

การระบุขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้งทั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงและ
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมเพื่อปรับปรุงแรงดันตก
ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์

IDENTIFICATION THE LEVEL OF CAPACITY AND INSTALLED LOCATION
BOTH HIGH VOLTAGE CAPACITOR AND WIND POWER
DISTRIBUTED GENERATION FOR VOLTAGE DROP IMPROVEMENT
IN 22 KV DISTRIBUTION SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีการศึกษา 2565

KMITL-2024-EN-M-027-178

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

IDENTIFICATION THE LEVEL OF CAPACITY AND INSTALLED LOCATION
BOTH HIGH VOLTAGE CAPACITOR AND WIND POWER
DISTRIBUTED GENERATION FOR VOLTAGE DROP IMPROVEMENT
IN 22 KV DISTRIBUTION SYSTEM



THIS THESIS SUBMITTED IN FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
SCHOOL OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2023

KMITL-2024-EN-M-027-178

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2024

SCHOOL OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การระบุขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้งทั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมเพื่อปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์
นักศึกษา	นายวิกร โคตรสาขา
รหัสประจำตัว	61601205
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2566
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.อรรถพล เเง่าพิทักษ์กุล

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้มีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอวิธีการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตกโดยการใช้ตัวเก็บประจุแรงดันสูงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เพื่อรองรับการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรมและภาคเอกชนภายในประเทศที่เพิ่มขึ้นมากกว่า 70 เปอร์เซ็นต์ และส่งผลให้เกิดแรงดันตกในระบบจำหน่ายระดับแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ของโครงข่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งตามข้อกำหนดเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแรงดันไฟฟ้าไม่ควรเปลี่ยนแปลง ± 5 เปอร์เซ็นต์ (20.9 – 23.1 กิโลโวลต์) สำหรับระบบที่ทำการศึกษา เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยใช้โปรแกรม PSCAD โดยการประยุกต์ใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงสูงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย วิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาด เช่น หลักการติดตั้งหน้าโหลด ขนาดกึ่งกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) และระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง ตามลำดับ ได้ถูกนำเสนอโดยการระบุขนาดและตำแหน่งการติดตั้งสามารถแก้ไขปัญหาแรงดันตก อย่างไรก็ตามผลการวิจัยพบว่าเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงด้วยขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) สามารถแก้ปัญหาแรงดันตกที่เกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงที่สุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis	Identification the level of Capacity and installed location both High Voltage capacitor and Wind Power Distributed Generation for voltage drop improvement in 22 kV distribution system
Student	Mr.Wikorn Kotesakha
Student ID.	61601205
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2023
Thesis Advisor	Assoc. Prof. Dr. Atthapol Ngaopitakkul

ABSTRACT

This thesis aims to propose voltage drop improvement methodologies on 22 kV distribution system by using high voltage capacitor bank and distributed generator. In the cases of Industry sectors and private sectors are expanding load capacities by 70% increasing along Provincial Electricity Authority (PEA) distribution line, which is caused by voltage drop occurrence on 22 kV distribution network. The voltage regulation standard that voltage level should be maintained $\pm 5\%$ of normal voltage level or constraints 20.9 kV to 23.1 kV. The studied system is modelled after part of 22 kV distribution line from PEA by using PSCAD software. Both high voltage capacitor bank and distributed generator are applied to this system. The methodologies determined placement location and installed capacity are based on the front load, the half of reactive power (1/2kVar) and the 2/3 distancing of distribution line techniques have been presented, respectively. These techniques are to identify the right capacity and location on distribution system to address voltage drop issue. However, this research result proposes the half of reactive power (1/2kVar) technique that can highest perform the voltage drop occurrence on the distribution system.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยเพราะความกรุณาอย่างสูงจากท่านรองศาสตราจารย์ ดร.อรรถพล เงามพิทักษ์กุล ซึ่งท่านเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ที่กรุณาให้คำชี้แนะช่วยแก้ปัญหา ให้ความรู้และประสบการณ์ ตลอดจนปรับปรุงแก้ไขข้อบกพร่องต่าง ๆ ด้วยความเอาใจใส่อย่างดียิ่งมาตลอด ข้าพเจ้าได้ตระหนักถึงความตั้งใจจริงและความทุ่มเทของท่านอาจารย์ จึงใคร่ขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้ที่ให้ความช่วยเหลือ ให้คำชี้แนะช่วยแก้ปัญหาลดจนให้ความรู้และประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ที่ได้ให้การสนับสนุนอุปกรณ์ และสถานที่โดยเฉพะอย่างยิ่งห้องแล็บ 404 ของตึกปฏิบัติการวิศวกรรม 2 (ECC-2) จนในที่สุดทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้

