0.99404
	bus14	Grid	22.	21.94996	0.99772
	bus15	Grid	22.	22.04107	1.00186
	bus16	Grid	22.	22.33069	1.01503
	bus17	Grid	22.	21.86528	0.99387
	bus18	Grid	22.	21.79387	0.99063
	bus19	Grid	22.	21.78264	0.99011
	bus20	Grid	22.	21.95762	0.99807

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 15, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50247	1.02284
	bus03	Grid	22.	22.3627	1.01648
	bus04	Grid	22.	22.22415	1.01018
	bus05	Grid	22.	22.10274	1.00467
	bus06	Grid	22.	22.00534	1.00024
	bus07	Grid	22.	21.92445	0.99656
	bus08	Grid	22.	21.89253	0.99511
	bus09	Grid	22.	21.8746	0.99430
	bus10	Grid	22.	21.93492	0.99704
	bus11	Grid	22.	22.49309	1.02241
	bus12	Grid	22.	22.09389	1.00426
	bus13	Grid	22.	21.92104	0.99641
	bus14	Grid	22.	22.00687	1.00031
	bus15	Grid	22.	22.10296	1.00468
	bus16	Grid	22.	22.34248	1.01556
	bus17	Grid	22.	21.90209	0.99554
	bus18	Grid	22.	21.84094	0.99277
	bus19	Grid	22.	21.82974	0.99226
	bus20	Grid	22.	22.01451	1.00065

N = 15, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50835	1.02310
	bus03	Grid	22.	22.37431	1.01701
	bus04	Grid	22.	22.24215	1.01100
	bus05	Grid	22.	22.12698	1.00577
	bus06	Grid	22.	22.03567	1.00162
	bus07	Grid	22.	21.96076	0.99821
	bus08	Grid	22.	21.93394	0.99699
	bus09	Grid	22.	21.92105	0.99641
	bus10	Grid	22.	21.98628	0.99937
	bus11	Grid	22.	22.49897	1.02268
	bus12	Grid	22.	22.11815	1.00537
	bus13	Grid	22.	21.97242	0.99874
	bus14	Grid	22.	22.06316	1.00287
	bus15	Grid	22.	22.1642	1.00746
	bus16	Grid	22.	22.35411	1.01609
	bus17	Grid	22.	21.93843	0.99720
	bus18	Grid	22.	21.88747	0.99488
	bus19	Grid	22.	21.87629	0.99437
	bus20	Grid	22.	22.07078	1.00321

N = 16, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40352	1.01834
	bus03	Grid	22.	22.16723	1.00760
	bus04	Grid	22.	21.89464	0.99521
	bus05	Grid	22.	21.64336	0.98378
	bus06	Grid	22.	21.42024	0.97364
	bus07	Grid	22.	21.21737	0.96442
	bus08	Grid	22.	21.08227	0.95828
	bus09	Grid	22.	20.96323	0.95287
	bus10	Grid	22.	20.92657	0.95120
	bus11	Grid	22.	22.39409	1.01791
	bus12	Grid	22.	21.63432	0.98337
	bus13	Grid	22.	20.912	0.95054
	bus14	Grid	22.	20.90174	0.95007
	bus15	Grid	22.	20.9018	0.95008
	bus16	Grid	22.	22.17408	1.00791
	bus17	Grid	22.	21.19425	0.96337
	bus18	Grid	22.	20.92808	0.95127
	bus19	Grid	22.	20.91638	0.95074
	bus20	Grid	22.	20.9098	0.95044

N = 16, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.42015	1.01909
	bus03	Grid	22.	22.1999	1.00908
	bus04	Grid	22.	21.92784	0.99672
	bus05	Grid	22.	21.67704	0.98532
	bus06	Grid	22.	21.45433	0.97519
	bus07	Grid	22.	21.25183	0.96599
	bus08	Grid	22.	21.11698	0.95986
	bus09	Grid	22.	20.99815	0.95446
	bus10	Grid	22.	20.96156	0.95279
	bus11	Grid	22.	22.41073	1.01867
	bus12	Grid	22.	21.66801	0.98490
	bus13	Grid	22.	20.94702	0.95213
	bus14	Grid	22.	20.93678	0.95167
	bus15	Grid	22.	20.93684	0.95167
	bus16	Grid	22.	22.22422	1.01019
	bus17	Grid	22.	21.22875	0.96494
	bus18	Grid	22.	20.96306	0.95286
	bus19	Grid	22.	20.95138	0.95233
	bus20	Grid	22.	20.94482	0.95203

N = 16, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43379	1.01971
	bus03	Grid	22.	22.22673	1.01030
	bus04	Grid	22.	21.9551	0.99795
	bus05	Grid	22.	21.70469	0.98657
	bus06	Grid	22.	21.48232	0.97646
	bus07	Grid	22.	21.28013	0.96727
	bus08	Grid	22.	21.14547	0.96115
	bus09	Grid	22.	21.02682	0.95576
	bus10	Grid	22.	20.99029	0.95410
	bus11	Grid	22.	22.42438	1.01929
	bus12	Grid	22.	21.69567	0.98616
	bus13	Grid	22.	20.97576	0.95344
	bus14	Grid	22.	20.96554	0.95297
	bus15	Grid	22.	20.9656	0.95298
	bus16	Grid	22.	22.26546	1.01206
	bus17	Grid	22.	21.25708	0.96623
	bus18	Grid	22.	20.99178	0.95417
	bus19	Grid	22.	20.98011	0.95364
	bus20	Grid	22.	20.97357	0.95334

N = 16, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44495	1.02022
	bus03	Grid	22.	22.24869	1.01130
	bus04	Grid	22.	21.97741	0.99897
	bus05	Grid	22.	21.72732	0.98760
	bus06	Grid	22.	21.50523	0.97751
	bus07	Grid	22.	21.30329	0.96833
	bus08	Grid	22.	21.16879	0.96221
	bus09	Grid	22.	21.05028	0.95683
	bus10	Grid	22.	21.0138	0.95517
	bus11	Grid	22.	22.43554	1.01979
	bus12	Grid	22.	21.71832	0.98719
	bus13	Grid	22.	20.99929	0.95451
	bus14	Grid	22.	20.98908	0.95404
	bus15	Grid	22.	20.98914	0.95405
	bus16	Grid	22.	22.29925	1.01360
	bus17	Grid	22.	21.28026	0.96728
	bus18	Grid	22.	21.01528	0.95524
	bus19	Grid	22.	21.00363	0.95471
	bus20	Grid	22.	20.9971	0.95441

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 16, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4548	1.02067
	bus03	Grid	22.	22.26809	1.01218
	bus04	Grid	22.	21.99713	0.99986
	bus05	Grid	22.	21.74732	0.98851
	bus06	Grid	22.	21.52547	0.97843
	bus07	Grid	22.	21.32375	0.96926
	bus08	Grid	22.	21.1894	0.96315
	bus09	Grid	22.	21.07101	0.95777
	bus10	Grid	22.	21.03457	0.95611
	bus11	Grid	22.	22.4454	1.02024
	bus12	Grid	22.	21.73832	0.98810
	bus13	Grid	22.	21.02007	0.95545
	bus14	Grid	22.	21.00987	0.95499
	bus15	Grid	22.	21.00993	0.95499
	bus16	Grid	22.	22.32913	1.01496
	bus17	Grid	22.	21.30074	0.96821
	bus18	Grid	22.	21.03605	0.95618
	bus19	Grid	22.	21.02441	0.95565
	bus20	Grid	22.	21.01789	0.95535

N = 16, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46336	1.02106
	bus03	Grid	22.	22.28495	1.01295
	bus04	Grid	22.	22.01425	1.00064
	bus05	Grid	22.	21.76468	0.98930
	bus06	Grid	22.	21.54306	0.97922
	bus07	Grid	22.	21.34152	0.97006
	bus08	Grid	22.	21.20729	0.96396
	bus09	Grid	22.	21.08902	0.95859
	bus10	Grid	22.	21.0526	0.95693
	bus11	Grid	22.	22.45396	1.02063
	bus12	Grid	22.	21.7557	0.98889
	bus13	Grid	22.	21.03812	0.95627
	bus14	Grid	22.	21.02794	0.95581
	bus15	Grid	22.	21.028	0.95581
	bus16	Grid	22.	22.35512	1.01614
	bus17	Grid	22.	21.31853	0.96902
	bus18	Grid	22.	21.05408	0.95700
	bus19	Grid	22.	21.04245	0.95647
	bus20	Grid	22.	21.03594	0.95617

N = 16, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46923	1.02132
	bus03	Grid	22.	22.29652	1.01347
	bus04	Grid	22.	22.02601	1.00118
	bus05	Grid	22.	21.77661	0.98984
	bus06	Grid	22.	21.55513	0.97977
	bus07	Grid	22.	21.35372	0.97062
	bus08	Grid	22.	21.21959	0.96452
	bus09	Grid	22.	21.10138	0.95915
	bus10	Grid	22.	21.06499	0.95749
	bus11	Grid	22.	22.45983	1.02090
	bus12	Grid	22.	21.76763	0.98943
	bus13	Grid	22.	21.05052	0.95684
	bus14	Grid	22.	21.04034	0.95637
	bus15	Grid	22.	21.0404	0.95638
	bus16	Grid	22.	22.37298	1.01695
	bus17	Grid	22.	21.33075	0.96957
	bus18	Grid	22.	21.06647	0.95756
	bus19	Grid	22.	21.05484	0.95703
	bus20	Grid	22.	21.04834	0.95674

N = 16, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47468	1.02157
	bus03	Grid	22.	22.30727	1.01396
	bus04	Grid	22.	22.03694	1.00167
	bus05	Grid	22.	21.78769	0.99034
	bus06	Grid	22.	21.56634	0.98028
	bus07	Grid	22.	21.36506	0.97113
	bus08	Grid	22.	21.231	0.96504
	bus09	Grid	22.	21.11287	0.95967
	bus10	Grid	22.	21.0765	0.95802
	bus11	Grid	22.	22.46528	1.02114
	bus12	Grid	22.	21.77871	0.98994
	bus13	Grid	22.	21.06203	0.95736
	bus14	Grid	22.	21.05186	0.95690
	bus15	Grid	22.	21.05192	0.95690
	bus16	Grid	22.	22.38957	1.01770
	bus17	Grid	22.	21.3421	0.97009
	bus18	Grid	22.	21.07797	0.95808
	bus19	Grid	22.	21.06635	0.95756
	bus20	Grid	22.	21.05986	0.95726

N = 16, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48011	1.02182
	bus03	Grid	22.	22.31799	1.01445
	bus04	Grid	22.	22.04782	1.00217
	bus05	Grid	22.	21.79873	0.99085
	bus06	Grid	22.	21.57752	0.98079
	bus07	Grid	22.	21.37635	0.97165
	bus08	Grid	22.	21.24237	0.96556
	bus09	Grid	22.	21.12431	0.96019
	bus10	Grid	22.	21.08796	0.95854
	bus11	Grid	22.	22.47072	1.02139
	bus12	Grid	22.	21.78976	0.99044
	bus13	Grid	22.	21.0735	0.95788
	bus14	Grid	22.	21.06334	0.95742
	bus15	Grid	22.	21.0634	0.95742
	bus16	Grid	22.	22.40612	1.01846
	bus17	Grid	22.	21.35341	0.97060
	bus18	Grid	22.	21.08943	0.95861
	bus19	Grid	22.	21.07782	0.95808
	bus20	Grid	22.	21.07133	0.95778

N = 16, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48552	1.02206
	bus03	Grid	22.	22.32867	1.01494
	bus04	Grid	22.	22.05868	1.00266
	bus05	Grid	22.	21.80974	0.99135
	bus06	Grid	22.	21.58866	0.98130
	bus07	Grid	22.	21.38761	0.97216
	bus08	Grid	22.	21.25371	0.96607
	bus09	Grid	22.	21.13572	0.96071
	bus10	Grid	22.	21.09939	0.95906
	bus11	Grid	22.	22.47613	1.02164
	bus12	Grid	22.	21.80077	0.99094
	bus13	Grid	22.	21.08494	0.95840
	bus14	Grid	22.	21.07478	0.95794
	bus15	Grid	22.	21.07485	0.95794
	bus16	Grid	22.	22.42263	1.01921
	bus17	Grid	22.	21.36468	0.97112
	bus18	Grid	22.	21.10086	0.95913
	bus19	Grid	22.	21.08925	0.95860
	bus20	Grid	22.	21.08277	0.95830

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 17, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.40994	1.01863
	bus03	Grid	22.	22.18007	1.00818
	bus04	Grid	22.	21.94146	0.99733
	bus05	Grid	22.	21.72293	0.98740
	bus06	Grid	22.	21.53133	0.97869
	bus07	Grid	22.	21.35883	0.97085
	bus08	Grid	22.	21.22473	0.96476
	bus09	Grid	22.	21.10655	0.95938
	bus10	Grid	22.	21.07017	0.95773
	bus11	Grid	22.	22.40051	1.01820
	bus12	Grid	22.	21.71393	0.98699
	bus13	Grid	22.	21.0557	0.95707
	bus14	Grid	22.	21.04553	0.95661
	bus15	Grid	22.	21.04559	0.95661
	bus16	Grid	22.	22.15968	1.00725
	bus17	Grid	22.	21.35002	0.97045
	bus18	Grid	22.	21.07165	0.95780
	bus19	Grid	22.	21.06002	0.95727
	bus20	Grid	22.	21.05353	0.95697

N = 17, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43019	1.01955
	bus03	Grid	22.	22.21996	1.00999
	bus04	Grid	22.	22.00308	1.00014
	bus05	Grid	22.	21.80553	0.99116
	bus06	Grid	22.	21.63415	0.98337
	bus07	Grid	22.	21.48118	0.97641
	bus08	Grid	22.	21.34793	0.97036
	bus09	Grid	22.	21.2305	0.96502
	bus10	Grid	22.	21.19435	0.96337
	bus11	Grid	22.	22.42077	1.01912
	bus12	Grid	22.	21.79656	0.99075
	bus13	Grid	22.	21.17997	0.96272
	bus14	Grid	22.	21.16987	0.96226
	bus15	Grid	22.	21.16993	0.96226
	bus16	Grid	22.	22.19962	1.00907
	bus17	Grid	22.	21.48149	0.97643
	bus18	Grid	22.	21.1958	0.96344
	bus19	Grid	22.	21.18424	0.96292
	bus20	Grid	22.	21.17782	0.96262

N = 17, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44653	1.02029
	bus03	Grid	22.	22.25219	1.01146
	bus04	Grid	22.	22.05289	1.00240
	bus05	Grid	22.	21.87236	0.99419
	bus06	Grid	22.	21.71744	0.98715
	bus07	Grid	22.	21.58041	0.98092
	bus08	Grid	22.	21.44785	0.97490
	bus09	Grid	22.	21.33101	0.96959
	bus10	Grid	22.	21.29505	0.96795
	bus11	Grid	22.	22.43712	1.01986
	bus12	Grid	22.	21.86342	0.99379
	bus13	Grid	22.	21.28074	0.96730
	bus14	Grid	22.	21.2707	0.96684
	bus15	Grid	22.	21.27076	0.96685
	bus16	Grid	22.	22.23187	1.01053
	bus17	Grid	22.	21.5882	0.98128
	bus18	Grid	22.	21.29647	0.96802
	bus19	Grid	22.	21.28497	0.96749
	bus20	Grid	22.	21.27861	0.96720

N = 17, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.45972	1.02089
	bus03	Grid	22.	22.27821	1.01264
	bus04	Grid	22.	22.09316	1.00423
	bus05	Grid	22.	21.92643	0.99665
	bus06	Grid	22.	21.78488	0.99022
	bus07	Grid	22.	21.66085	0.98458
	bus08	Grid	22.	21.52884	0.97858
	bus09	Grid	22.	21.41247	0.97329
	bus10	Grid	22.	21.37667	0.97166
	bus11	Grid	22.	22.45032	1.02046
	bus12	Grid	22.	21.91751	0.99625
	bus13	Grid	22.	21.36241	0.97101
	bus14	Grid	22.	21.35242	0.97056
	bus15	Grid	22.	21.35248	0.97056
	bus16	Grid	22.	22.25792	1.01172
	bus17	Grid	22.	21.67474	0.98521
	bus18	Grid	22.	21.37807	0.97173
	bus19	Grid	22.	21.36662	0.97120
	bus20	Grid	22.	21.3603	0.97092

N = 17, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47131	1.02142
	bus03	Grid	22.	22.30109	1.01368
	bus04	Grid	22.	22.12858	1.00584
	bus05	Grid	22.	21.97403	0.99881
	bus06	Grid	22.	21.8443	0.99292
	bus07	Grid	22.	21.73177	0.98780
	bus08	Grid	22.	21.60036	0.98183
	bus09	Grid	22.	21.48452	0.97656
	bus10	Grid	22.	21.44889	0.97494
	bus11	Grid	22.	22.46192	1.02099
	bus12	Grid	22.	21.96513	0.99841
	bus13	Grid	22.	21.4347	0.97430
	bus14	Grid	22.	21.42476	0.97385
	bus15	Grid	22.	21.42482	0.97385
	bus16	Grid	22.	22.28082	1.01276
	bus17	Grid	22.	21.75101	0.98868
	bus18	Grid	22.	21.45027	0.97501
	bus19	Grid	22.	21.43887	0.97449
	bus20	Grid	22.	21.4326	0.97420