ขอขอบคุณ ผศ.ดร.สันธิติ อยู่่มมาก และ ดร.สันติพันธ์ อนันต์วัฒนาพร ที่ช่วยให้การเตรียมงานวิจัยมาโดยตลอด

สุดท้ายขอกราบเท้า คุณพ่อวิเชียร โคตรสาขาและคุณแม่คำหงษ์ โคตรสาขา ผู้เป็นพรหมในการดำเนินชีวิตของข้าพเจ้าตลอดชีวิตที่ผ่านมาท่านทั้งสอง อบรม สั่งสอนและให้กำลังใจในการต่อสู้กับชีวิต รวมถึงขอขอบคุณภรรยาของข้าพเจ้า คุณนลินรัตน์ สาระจันทร์ที่เป็นเสมือนคูคิดและเป็นกำลังใจที่ดีตลอดมา

ด้วยคุณงามความดีและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ข้าพเจ้าขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้า

วิกร โคตรสาขา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VIII
สารบัญรูป.....	X
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	5
1.3 สมมติฐานของการศึกษา.....	5
1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	5
1.5 ขอบเขตการวิจัย.....	5
1.6 ขั้นตอนของการศึกษา.....	6
บทที่ 2 ทฤษฎีแนวทางการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	7
2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution system).....	7
2.1.1 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation).....	8
2.1.2 ส่วนประกอบของสายส่ง.....	8
2.1.3 รูปแบบโครงสร้างการจัดสายบ่อนแบบเรเดียล.....	10
2.2 การปรับปรุงแรงดันตก (Voltage drop) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	12
2.2.1 การควบคุมแรงดันไฟฟ้า.....	14
2.2.2 ปัญหาแรงดันตก (Voltage Drop) ในสายบ่อนหลัก.....	15
2.3 ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (High Voltage Capacitor).....	17
2.3.1 ประโยชน์ของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	17
2.3.2 ลักษณะทั่วไปสำหรับการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	18
2.4 การพิจารณาตำแหน่งในการติดตั้ง.....	20
2.4.1 การติดตั้งที่หน้าโหลด.....	22
2.4.2 การติดตั้งด้วยเทคนิค 1/2kVar.....	24
2.4.3 การติดตั้งด้วยเทคนิค 2/3 rule.....	26

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator, DG).....	28
2.5.1 ความรู้พื้นฐานของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า.....	28
2.5.2 ประโยชน์ของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า.....	30
บทที่ 3 การจำลองแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PSCAD	31
3.1 การจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	31
3.2 ผลการจำลองแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	37
บทที่ 4 การปรับปรุงแรงดันตกด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	40
4.1 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตลอดความยาวสายส่ง	40
4.1.1 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง.....	40
4.1.2 เทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).....	45
4.1.3 เทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง.....	49
4.2 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤติ.....	54
4.2.1 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหนดวิกฤติ.....	54
4.2.2 เทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน.....	64
4.2.3 เทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤติ.....	73
4.3 เปรียบเทียบเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	84
บทที่ 5 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	85
5.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ชนิดพลังงานลม.....	85
5.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ชนิดพลังงานลม.....	90
5.2.1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัด 2 เมกะวัตต์ในแต่ละตำแหน่ง.....	90
5.2.2 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่ง กึ่งกลางของสายส่ง.....	92
5.2.3 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 ตลอดความยาวสายส่ง.....	94