N = 17, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4812	1.02187
	bus03	Grid	22.	22.32062	1.01457
	bus04	Grid	22.	22.15883	1.00722
	bus05	Grid	22.	22.01471	1.00066
	bus06	Grid	22.	21.89512	0.99523
	bus07	Grid	22.	21.79249	0.99056
	bus08	Grid	22.	21.66146	0.98461
	bus09	Grid	22.	21.54596	0.97936
	bus10	Grid	22.	21.51044	0.97774
	bus11	Grid	22.	22.47181	1.02144
	bus12	Grid	22.	22.00583	1.00026
	bus13	Grid	22.	21.49628	0.97710
	bus14	Grid	22.	21.48637	0.97665
	bus15	Grid	22.	21.48643	0.97665
	bus16	Grid	22.	22.30037	1.01365
	bus17	Grid	22.	21.81641	0.99165
	bus18	Grid	22.	21.5118	0.97780
	bus19	Grid	22.	21.50043	0.97729
	bus20	Grid	22.	21.4942	0.97700

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 17, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48795	1.02217
	bus03	Grid	22.	22.33394	1.01517
	bus04	Grid	22.	22.17947	1.00815
	bus05	Grid	22.	22.04248	1.00193
	bus06	Grid	22.	21.92983	0.99681
	bus07	Grid	22.	21.83398	0.99245
	bus08	Grid	22.	21.70322	0.98651
	bus09	Grid	22.	21.58795	0.98127
	bus10	Grid	22.	21.5525	0.97965
	bus11	Grid	22.	22.47856	1.02175
	bus12	Grid	22.	22.0336	1.00152
	bus13	Grid	22.	21.53837	0.97901
	bus14	Grid	22.	21.52848	0.97856
	bus15	Grid	22.	21.52854	0.97857
	bus16	Grid	22.	22.3137	1.01425
	bus17	Grid	22.	21.86111	0.99368
	bus18	Grid	22.	21.55385	0.97972
	bus19	Grid	22.	21.5425	0.97920
	bus20	Grid	22.	21.53629	0.97892

N = 17, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49417	1.02246
	bus03	Grid	22.	22.34624	1.01573
	bus04	Grid	22.	22.19853	1.00902
	bus05	Grid	22.	22.06814	1.00309
	bus06	Grid	22.	21.96192	0.99826
	bus07	Grid	22.	21.87236	0.99419
	bus08	Grid	22.	21.74185	0.98826
	bus09	Grid	22.	21.62679	0.98303
	bus10	Grid	22.	21.59141	0.98142
	bus11	Grid	22.	22.48478	1.02203
	bus12	Grid	22.	22.05928	1.00269
	bus13	Grid	22.	21.5773	0.98078
	bus14	Grid	22.	21.56744	0.98033
	bus15	Grid	22.	21.5675	0.98034
	bus16	Grid	22.	22.32601	1.01481
	bus17	Grid	22.	21.90248	0.99556
	bus18	Grid	22.	21.59275	0.98148
	bus19	Grid	22.	21.58142	0.98097
	bus20	Grid	22.	21.57523	0.98069

N = 17, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50033	1.02274
	bus03	Grid	22.	22.35842	1.01629
	bus04	Grid	22.	22.21743	1.00988
	bus05	Grid	22.	22.09359	1.00425
	bus06	Grid	22.	21.99376	0.99971
	bus07	Grid	22.	21.91046	0.99593
	bus08	Grid	22.	21.78019	0.99000
	bus09	Grid	22.	21.66534	0.98478
	bus10	Grid	22.	21.63003	0.98318
	bus11	Grid	22.	22.49095	1.02231
	bus12	Grid	22.	22.08474	1.00385
	bus13	Grid	22.	21.61595	0.98254
	bus14	Grid	22.	21.60611	0.98209
	bus15	Grid	22.	21.60617	0.98209
	bus16	Grid	22.	22.3382	1.01537
	bus17	Grid	22.	21.94355	0.99743
	bus18	Grid	22.	21.63137	0.98324
	bus19	Grid	22.	21.62005	0.98272
	bus20	Grid	22.	21.61389	0.98244

N = 17, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50645	1.02302
	bus03	Grid	22.	22.37051	1.01684
	bus04	Grid	22.	22.23618	1.01073
	bus05	Grid	22.	22.11884	1.00540
	bus06	Grid	22.	22.02538	1.00115
	bus07	Grid	22.	21.94831	0.99765
	bus08	Grid	22.	21.81828	0.99174
	bus09	Grid	22.	21.70364	0.98652
	bus10	Grid	22.	21.6684	0.98492
	bus11	Grid	22.	22.49706	1.02259
	bus12	Grid	22.	22.11	1.005
	bus13	Grid	22.	21.65434	0.98428
	bus14	Grid	22.	21.64452	0.98384
	bus15	Grid	22.	21.64458	0.98384
	bus16	Grid	22.	22.3503	1.01592
	bus17	Grid	22.	21.98436	0.99928
	bus18	Grid	22.	21.66973	0.98498
	bus19	Grid	22.	21.65843	0.98447
	bus20	Grid	22.	21.65228	0.98419

N = 18, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41206	1.01873
	bus03	Grid	22.	22.18432	1.00837
	bus04	Grid	22.	21.94812	0.99764
	bus05	Grid	22.	21.73199	0.98781
	bus06	Grid	22.	21.54276	0.97921
	bus07	Grid	22.	21.37259	0.97148
	bus08	Grid	22.	21.26498	0.96659
	bus09	Grid	22.	21.1727	0.96239
	bus10	Grid	22.	21.13653	0.96075
	bus11	Grid	22.	22.40264	1.01830
	bus12	Grid	22.	21.723	0.98740
	bus13	Grid	22.	21.12213	0.96009
	bus14	Grid	22.	21.11202	0.95963
	bus15	Grid	22.	21.11208	0.95964
	bus16	Grid	22.	22.16394	1.00745
	bus17	Grid	22.	21.34968	0.97044
	bus18	Grid	22.	21.14865	0.96130
	bus19	Grid	22.	21.1371	0.96077
	bus20	Grid	22.	21.11998	0.95999

N = 18, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.433	1.01968
	bus03	Grid	22.	22.2256	1.01025
	bus04	Grid	22.	22.01193	1.00054
	bus05	Grid	22.	21.81757	0.99170
	bus06	Grid	22.	21.64937	0.98406
	bus07	Grid	22.	21.49957	0.97725
	bus08	Grid	22.	21.40917	0.97314
	bus09	Grid	22.	21.33373	0.96971
	bus10	Grid	22.	21.29778	0.96808
	bus11	Grid	22.	22.42359	1.01925
	bus12	Grid	22.	21.80861	0.99130
	bus13	Grid	22.	21.28347	0.96743
	bus14	Grid	22.	21.27342	0.96697
	bus15	Grid	22.	21.27349	0.96697
	bus16	Grid	22.	22.20526	1.00933
	bus17	Grid	22.	21.47676	0.97621
	bus18	Grid	22.	21.31673	0.96894
	bus19	Grid	22.	21.30524	0.96841
	bus20	Grid	22.	21.28134	0.96733

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 18, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44998	1.02045
	bus03	Grid	22.	22.25909	1.01177
	bus04	Grid	22.	22.06373	1.00289
	bus05	Grid	22.	21.88712	0.99486
	bus06	Grid	22.	21.73609	0.98800
	bus07	Grid	22.	21.60295	0.98195
	bus08	Grid	22.	21.52664	0.97848
	bus09	Grid	22.	21.46499	0.97568
	bus10	Grid	22.	21.42929	0.97405
	bus11	Grid	22.	22.44057	1.02002
	bus12	Grid	22.	21.87818	0.99446
	bus13	Grid	22.	21.41506	0.97341
	bus14	Grid	22.	21.4051	0.97295
	bus15	Grid	22.	21.40516	0.97296
	bus16	Grid	22.	22.23878	1.01085
	bus17	Grid	22.	21.58025	0.98092
	bus18	Grid	22.	21.45375	0.97517
	bus19	Grid	22.	21.44233	0.97465
	bus20	Grid	22.	21.41296	0.97331

N = 18, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46362	1.02107
	bus03	Grid	22.	22.286	1.013
	bus04	Grid	22.	22.10538	1.00479
	bus05	Grid	22.	21.94307	0.99741
	bus06	Grid	22.	21.80591	0.99117
	bus07	Grid	22.	21.68625	0.98573
	bus08	Grid	22.	21.62134	0.98278
	bus09	Grid	22.	21.57089	0.98049
	bus10	Grid	22.	21.5354	0.97888
	bus11	Grid	22.	22.45422	1.02064
	bus12	Grid	22.	21.93416	0.99700
	bus13	Grid	22.	21.52126	0.97823
	bus14	Grid	22.	21.51136	0.97778
	bus15	Grid	22.	21.51142	0.97779
	bus16	Grid	22.	22.26571	1.01207
	bus17	Grid	22.	21.66365	0.98471
	bus18	Grid	22.	21.56432	0.98019
	bus19	Grid	22.	21.55297	0.97968
	bus20	Grid	22.	21.51918	0.97814

N = 18, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47545	1.02161
	bus03	Grid	22.	22.30936	1.01406
	bus04	Grid	22.	22.14157	1.00643
	bus05	Grid	22.	21.99172	0.99962
	bus06	Grid	22.	21.86668	0.99393
	bus07	Grid	22.	21.75881	0.98903
	bus08	Grid	22.	21.70393	0.98654
	bus09	Grid	22.	21.66335	0.98469
	bus10	Grid	22.	21.62802	0.98309
	bus11	Grid	22.	22.46606	1.02118
	bus12	Grid	22.	21.98283	0.99921
	bus13	Grid	22.	21.61394	0.98245
	bus14	Grid	22.	21.60409	0.98200
	bus15	Grid	22.	21.60415	0.98200
	bus16	Grid	22.	22.2891	1.01314
	bus17	Grid	22.	21.73628	0.98801
	bus18	Grid	22.	21.66092	0.98458
	bus19	Grid	22.	21.64962	0.98407
	bus20	Grid	22.	21.61187	0.98235

N = 18, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48559	1.02207
	bus03	Grid	22.	22.32939	1.01497
	bus04	Grid	22.	22.1726	1.00784
	bus05	Grid	22.	22.03346	1.00152
	bus06	Grid	22.	21.91884	0.99631
	bus07	Grid	22.	21.82115	0.99187
	bus08	Grid	22.	21.77493	0.98976
	bus09	Grid	22.	21.74289	0.98831
	bus10	Grid	22.	21.7077	0.98671
	bus11	Grid	22.	22.4762	1.02164
	bus12	Grid	22.	22.02459	1.00111
	bus13	Grid	22.	21.69367	0.98607
	bus14	Grid	22.	21.68386	0.98563
	bus15	Grid	22.	21.68393	0.98563
	bus16	Grid	22.	22.30914	1.01405
	bus17	Grid	22.	21.79868	0.99084
	bus18	Grid	22.	21.74404	0.98836
	bus19	Grid	22.	21.73278	0.98785
	bus20	Grid	22.	21.69162	0.98598

N = 18, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49248	1.02238
	bus03	Grid	22.	22.343	1.01559
	bus04	Grid	22.	22.19369	1.00880
	bus05	Grid	22.	22.06185	1.00281
	bus06	Grid	22.	21.95434	0.99792
	bus07	Grid	22.	21.8636	0.99379
	bus08	Grid	22.	21.8233	0.99196
	bus09	Grid	22.	21.7971	0.99077
	bus10	Grid	22.	21.76201	0.98918
	bus11	Grid	22.	22.48309	1.02195
	bus12	Grid	22.	22.05299	1.00240
	bus13	Grid	22.	21.74802	0.98854
	bus14	Grid	22.	21.73824	0.98810
	bus15	Grid	22.	21.7383	0.98810
	bus16	Grid	22.	22.32277	1.01467
	bus17	Grid	22.	21.84117	0.99278
	bus18	Grid	22.	21.80071	0.99094
	bus19	Grid	22.	21.78948	0.99043
	bus20	Grid	22.	21.74597	0.98845

N = 18, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49882	1.02267
	bus03	Grid	22.	22.35553	1.01616
	bus04	Grid	22.	22.21312	1.00968
	bus05	Grid	22.	22.08802	1.00400
	bus06	Grid	22.	21.98706	0.99941
	bus07	Grid	22.	21.90275	0.99557
	bus08	Grid	22.	21.86794	0.99399
	bus09	Grid	22.	21.84715	0.99305
	bus10	Grid	22.	21.81215	0.99146
	bus11	Grid	22.	22.48943	1.02224
	bus12	Grid	22.	22.07916	1.00359
	bus13	Grid	22.	21.79819	0.99082
	bus14	Grid	22.	21.78844	0.99038
	bus15	Grid	22.	21.7885	0.99038
	bus16	Grid	22.	22.33531	1.01524
	bus17	Grid	22.	21.88036	0.99456
	bus18	Grid	22.	21.85304	0.99332
	bus19	Grid	22.	21.84184	0.99281
	bus20	Grid	22.	21.79615	0.99073

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 18, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50508	1.02295
	bus03	Grid	22.	22.36791	1.01672
	bus04	Grid	22.	22.23234	1.01056
	bus05	Grid	22.	22.11389	1.00517
	bus06	Grid	22.	22.01945	1.00088
	bus07	Grid	22.	21.9415	0.99734
	bus08	Grid	22.	21.91213	0.99600
	bus09	Grid	22.	21.89674	0.99530
	bus10	Grid	22.	21.86183	0.99371
	bus11	Grid	22.	22.4957	1.02253
	bus12	Grid	22.	22.10505	1.00477
	bus13	Grid	22.	21.84789	0.99308
	bus14	Grid	22.	21.83817	0.99264
	bus15	Grid	22.	21.83823	0.99264
	bus16	Grid	22.	22.3477	1.01580
	bus17	Grid	22.	21.91915	0.99632
	bus18	Grid	22.	21.9049	0.99567
	bus19	Grid	22.	21.89372	0.99516
	bus20	Grid	22.	21.84587	0.99299

N = 18, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.51128	1.02324
	bus03	Grid	22.	22.38016	1.01728
	bus04	Grid	22.	22.25134	1.01142
	bus05	Grid	22.	22.1395	1.00634
	bus06	Grid	22.	22.05151	1.00234
	bus07	Grid	22.	21.97989	0.99908
	bus08	Grid	22.	21.95593	0.99799
	bus09	Grid	22.	21.9459	0.99754
	bus10	Grid	22.	21.91107	0.99595
	bus11	Grid	22.	22.5019	1.02281
	bus12	Grid	22.	22.13067	1.00593
	bus13	Grid	22.	21.89717	0.99532
	bus14	Grid	22.	21.88747	0.99488
	bus15	Grid	22.	21.88753	0.99488
	bus16	Grid	22.	22.35996	1.01636
	bus17	Grid	22.	21.95758	0.99807
	bus18	Grid	22.	21.95631	0.99801
	bus19	Grid	22.	21.94516	0.99750
	bus20	Grid	22.	21.89515	0.99523

N = 19, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41186	1.01872
	bus03	Grid	22.	22.18392	1.00836
	bus04	Grid	22.	21.94751	0.99761
	bus05	Grid	22.	21.73116	0.98778
	bus06	Grid	22.	21.54173	0.97916
	bus07	Grid	22.	21.37139	0.97142
	bus08	Grid	22.	21.26369	0.96653
	bus09	Grid	22.	21.17134	0.96233
	bus10	Grid	22.	21.13508	0.96068
	bus11	Grid	22.	22.40244	1.01829
	bus12	Grid	22.	21.72216	0.98737
	bus13	Grid	22.	21.12066	0.96002
	bus14	Grid	22.	21.11052	0.95956
	bus15	Grid	22.	21.11058	0.95957
	bus16	Grid	22.	22.16354	1.00743
	bus17	Grid	22.	21.34844	0.97038
	bus18	Grid	22.	21.1473	0.96124
	bus19	Grid	22.	21.14643	0.96120
	bus20	Grid	22.	21.1185	0.95993

N = 19, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43304	1.01968
	bus03	Grid	22.	22.22567	1.01025
	bus04	Grid	22.	22.01203	1.00054
	bus05	Grid	22.	21.81772	0.99171
	bus06	Grid	22.	21.64956	0.98407
	bus07	Grid	22.	21.4998	0.97726
	bus08	Grid	22.	21.40943	0.97315
	bus09	Grid	22.	21.33402	0.96972
	bus10	Grid	22.	21.29807	0.96809
	bus11	Grid	22.	22.42362	1.01925
	bus12	Grid	22.	21.80875	0.99130
	bus13	Grid	22.	21.28376	0.96744
	bus14	Grid	22.	21.27372	0.96698
	bus15	Grid	22.	21.27378	0.96699
	bus16	Grid	22.	22.20532	1.00933
	bus17	Grid	22.	21.47699	0.97622
	bus18	Grid	22.	21.31703	0.96895
	bus19	Grid	22.	21.32301	0.96922
	bus20	Grid	22.	21.28163	0.96734

N = 19, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44998	1.02045
	bus03	Grid	22.	22.25909	1.01177
	bus04	Grid	22.	22.06373	1.00289
	bus05	Grid	22.	21.88712	0.99486
	bus06	Grid	22.	21.73609	0.98800
	bus07	Grid	22.	21.60295	0.98195
	bus08	Grid	22.	21.52664	0.97848
	bus09	Grid	22.	21.46499	0.97568
	bus10	Grid	22.	21.42928	0.97405
	bus11	Grid	22.	22.44057	1.02002
	bus12	Grid	22.	21.87818	0.99446
	bus13	Grid	22.	21.41506	0.97341
	bus14	Grid	22.	21.4051	0.97295
	bus15	Grid	22.	21.40516	0.97296
	bus16	Grid	22.	22.23878	1.01085
	bus17	Grid	22.	21.58025	0.98092
	bus18	Grid	22.	21.45374	0.97517
	bus19	Grid	22.	21.46531	0.97569
	bus20	Grid	22.	21.41296	0.97331