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.2.4 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง.....	96
5.2.5 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่ง หน้าโหลดวิกฤต.....	98
5.3 ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต.	100
5.3.1 การปรับปรุงแรงดันตกในกรณีติดตั้งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต.....	101
5.3.2 การปรับปรุงแรงดันตกในกรณีติดตั้งระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต.....	109
5.4 เปรียบเทียบเทคนิคติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	117
บทที่ 6 บทสรุป.....	119
6.1 สรุปผลการวิจัย.....	119
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	121
บรรณานุกรมหรือเอกสารอ้างอิง.....	122
ภาคผนวก.....	127
ภาคผนวก ก.....	128
ภาคผนวก ข.....	152
ประวัติผู้เขียน.....	161

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 แสดงขนาดสายไฟฟ้าที่ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	9
2.2 แสดงสูตรคำนวณแรงดันตกคร่อมสายและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนหลักแบบเรเดียล....	12
2.3 แสดงเกณฑ์มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	13
3.1 แสดงพารามิเตอร์การจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลดของสถานีส่งและสถานีรับ.....	32
3.2 สัญลักษณ์และหลักการทำงานของอุปกรณ์หลักในโปรแกรม PSCAD.....	35
3.4 แสดงการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า.....	35
3.5 ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าในกรณีพิกัดโหลดเดิม (ข้อมูลจาก กพภ.).....	38
3.6 ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าในกรณีกำหนดพิกัดโหลดใหม่ (เพิ่ม 70 เปอร์เซ็นต์).....	39
4.1 แสดงสัญลักษณ์และการปรับตั้งค่าของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	42
4.2 ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าด้วยติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง ขนาด 1.5 เมกะวาร์.....	44
4.3 แสดงผลต่างของค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ที่ปลายสายส่งขนาด 1.5 เมกะวาร์.....	45
4.4 แสดงผลต่างของค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตาม ขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 3 เมกะวาร์.....	48
4.5 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตาม ขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 3 เมกะวาร์.....	49
4.6 แสดงผลต่างของค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง ขนาดรวม 4.5 เมกะวาร์.....	52
4.7 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง ขนาดรวม 4.5 เมกะวาร์.....	53
4.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	54
4.9 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ที่หน้าโหลดวิกฤต ขนาด 1.5 เมกะวาร์.....	57
4.10 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคของหน้าโหลด (6x1.5 เมกะวาร์).....	55
4.11 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้า โหลด (7x1.5 เมกะวาร์).....	63
4.12 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้า โหลด (8x1.5 เมกะวาร์).....	63

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.13 แสดงการเปรียบเทียบจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด.....	64
4.14 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 6 เมกะวาร์.....	70
4.15 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 9 เมกะวาร์ (โหลดที่ 4).....	71
4.16 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 9 เมกะวาร์ (โหลดที่ 5).....	71
4.17 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 12 เมกะวาร์.....	72
4.18 แสดงการเปรียบเทียบจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).....	72
4.19 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 1 ตำแหน่ง ขนาดรวม 9 เมกะวาร์ หรือ (6 x 1.5 เมกะวาร์).....	79
4.20 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 2 ตำแหน่ง ขนาดรวม 12 เมกะวาร์ หรือ (8 x 1.5 เมกะวาร์).....	80
4.21 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 3 ตำแหน่ง ขนาดรวม 13.5 เมกะวาร์หรือ (9 x 1.5 เมกะวาร์).....	81
4.22 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 4 ตำแหน่ง ขนาดรวม 12 เมกะวาร์หรือ (8 x 1.5 เมกะวาร์).....	81
4.23 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต.....	83
4.24 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าหลังจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเทคนิค	84
5.1 แสดงสัญลักษณ์และการปรับตั้งค่าในโปรแกรม PSCAD ที่พิกัด 2 เมกะวัตต์.....	87
5.2 แสดงสัญลักษณ์และการปรับตั้งค่าในโปรแกรม PSCAD ที่พิกัด 3 เมกะวัตต์.....	87
5.3 แสดงผลค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการติดตั้ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง พิกัด 2 เมกะวัตต์..	89
5.4 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัด 2 เมกะวัตต์.....	74
5.5 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่งขนาด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	93
5.6 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ตลอดความยาวสายส่งขนาด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	95