N = 19, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.46358	1.02107
	bus03	Grid	22.	22.28592	1.01299
	bus04	Grid	22.	22.10526	1.00478
	bus05	Grid	22.	21.94291	0.99740
	bus06	Grid	22.	21.80571	0.99116
	bus07	Grid	22.	21.68601	0.98572
	bus08	Grid	22.	21.62106	0.98277
	bus09	Grid	22.	21.57057	0.98048
	bus10	Grid	22.	21.53509	0.97886
	bus11	Grid	22.	22.45418	1.02064
	bus12	Grid	22.	21.934	0.997
	bus13	Grid	22.	21.52094	0.97822
	bus14	Grid	22.	21.51104	0.97777
	bus15	Grid	22.	21.51111	0.97777
	bus16	Grid	22.	22.26564	1.01207
	bus17	Grid	22.	21.6634	0.98470
	bus18	Grid	22.	21.56399	0.98018
	bus19	Grid	22.	21.58009	0.98091
	bus20	Grid	22.	21.51886	0.97813

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 19, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.47537	1.02160
	bus03	Grid	22.	22.30919	1.01405
	bus04	Grid	22.	22.1413	1.00642
	bus05	Grid	22.	21.99135	0.99960
	bus06	Grid	22.	21.86621	0.99391
	bus07	Grid	22.	21.75825	0.98901
	bus08	Grid	22.	21.70329	0.98651
	bus09	Grid	22.	21.66262	0.98466
	bus10	Grid	22.	21.62729	0.98305
	bus11	Grid	22.	22.46597	1.02118
	bus12	Grid	22.	21.98246	0.99920
	bus13	Grid	22.	21.61321	0.98241
	bus14	Grid	22.	21.60336	0.98197
	bus15	Grid	22.	21.60342	0.98197
	bus16	Grid	22.	22.28893	1.01313
	bus17	Grid	22.	21.73572	0.98798
	bus18	Grid	22.	21.66015	0.98455
	bus19	Grid	22.	21.68028	0.98546
	bus20	Grid	22.	21.61114	0.98232

N = 19, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48545	1.02206
	bus03	Grid	22.	22.32911	1.01496
	bus04	Grid	22.	22.17216	1.00782
	bus05	Grid	22.	22.03287	1.00149
	bus06	Grid	22.	21.91809	0.99627
	bus07	Grid	22.	21.82025	0.99182
	bus08	Grid	22.	21.7739	0.98972
	bus09	Grid	22.	21.74172	0.98825
	bus10	Grid	22.	21.70653	0.98666
	bus11	Grid	22.	22.47606	1.02163
	bus12	Grid	22.	22.024	1.00109
	bus13	Grid	22.	21.6925	0.98602
	bus14	Grid	22.	21.68269	0.98557
	bus15	Grid	22.	21.68275	0.98557
	bus16	Grid	22.	22.30887	1.01403
	bus17	Grid	22.	21.79778	0.99080
	bus18	Grid	22.	21.74281	0.98830
	bus19	Grid	22.	21.76643	0.98938
	bus20	Grid	22.	21.69045	0.98592

N = 19, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4923	1.02237
	bus03	Grid	22.	22.34264	1.01557
	bus04	Grid	22.	22.19313	1.00877
	bus05	Grid	22.	22.06109	1.00277
	bus06	Grid	22.	21.95337	0.99788
	bus07	Grid	22.	21.86243	0.99374
	bus08	Grid	22.	21.82197	0.99190
	bus09	Grid	22.	21.7956	0.99070
	bus10	Grid	22.	21.7605	0.98911
	bus11	Grid	22.	22.48291	1.02195
	bus12	Grid	22.	22.05223	1.00237
	bus13	Grid	22.	21.7465	0.98847
	bus14	Grid	22.	21.73673	0.98803
	bus15	Grid	22.	21.73679	0.98803
	bus16	Grid	22.	22.32241	1.01465
	bus17	Grid	22.	21.84001	0.99272
	bus18	Grid	22.	21.79913	0.99086
	bus19	Grid	22.	21.82514	0.99205
	bus20	Grid	22.	21.74446	0.98838

N = 19, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4986	1.02266
	bus03	Grid	22.	22.35509	1.01614
	bus04	Grid	22.	22.21244	1.00965
	bus05	Grid	22.	22.08708	1.00395
	bus06	Grid	22.	21.98588	0.99935
	bus07	Grid	22.	21.90132	0.99551
	bus08	Grid	22.	21.8663	0.99392
	bus09	Grid	22.	21.8453	0.99296
	bus10	Grid	22.	21.8103	0.99137
	bus11	Grid	22.	22.48921	1.02223
	bus12	Grid	22.	22.07823	1.00355
	bus13	Grid	22.	21.79633	0.99074
	bus14	Grid	22.	21.78658	0.99029
	bus15	Grid	22.	21.78664	0.99030
	bus16	Grid	22.	22.33487	1.01522
	bus17	Grid	22.	21.87893	0.99449
	bus18	Grid	22.	21.8511	0.99323
	bus19	Grid	22.	21.87932	0.99451
	bus20	Grid	22.	21.7943	0.99064

N = 19, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50482	1.02294
	bus03	Grid	22.	22.36739	1.0167
	bus04	Grid	22.	22.23152	1.01052
	bus05	Grid	22.	22.11277	1.00512
	bus06	Grid	22.	22.01803	1.00082
	bus07	Grid	22.	21.93979	0.99726
	bus08	Grid	22.	21.91017	0.99591
	bus09	Grid	22.	21.89452	0.99520
	bus10	Grid	22.	21.8596	0.99361
	bus11	Grid	22.	22.49544	1.02252
	bus12	Grid	22.	22.10393	1.00472
	bus13	Grid	22.	21.84567	0.99298
	bus14	Grid	22.	21.83594	0.99254
	bus15	Grid	22.	21.83601	0.99254
	bus16	Grid	22.	22.34718	1.01578
	bus17	Grid	22.	21.91744	0.99624
	bus18	Grid	22.	21.90257	0.99557
	bus19	Grid	22.	21.93299	0.99695
	bus20	Grid	22.	21.84364	0.99289

N = 19, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	Ul, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.51097	1.02322
	bus03	Grid	22.	22.37955	1.01725
	bus04	Grid	22.	22.25038	1.01138
	bus05	Grid	22.	22.13819	1.00628
	bus06	Grid	22.	22.04984	1.00226
	bus07	Grid	22.	21.97788	0.99899
	bus08	Grid	22.	21.95362	0.99789
	bus09	Grid	22.	21.94328	0.99742
	bus10	Grid	22.	21.90845	0.99583
	bus11	Grid	22.	22.50159	1.02279
	bus12	Grid	22.	22.12935	1.00588
	bus13	Grid	22.	21.89455	0.99520
	bus14	Grid	22.	21.88485	0.99476
	bus15	Grid	22.	21.88492	0.99476
	bus16	Grid	22.	22.35935	1.01633
	bus17	Grid	22.	21.95557	0.99798
	bus18	Grid	22.	21.95357	0.99788
	bus19	Grid	22.	21.98619	0.99937
	bus20	Grid	22.	21.89253	0.99511

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 20, B = 1

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.41183	1.01872
	bus03	Grid	22.	22.18386	1.00835
	bus04	Grid	22.	21.9474	0.99760
	bus05	Grid	22.	21.73102	0.98777
	bus06	Grid	22.	21.54156	0.97916
	bus07	Grid	22.	21.37118	0.97141
	bus08	Grid	22.	21.26344	0.96652
	bus09	Grid	22.	21.17106	0.96232
	bus10	Grid	22.	21.1599	0.96181
	bus11	Grid	22.	22.40241	1.01829
	bus12	Grid	22.	21.72202	0.98736
	bus13	Grid	22.	21.14549	0.96115
	bus14	Grid	22.	21.16034	0.96183
	bus15	Grid	22.	21.1604	0.96183
	bus16	Grid	22.	22.16347	1.00743
	bus17	Grid	22.	21.34823	0.97037
	bus18	Grid	22.	21.13626	0.96073
	bus19	Grid	22.	21.12468	0.96021
	bus20	Grid	22.	21.1683	0.96219

N = 20, B = 2

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.43287	1.01967
	bus03	Grid	22.	22.22534	1.01024
	bus04	Grid	22.	22.01152	1.00052
	bus05	Grid	22.	21.81702	0.99168
	bus06	Grid	22.	21.64867	0.98403
	bus07	Grid	22.	21.49872	0.97721
	bus08	Grid	22.	21.4082	0.97310
	bus09	Grid	22.	21.33263	0.96966
	bus10	Grid	22.	21.33749	0.96988
	bus11	Grid	22.	22.42346	1.01924
	bus12	Grid	22.	21.80805	0.99127
	bus13	Grid	22.	21.32321	0.96923
	bus14	Grid	22.	21.35388	0.97063
	bus15	Grid	22.	21.35394	0.97063
	bus16	Grid	22.	22.20499	1.00931
	bus17	Grid	22.	21.47591	0.97617
	bus18	Grid	22.	21.2981	0.96809
	bus19	Grid	22.	21.2866	0.96757
	bus20	Grid	22.	21.36176	0.97098

N = 20, B = 3

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.44965	1.02043
	bus03	Grid	22.	22.25842	1.01174
	bus04	Grid	22.	22.06269	1.00284
	bus05	Grid	22.	21.8857	0.99480
	bus06	Grid	22.	21.7343	0.98792
	bus07	Grid	22.	21.60078	0.98185
	bus08	Grid	22.	21.52415	0.97837
	bus09	Grid	22.	21.46218	0.97555
	bus10	Grid	22.	21.48006	0.97636
	bus11	Grid	22.	22.44024	1.02001
	bus12	Grid	22.	21.87676	0.99439
	bus13	Grid	22.	21.46587	0.97572
	bus14	Grid	22.	21.50944	0.97770
	bus15	Grid	22.	21.5095	0.97770
	bus16	Grid	22.	22.23811	1.01082
	bus17	Grid	22.	21.57808	0.98082
	bus18	Grid	22.	21.42786	0.97399
	bus19	Grid	22.	21.41643	0.97347
	bus20	Grid	22.	21.51726	0.97805

N = 20, B = 4

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4631	1.02105
	bus03	Grid	22.	22.28496	1.01295
	bus04	Grid	22.	22.10375	1.00471
	bus05	Grid	22.	21.94086	0.99731
	bus06	Grid	22.	21.80311	0.99105
	bus07	Grid	22.	21.68287	0.98558
	bus08	Grid	22.	21.61746	0.98261
	bus09	Grid	22.	21.5665	0.98029
	bus10	Grid	22.	21.59491	0.98158
	bus11	Grid	22.	22.4537	1.02062
	bus12	Grid	22.	21.93194	0.99690
	bus13	Grid	22.	21.5808	0.98094
	bus14	Grid	22.	21.6348	0.98339
	bus15	Grid	22.	21.63486	0.98340
	bus16	Grid	22.	22.26468	1.01203
	bus17	Grid	22.	21.66026	0.98455
	bus18	Grid	22.	21.53237	0.97874
	bus19	Grid	22.	21.521	0.97822
	bus20	Grid	22.	21.64257	0.98375

N = 20, B = 5

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.4747	1.02157
	bus03	Grid	22.	22.30787	1.01399
	bus04	Grid	22.	22.13922	1.00632
	bus05	Grid	22.	21.98852	0.99947
	bus06	Grid	22.	21.86263	0.99375
	bus07	Grid	22.	21.75392	0.98881
	bus08	Grid	22.	21.69831	0.98628
	bus09	Grid	22.	21.657	0.98440
	bus10	Grid	22.	21.69471	0.98612
	bus11	Grid	22.	22.46531	1.02115
	bus12	Grid	22.	21.97963	0.99907
	bus13	Grid	22.	21.68066	0.98548
	bus14	Grid	22.	21.74391	0.98835
	bus15	Grid	22.	21.74397	0.98836
	bus16	Grid	22.	22.2876	1.01307
	bus17	Grid	22.	21.73138	0.98779
	bus18	Grid	22.	21.623	0.98286
	bus19	Grid	22.	21.61168	0.98234
	bus20	Grid	22.	21.75164	0.98871

N = 20, B = 6

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.48461	1.02202
	bus03	Grid	22.	22.32743	1.01488
	bus04	Grid	22.	22.16952	1.00770
	bus05	Grid	22.	22.02927	1.00133
	bus06	Grid	22.	21.91354	0.99606
	bus07	Grid	22.	21.81474	0.99157
	bus08	Grid	22.	21.76757	0.98943
	bus09	Grid	22.	21.73457	0.98793
	bus10	Grid	22.	21.78031	0.99001
	bus11	Grid	22.	22.47522	1.02160
	bus12	Grid	22.	22.02039	1.00092
	bus13	Grid	22.	21.76633	0.98937
	bus14	Grid	22.	21.83758	0.99261
	bus15	Grid	22.	21.83764	0.99262
	bus16	Grid	22.	22.30718	1.01396
	bus17	Grid	22.	21.79227	0.99055
	bus18	Grid	22.	21.7007	0.98639
	bus19	Grid	22.	21.68942	0.98588
	bus20	Grid	22.	21.84528	0.99296

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

N = 20, B = 7

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49132	1.02233
	bus03	Grid	22.	22.34069	1.01548
	bus04	Grid	22.	22.19006	1.00863
	bus05	Grid	22.	22.05691	1.00258
	bus06	Grid	22.	21.94809	0.99764
	bus07	Grid	22.	21.85605	0.99345
	bus08	Grid	22.	21.81463	0.99157
	bus09	Grid	22.	21.7873	0.99033
	bus10	Grid	22.	21.83853	0.99266
	bus11	Grid	22.	22.48193	1.02190
	bus12	Grid	22.	22.04805	1.00218
	bus13	Grid	22.	21.82459	0.99202
	bus14	Grid	22.	21.90132	0.99551
	bus15	Grid	22.	21.90138	0.99551
	bus16	Grid	22.	22.32045	1.01456
	bus17	Grid	22.	21.83362	0.99243
	bus18	Grid	22.	21.75351	0.98879
	bus19	Grid	22.	21.74226	0.98828
	bus20	Grid	22.	21.90899	0.99586

N = 20, B = 8

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.49749	1.02261
	bus03	Grid	22.	22.35287	1.01604
	bus04	Grid	22.	22.20895	1.00949
	bus05	Grid	22.	22.08233	1.00374
	bus06	Grid	22.	21.97988	0.99908
	bus07	Grid	22.	21.89406	0.99518
	bus08	Grid	22.	21.85795	0.99354
	bus09	Grid	22.	21.83588	0.99253
	bus10	Grid	22.	21.89219	0.99509
	bus11	Grid	22.	22.4881	1.02218
	bus12	Grid	22.	22.07348	1.00334
	bus13	Grid	22.	21.87828	0.99446
	bus14	Grid	22.	21.96009	0.99818
	bus15	Grid	22.	21.96015	0.99818
	bus16	Grid	22.	22.33265	1.01512
	bus17	Grid	22.	21.87167	0.99416
	bus18	Grid	22.	21.80216	0.99100
	bus19	Grid	22.	21.79093	0.99049
	bus20	Grid	22.	21.96774	0.99853

N = 20, B = 9

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50357	1.02289
	bus03	Grid	22.	22.36489	1.01658
	bus04	Grid	22.	22.22759	1.01034
	bus05	Grid	22.	22.10742	1.00488
	bus06	Grid	22.	22.01127	1.00051
	bus07	Grid	22.	21.93162	0.99689
	bus08	Grid	22.	21.90077	0.99548
	bus09	Grid	22.	21.88391	0.99472
	bus10	Grid	22.	21.94527	0.99751
	bus11	Grid	22.	22.49419	1.02246
	bus12	Grid	22.	22.09858	1.00448
	bus13	Grid	22.	21.93139	0.99688
	bus14	Grid	22.	22.01825	1.00082
	bus15	Grid	22.	22.01831	1.00083
	bus16	Grid	22.	22.34468	1.01566
	bus17	Grid	22.	21.90926	0.99587
	bus18	Grid	22.	21.85026	0.99319
	bus19	Grid	22.	21.83906	0.99268
	bus20	Grid	22.	22.02588	1.00117

N = 20, B = 10

	Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.
	bus01	Grid	22.	22.66	1.03
	bus02	Grid	22.	22.50957	1.02316
	bus03	Grid	22.	22.37675	1.01712
	bus04	Grid	22.	22.24599	1.01118
	bus05	Grid	22.	22.13221	1.00600
	bus06	Grid	22.	22.04228	1.00192
	bus07	Grid	22.	21.96874	0.99857
	bus08	Grid	22.	21.94312	0.99741
	bus09	Grid	22.	21.93142	0.99688
	bus10	Grid	22.	21.99781	0.99990
	bus11	Grid	22.	22.50019	1.02273
	bus12	Grid	22.	22.12337	1.00560
	bus13	Grid	22.	21.98396	0.99927
	bus14	Grid	22.	22.07584	1.00344
	bus15	Grid	22.	22.0759	1.00345
	bus16	Grid	22.	22.35655	1.01620
	bus17	Grid	22.	21.94642	0.99756
	bus18	Grid	22.	21.89785	0.99535
	bus19	Grid	22.	21.88667	0.99484
	bus20	Grid	22.	22.08345	1.00379

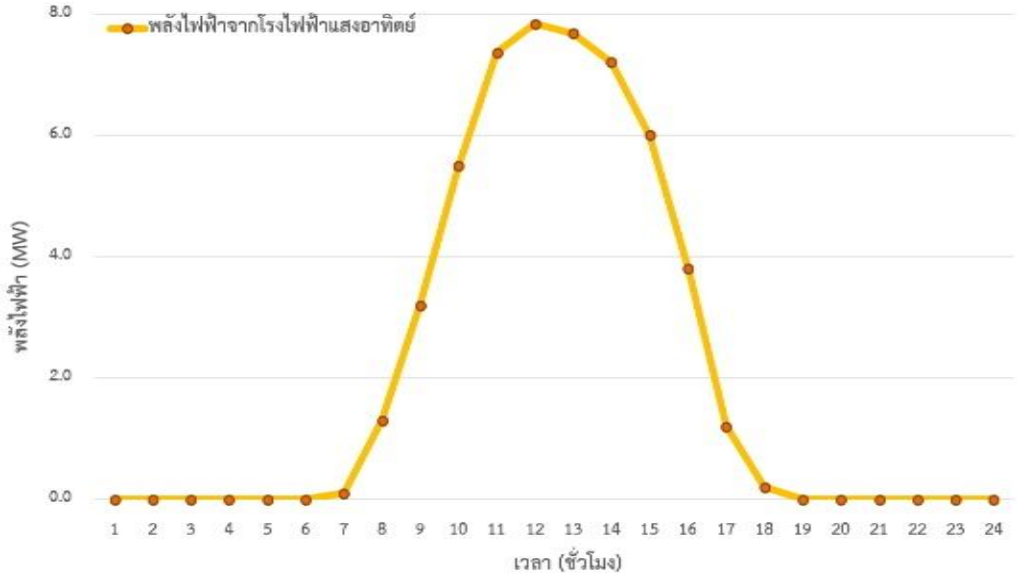
ข้อมูลกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีมีการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าและโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