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.7 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 2/3 ตลอดความยาวสายส่งขนาด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	97
5.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง หน้าโหลด พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	99
5.9 ผลการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัดต่าง ๆ.....	100
5.10 ผลการจำลองแรงดันไฟฟ้าติดตั้งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 3 เมกะวัตต์.....	102
5.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	106
5.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	107
5.13 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	108
5.14 ตารางเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย พิกัด 3 เมกะวัตต์.....	110
5.15 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	114
5.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	115
5.17 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	116
5.18 ตารางเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย พิกัด 2 เมกะวัตต์.....	117
5.19 ตารางเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย พิกัด 3 เมกะวัตต์.....	118
6.1 เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าหลังจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเทคนิค.....	120
6.2 เปรียบเทียบการคุ้มค่าการลงทุนในแต่ละแนวทางของอุปกรณ์.....	121

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แสดงโครงสร้างของระบบกำลังไฟฟ้าในประเทศไทย.....	7
2.2 ตัวอย่างเสาไฟที่ใช้พาดสายป้อนหลักของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด.....	10
2.3 ตัวอย่างการจัดเรียงสายป้อนหลักแบบเบเรเดียล	11
2.4 แสดงการกระจายโหลดอย่างสม่ำเสมอที่เท่ากันตลอดสายป้อน.....	11
2.5 แสดงวงจรสมมูลและเฟสเซอร์โคแอมแกรมก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง.....	15
2.6 แสดงการออกแบบและติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงของ กฟภ.	20
2.7 แสดงคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงตามแนวสายส่ง.....	21
2.8 แสดงแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้ากับ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	22
2.9 แสดงผลของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า	23
2.10 แผนภาพเส้นเดียวแสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าตามเทคนิค 1/2kVar.....	24
2.11 แสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าขนาด 2400 กิโลวาร์ตามเทคนิค 1/2kVar	26
2.12 แสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าขนาด 2000 กิโลวาร์ตามเทคนิค 2/3rule.....	27
2.13 แสดงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำหน่าย.....	29
3.1 แผนภาพเส้นเดียวระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	31
3.2 แผนภาพเส้นเดียวในโปรแกรม PSCAD.....	33
3.3 การปรับตั้งพารามิเตอร์ของสายส่งกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม PSCAD.....	37
3.4 กราฟแสดงผลการเปรียบเทียบค่าของแรงดันไฟฟ้าทั้ง 9 โหลด.....	39
4.1 แสดงแผนภาพเส้นเดียวด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง.....	41
4.2 แสดงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าของแต่ละโหลดจากเทคนิคติดตั้งที่ปลายสายส่ง.....	44
4.3 แสดงแผนภาพเส้นเดียวด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).....	46
4.4 แสดงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าในกรณีติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).....	47
4.5 แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง.....	50
4.6 แสดงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้ารวมในกรณีติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง...	51
4.7 แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลดวิกฤต.....	55
4.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลดวิกฤต.	56
4.9 แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด.....	58
4.10 แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ที่หน้าโหลด.....	61