ข้อมูลปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน และลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าจากปริมาณพลังไฟฟ้าดังกล่าว มีรายละเอียดเป็นไปตามภาพผนวกที่ 3 - 4 และตารางผนวกที่ 2

ข้อมูลปริมาณพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน และลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าจากปริมาณพลังไฟฟ้าดังกล่าว มีรายละเอียดเป็นไปตามภาพผนวกที่ 5 - 6 และตารางผนวกที่ 3

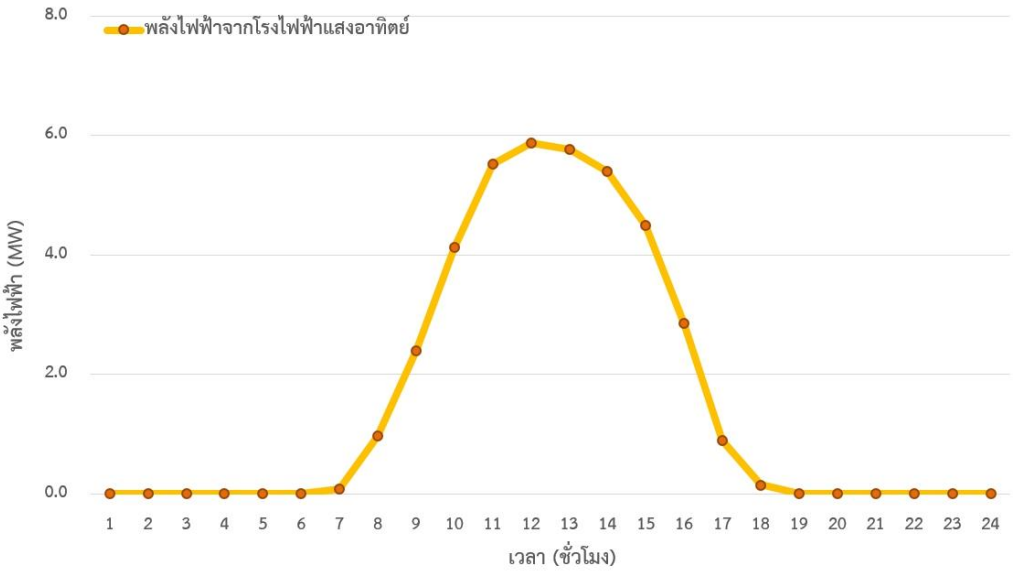
ข้อมูลปริมาณโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ากรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน และลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าจากปริมาณโหลดดังกล่าว มีรายละเอียดเป็นไปตามภาพผนวกที่ 7 - 8 และตารางผนวกที่ 4

ข้อมูลปริมาณโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ากรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน และลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าจากปริมาณโหลดดังกล่าว มีรายละเอียดเป็นไปตามภาพผนวกที่ 9 - 10 และตารางผนวกที่ 5



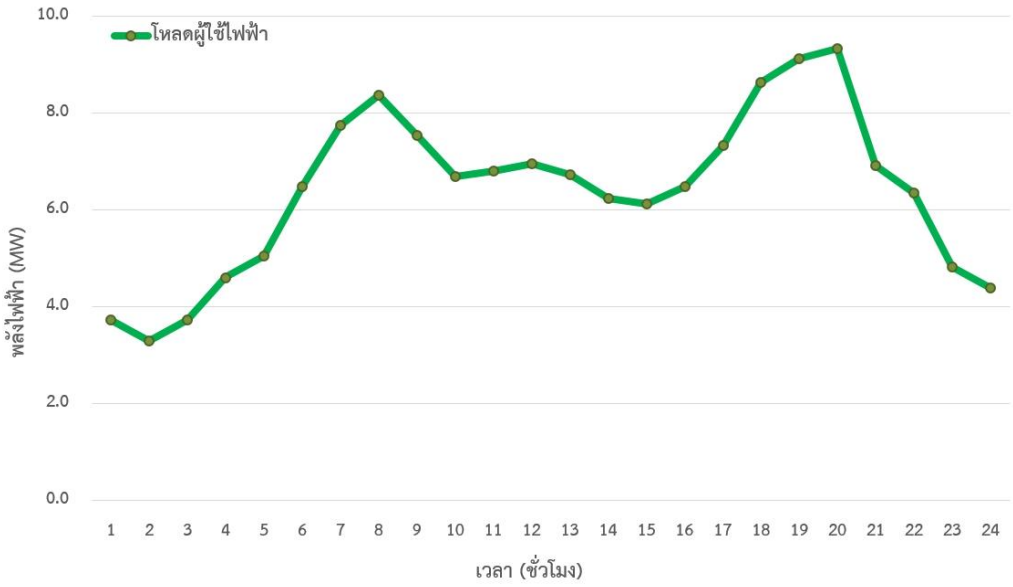
ภาพผนวกที่ 3 ลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน

ภาพผนวกที่ 4 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน

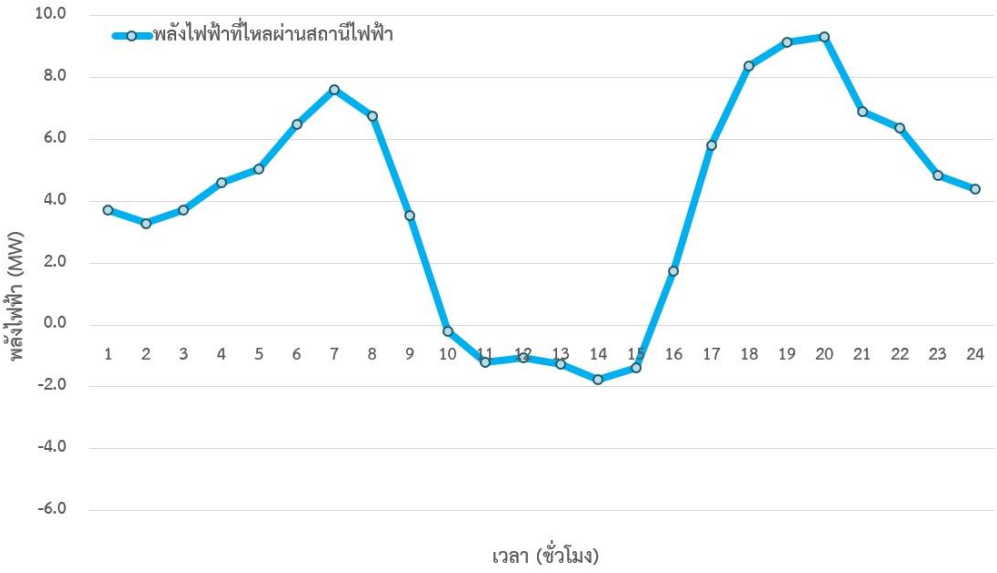


ภาพผนวกที่ 5 ลักษณะการจ่ายพลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน

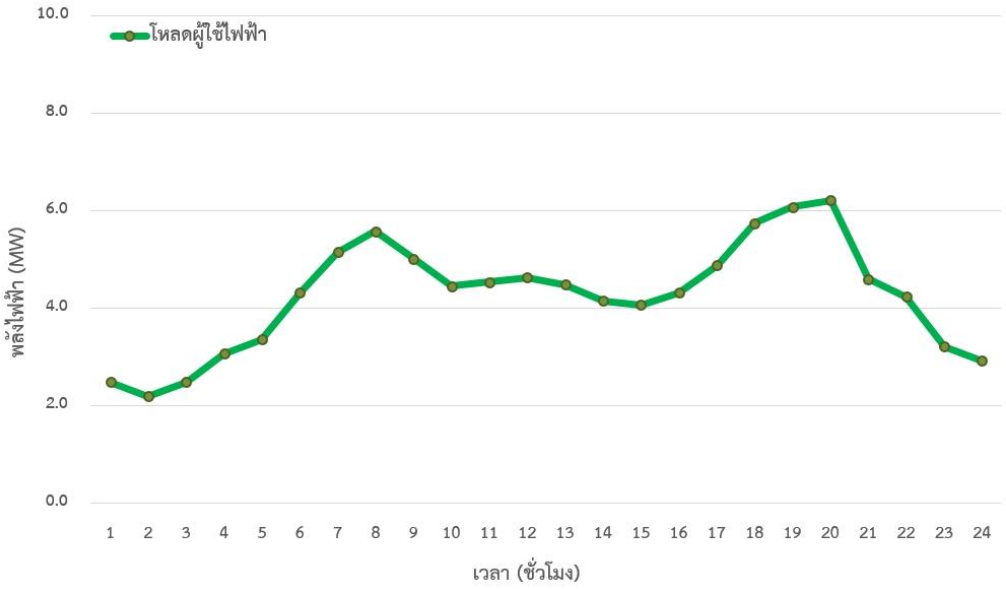
ภาพผนวกที่ 6 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน