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.11 แสดงแรงดันไฟฟ้ารวมตามเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด.....	62
4.12 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคกิ้งกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).....	65
4.13 แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตช์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคกิ้งกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).....	69
4.14 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมตามเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคกิ้งกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar).	70
4.15 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่าง สถานีส่งกับโหลดวิกฤต.....	74
4.16 แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตช์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต.....	78
4.17 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างกับ สถานีส่งกับโหลดวิกฤต.....	79
5.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม (PMSG)..	86
5.2 แสดงโครงสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม	88
5.3 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมจากเทคนิคติดตั้ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง.....	89
5.4 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่าง ๆ.....	91
5.5 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิคกิ้ง 2 เมกะวัตต์.....	92
5.6 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง.....	92
5.7 แสดงถึงพฤติกรรมของแรงดันไฟฟ้ารวมจากเทคนิคติดตั้ง 1/3 ตลอดความยาวสายส่ง.....	94
5.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิคกิ้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 2/3 ที่พิคกิ้ง 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	96
5.9 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิคกิ้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่งหน้าโหลด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	98
5.10 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต.....	102
5.11 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในตำแหน่งติดตั้งต่างๆ ระหว่างสถานีส่งและโหลดวิกฤต.....	103
5.12 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิคกิ้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	104
5.13 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิคกิ้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	104
5.14 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิคกิ้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	105
5.15 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต.....	109

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้ท่านไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.16 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในตำแหน่งติดตั้งต่างๆ ระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤต.....	111
5.17 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	112
5.18 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	112
5.19 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์.....	113
6.1 แสดงการเปรียบเทียบผลการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละแนวทาง.....	120



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันความต้องการทางด้านพลังงานไฟฟ้านั้นเป็นสิ่งที่มีความสำคัญต่อการพัฒนาเศรษฐกิจ และเป็นปัจจัยพื้นฐานที่ใช้ในการขับเคลื่อนกลไกทั้งภาครัฐและภาคเอกชน รวมไปถึงทางด้านเศรษฐกิจและสังคม ฉะนั้นการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่ง โดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบที่ใกล้เคียงผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุด ซึ่งได้ทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้งานที่อยู่ทุกหนทุกแห่งในระยะทางที่ห่างไกลออกไปจากสถานีไฟฟ้า โดยปัญหาที่พบส่วนใหญ่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ ปัญหาแรงดันตก เกิดขึ้นจึงส่งผลให้นำไปสู่การเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นและส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามมาอีกด้วย [1] หน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ทำหน้าที่รับผิดชอบและบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้ มีการพัฒนาและลงทุนเพื่อปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าทางฝั่งโหลดผู้ใช้งานจะได้ประสิทธิภาพที่สูงขึ้นและคุ้มค่ากว่า พร้อมรองรับการเปลี่ยนแปลงความต้องการสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นอีกด้วย โดยทั่วไปแนวสายส่งในระบบจำหน่ายจะเป็นการติดตั้งแบบปกเสาพาดสายไฟฟ้าไปยังตำแหน่งของโหลดที่จะใช้งานซึ่งอยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นอย่างมาก เช่น ในพื้นที่ชนบทต่างๆ ที่มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าเป็นแบบกลุ่มๆ กระจายทั่วประเทศและรวมถึงในพื้นที่ชุมชนเมือง [2] ทั้งนี้ขนาดของโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นนั้น ก็ส่งผลให้เกิดปัญหาแรงดันตกอีกทางหนึ่งด้วย ในขณะที่เดียวถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดแบบกระจายอยู่ในระบบจะยิ่งส่งผลให้เกิดความเสียหายมากขึ้น [3]-[5] ด้วยเหตุนี้การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าควรที่จะเป็นไปตามเกณฑ์ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดแรงดันไฟฟ้าปกติ

โดยทั่วไปแนวทางควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหลายแนวทางด้วยกัน เช่น การปรับแท็ปหม้อแปลงไฟฟ้า (On Load Tap Changer, OLTC) [6] เป็นใช้เทคนิคของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสม ซึ่งเป็นการแบ่งการทำงานออกเป็นสองส่วนในการแก้ปัญหาไปพร้อมๆ กันด้วยกัน 2 พารามิเตอร์คือแรงดันไฟฟ้าจากการสมมติและค่าอิมพีแดนซ์จินตภาพ ด้วยการใช้โปรแกรม MATLAB ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้ทำให้ควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้าเหมาะสมโดยผ่านจาก OLTC ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในขณะที่การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการใช้เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำอัตโนมัติ (Induction Automatic Voltage Regulator, AVR) [7] เพื่อหาติดตั้งตำแหน่งที่ติดตั้งเหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมไปถึงการควบคุมแรงดันไฟฟ้ายังสามารถช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า การใช้ SVC, STATCOM [8] และ FACT [9] สามารถช่วยปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มาตรฐานที่กำหนดได้ อีกทั้งสามารถช่วยแก้ไขปัญหาก็เกี่ยวข้องกระแสและแรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าได้ดีอีกด้วย เป็นต้น จากที่ได้กล่าวมาต้นนั้นในแต่ละแนวทางล้วนมีความโดดเด่นแตกต่างกันซึ่งเมื่อพิจารณาในส่วนของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นก็ส่งผลให้เห็นโดยอ้อม โดยจะมีลักษณะของการติดตั้งที่ตำแหน่งที่ใกล้คล้ายคลึงกัน เช่น ติดตั้งที่ตำแหน่งสถานีและแนวสายส่ง นอกจากนี้ยังต้องมีการพิจารณาส่วนที่ต้องคำนึงอื่นๆ ที่เกี่ยวกับงบประมาณการลงทุนและการบำรุงรักษาที่สูงอีกด้วย รวมไปถึงความซับซ้อนต่อการใช้งานเข้ากับระบบเดิมที่มีอยู่ อีกทั้งกรอบระยะเวลาในการดำเนินการ ทั้งนี้จากเหตุผลได้กล่าวมาข้างต้นล้วนเป็นส่วนที่มีผลต่อการตัดสินใจในการเลือกใช้ในแต่ละแนวทางให้มีประสิทธิภาพ

ในงานวิจัยนี้จึงมีการนำเสนออีกหนึ่งแนวทางที่นิยมใช้และมีประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และง่ายต่อการนำไปใช้งานในปัจจุบัน นั่นก็คือ ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (HV capacitor) [10]-[11] เพื่อการปรับปรุงแรงดันตกที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายด้วยการติดตั้งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าไว้ที่ด้านหน้าของโหลด สำหรับประโยชน์ของการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (HV Capacitor) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีด้วยกันมากมาย ซึ่งจะเห็นได้จากผลงานวิจัยที่ผ่านมา [12-13] เพื่อควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าด้วยการยกระดับแรงดันไฟฟ้า [12] ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ [13] และลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า [14-17] ในระบบสายส่งมีกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมากเกินไปซึ่งเป็นสาเหตุหลักที่ก่อให้เกิดผลกระทบแรงดันไฟฟ้าโดยรวมและพารามิเตอร์อื่นๆ ในระบบสายส่ง เพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งานและเพิ่มประสิทธิภาพในระบบสายส่งจึงจำเป็นที่จะต้องมีการปรับปรุงระบบสายส่งให้ดีขึ้น ด้วยวิธีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าไปในระบบสายส่ง ซึ่งเป็นที่ทราบกันดีว่าข้อดีอีกอย่างหนึ่งก็คือช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบจำหน่ายได้ ในกำหนดขนาดและตำแหน่งของตัวเก็บประจุไฟฟ้าเพื่อให้เหมาะสมนั้นไม่ใช่เรื่องเล็กน้อย จึงได้นำหลักการนี้มาเพื่อศึกษาวิจัย การกำหนดตำแหน่งตัวเก็บประจุไฟฟ้าเพื่อลดกำลังไฟฟ้สูญเสียหรือลดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ในระบบจำหน่าย ลำดับขั้นตอนการวิจัยแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอนคือ กำหนดขนาดของตัวเก็บประจุให้มีค่าความจุไฟฟ้าให้เหมาะสมที่สุด ขั้นตอนต่อมาการลดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟด้วยการลดการสูญเสียให้น้อยที่สุดและผลกระทบด้านอื่นๆ