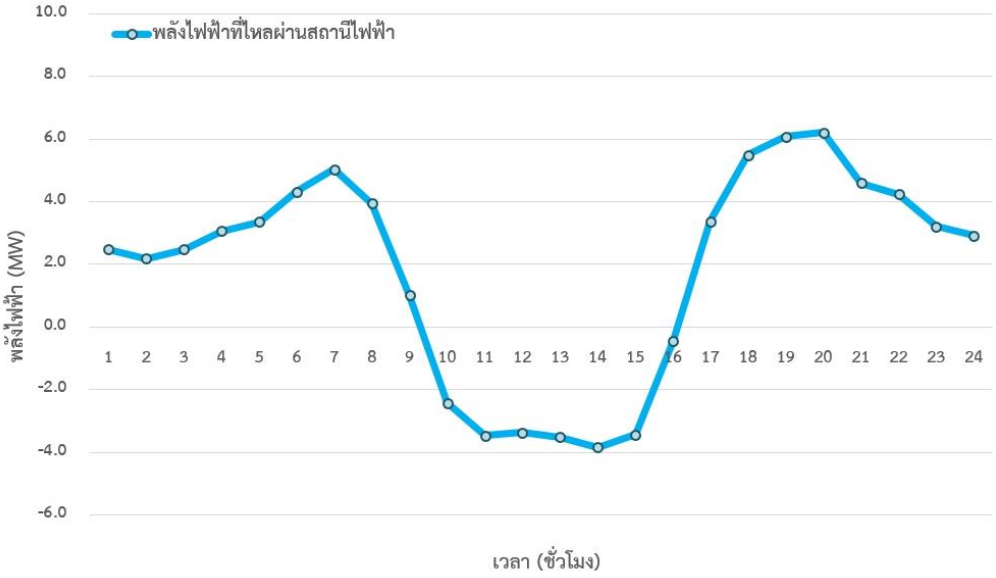
ภาพผนวกที่ 7 ลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน



ภาพผนวกที่ 8 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน



ภาพผนวกที่ 9 ลักษณะโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน



ภาพผนวกที่ 10 ลักษณะพลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน

ตารางผนวกที่ 2 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 20% จากกรณีฐาน

เวลา	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		
	พลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า	โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า	พลังไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้า
01.00 น.	0.00	3.10	3.10
02.00 น.	0.00	2.74	2.74
03.00 น.	0.00	3.10	3.10
04.00 น.	0.00	3.83	3.83
05.00 น.	0.00	4.20	4.20
06.00 น.	0.00	5.40	5.40
07.00 น.	0.10	6.45	6.35
08.00 น.	1.30	6.97	5.67
09.00 น.	3.20	6.27	3.07
10.00 น.	5.50	5.57	0.07
11.00 น.	7.36	5.67	-1.69
12.00 น.	7.84	5.80	-2.04
13.00 น.	7.68	5.61	-2.07
14.00 น.	7.20	5.20	-2.00
15.00 น.	6.00	5.09	-0.91
16.00 น.	3.80	5.40	1.60
17.00 น.	1.20	6.10	4.90
18.00 น.	0.20	7.18	6.98
19.00 น.	0.00	7.60	7.60
20.00 น.	0.00	7.77	7.77
21.00 น.	0.00	5.75	5.75
22.00 น.	0.00	5.30	5.30
23.00 น.	0.00	4.02	4.02
24.00 น.	0.00	3.65	3.65

ตารางผนวกที่ 3 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตลดลง 40% จากกรณีฐาน

เวลา	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		
	พลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า	โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า	พลังไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้า
01.00 น.	0.00	3.10	3.10
02.00 น.	0.00	2.74	2.74
03.00 น.	0.00	3.10	3.10
04.00 น.	0.00	3.83	3.83
05.00 น.	0.00	4.20	4.20
06.00 น.	0.00	5.40	5.40
07.00 น.	0.08	6.45	6.37
08.00 น.	0.98	6.97	6.00
09.00 น.	2.40	6.27	3.87
10.00 น.	4.13	5.57	1.44
11.00 น.	5.52	5.67	0.15
12.00 น.	5.88	5.80	-0.08
13.00 น.	5.76	5.61	-0.15
14.00 น.	5.40	5.20	-0.20
15.00 น.	4.50	5.09	0.59
16.00 น.	2.85	5.40	2.55
17.00 น.	0.90	6.10	5.20
18.00 น.	0.15	7.18	7.03
19.00 น.	0.00	7.60	7.60
20.00 น.	0.00	7.77	7.77
21.00 น.	0.00	5.75	5.75
22.00 น.	0.00	5.30	5.30
23.00 น.	0.00	4.02	4.02
24.00 น.	0.00	3.65	3.65

ตารางผนวกที่ 4 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน

เวลา	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		
	พลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า	โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า	พลังไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้า
01.00 น.	0.00	3.73	3.73
02.00 น.	0.00	3.29	3.29
03.00 น.	0.00	3.73	3.73
04.00 น.	0.00	4.60	4.60
05.00 น.	0.00	5.04	5.04
06.00 น.	0.00	6.48	6.48
07.00 น.	0.13	7.74	7.61
08.00 น.	1.63	8.37	6.74
09.00 น.	4.00	7.53	3.53
10.00 น.	6.88	6.68	-0.20
11.00 น.	8.00	6.80	-1.20
12.00 น.	8.00	6.96	-1.04
13.00 น.	8.00	6.73	-1.27
14.00 น.	8.00	6.24	-1.76
15.00 น.	7.50	6.11	-1.39
16.00 น.	4.75	6.48	1.73
17.00 น.	1.50	7.32	5.82
18.00 น.	0.25	8.62	8.37
19.00 น.	0.00	9.12	9.12
20.00 น.	0.00	9.32	9.32
21.00 น.	0.00	6.90	6.90
22.00 น.	0.00	6.35	6.35
23.00 น.	0.00	4.82	4.82
24.00 น.	0.00	4.38	4.38

ตารางผนวกที่ 5 รายละเอียดค่าการจ่ายพลังไฟฟ้า กรณีโหลดมีค่าลดลง 20% จากกรณีฐาน

เวลา	พลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		
	พลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า	โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า	พลังไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้า
01.00 น.	0.00	2.48	2.48
02.00 น.	0.00	2.19	2.19
03.00 น.	0.00	2.48	2.48
04.00 น.	0.00	3.07	3.07
05.00 น.	0.00	3.36	3.36
06.00 น.	0.00	4.32	4.32
07.00 น.	0.13	5.16	5.03
08.00 น.	1.63	5.58	3.95
09.00 น.	4.00	5.02	1.02
10.00 น.	6.88	4.45	-2.42
11.00 น.	8.00	4.54	-3.46
12.00 น.	8.00	4.64	-3.36
13.00 น.	8.00	4.49	-3.51
14.00 น.	8.00	4.16	-3.84
15.00 น.	7.50	4.07	-3.43
16.00 น.	4.75	4.32	-0.43
17.00 น.	1.50	4.88	3.38
18.00 น.	0.25	5.75	5.50
19.00 น.	0.00	6.08	6.08
20.00 น.	0.00	6.22	6.22
21.00 น.	0.00	4.60	4.60
22.00 น.	0.00	4.24	4.24
23.00 น.	0.00	3.21	3.21
24.00 น.	0.00	2.92	2.92

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ-สกุล ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์

เกิดเมื่อ 24 เมษายน 2530

ประวัติการศึกษา พ.ศ. 2552 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง
วศ.บ.(วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้า
พระนครเหนือ จังหวัดกรุงเทพมหานคร

ประวัติการทำงาน พ.ศ. 2556 - ปัจจุบัน
วิศวกรไฟฟ้า กองส่งเสริมพลังงานทดแทนและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผลงานทางวิชาการ

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์, ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารี และ เสริมสุข บัวเจริญ. (2560). การวิเคราะห์หาขนาดแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่าย. งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560 (หน้า 47-53) กรุงเทพมหานคร, ประเทศไทย.

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์, ต้องพงศ์ ศรีบุญ, ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล, กมล จิรเสรีอมรกุล และ วันจักรี เล่นวารี. (2560). การวิเคราะห์หาตำแหน่งติดตั้งแบตเตอร์รี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า. งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560 (หน้า 70-76) กรุงเทพมหานคร, ประเทศไทย.