การระบุตำแหน่งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบจำหน่ายที่มีความไม่สมดุล เพื่อที่จะให้ลดกำลังสูญเสียให้สำเร็จ ด้วยระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสม ไม่ว่าจะเป็นตัวเก็บประจุไฟฟ้าแบบสวิตช์หรือแบบคงที่ ที่สามารถระบุตำแหน่งให้เข้ากับวงจรเฟสเดียวหรือหลายเฟส ในหลักการพื้นฐานที่ไม่ต่อเนื่อง ซึ่งในการศึกษาจากบทความจะพิจารณาจากลักษณะของพิกัดโหลดที่มีขนาดเบาไปหาหนัก เป้าหมายเพื่อจะเข้ากับลักษณะของโหลดที่มีการปรับเปลี่ยนระหว่างวันตลอดเวลา ฉะนั้นตำแหน่งที่ใช้เพื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงก็มีส่วนสำคัญ เช่น ที่หน้าโหลดขนาดใหญ่ [18] ซึ่งผลที่ได้จากการทดลองเมื่อทำการเปรียบเทียบจากวิธีที่นำเสนอสามารถทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น หลังจากที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าไปในระบบ จากการคำนวณที่ชี้ชัดว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้สูญเสียรวมไปถึง สามารถช่วยลดระดับแรงดัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตกทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่หน้าโหลดให้สูงขึ้น ในขณะที่โหลดอื่น ๆ ยังพบปัญหาแรงดันตกจากการเปลี่ยนแปลงพิกัดโหลดที่สูงขึ้นจึงได้นำเอาอัลกอริทึมทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) เพื่อหาขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง [19] นอกจากนี้ยังมีงานวิจัยที่นำเสนอเทคนิค 2/3 rule เพื่อช่วยในการปรับปรุงแรงดันตกในสายป้อนด้านปฐมภูมิ (Primary Feeder) [20] หรือจากระยะทางจากโหลดไปถึงสถานีไฟฟ้าซึ่งสามารถลดแรงดันตกระบบจำหน่ายได้เช่นกัน [21] จากที่ได้กล่าวมานั้นการเลือกใช้เทคนิคนี้ติดตั้งด้วยการพิจารณาระยะทางเป็นครั้งแรกมาจากแนวทางของ Grainger/Lee [22]- [23] ซึ่งมีการใช้แนะนำเทคนิค 1/2 kVar และ 2/3 rule ซึ่งเป็นวิธีที่ง่ายในการเลือกตำแหน่งของตัวเก็บประจุไฟฟ้าในกรณีมีขนาดของโหลดที่มีพิกัดไม่แน่นอนในการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า ซึ่งเทคนิคเหล่านี้ครอบคลุมทั้งแบบคงที่และแบบสวิตซ์สำหรับลักษณะโหลดที่มีความหลากหลายซึ่งมีมากในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน

กล่าวโดยสรุปจากงานวิจัยและแนวทางที่ได้กล่าวมาแล้วนั้นเป็นเพียงศึกษาที่พิจารณาอ้างอิงตำแหน่งของโหลดและสถานีไฟฟ้าเพียงอย่างใดอย่างหนึ่งเท่านั้น ซึ่งเทคนิคที่กล่าวมาข้างต้นนี้อาจจะไม่เพียงพอถ้าพิกัดของโหลดที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและสถานีไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ซึ่งต้องมีการปรับเปลี่ยนขนาดอยู่ตลอดเวลา ด้วยเหตุนี้จึงได้มีการประยุกต์ใช้เทคนิคสำหรับปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าโดยพิจารณาขนาดและตำแหน่งของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงทั้งตลอดความยาวสายส่งและระยะห่างระหว่างสถานีไฟฟ้าไปยังโหลดขนาดใหญ่ ซึ่งในงานวิจัยที่ได้กล่าวแล้วนั้นยังไม่มีการศึกษาเกี่ยวกับระยะทางของสายส่งไปพร้อมๆกัน

ในทำนองเดียวกันในปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีต่างๆ เข้ามาเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น ซึ่งการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายที่เป็นผลพลอยได้นั้นก็คือการใช้เครื่องกำเนิดแบบกระจาย (Distributed Generator, DG) ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องในหลายปีที่ผ่านมา [24]-[39] พบว่ามีงานวิจัยจำนวนมากที่ได้ทำการศึกษาผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator, DG) ที่มีต่อผลระบบจำหน่ายไฟฟ้าในภาพของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานความร้อน และในรูปแบบอื่นๆ เป็นต้น

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม ก็เป็นอีกประเภทหนึ่งที่ได้รับการนิยมและได้แหล่งเชื้อเพลิงมาจากธรรมชาติเช่นเดียวกับพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้แนวทางการศึกษาผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่มีเปลี่ยนแปลงตำแหน่งและรวมไปถึงประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมแบบกระจายที่มีความหลากหลายในปัจจุบัน ด้วยสามารถแก้ไขปัญหาต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า รวมไปถึงลดผลกระทบอื่นๆ ที่เกิดขึ้น เป็นต้น เนื่องจากมีประโยชน์มากมายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้า [24] จึงทำให้มีการขานรับจากหลายๆ หน่วยงานของหลากหลายประเทศ โดยเฉพาะรัฐบาลของประเทศไทยได้มีการระบุเป็นนโยบายทางด้านพลังงานทางเลือก [25]-[26] เกิดขึ้น สำหรับในการศึกษาวิจัยผลกระทบที่เกิดขึ้นด้วยเครื่องกำเนิดแบบกระจาย [27] โดยมีเปรียบเทียบข้อเด่นข้อด้อยของการติดตั้งเครื่องกำเนิดแบบกระจายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องด้วยประเภทของเครื่องกำเนิดแบบกระจายหลากหลาย [28] ซึ่งในการวิเคราะห์เพื่อติดตั้งนั้นจะต้องพิจารณาถึงการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (P) [29] และสามารถช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Q) [30] เข้าสู่ระบบอีกด้วย ทั้งนี้ประโยชน์ที่ได้มีมากมาย [31]-[33] ได้แก่ ช่วยปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าและรวมไปถึงการลดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เป็นต้น จากที่ได้กล่าวมาข้างต้นเพื่อได้ประโยชน์ที่สูงสุดจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดแบบกระจายในระบบจำหน่าย จึงควรมีการคำนึงถึงขนาดและตำแหน่งสำหรับการติดตั้งร่วมด้วย และต่อมาใน [34]-[39] เป็นการกำหนดหาตำแหน่งที่ใช้ในการติดตั้งเพื่อเปรียบเทียบผลของแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป อีกทั้งมีการวิเคราะห์ถึงผลของกำลังไฟฟ้าไหลที่เป็นไปได้ทั้งสองทิศทางเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีโหลดไฟฟ้าที่มีความไม่สมดุลของโหลดตลอดแนวสายส่ง จากการพิจารณาถึงตำแหน่งด้วยใช้เทคนิคต่างๆ เช่น เทคนิค Strawberry Plant Propagation Algorithm (SPPA) [40] ด้วยการกำหนดขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมในการเลือกติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเดี่ยว เทคนิค Meta-heuristics [41] ซึ่งเป็นเทคนิคที่ใช้ในการพิจารณาพารามิเตอร์จากการเปลี่ยนตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในหลายๆตำแหน่งเพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด รวมไปถึงการกำหนดตำแหน่งและขนาดด้วยเทคนิคที่ใช้กับอุปกรณ์อื่น ๆ [42] ในกรณีระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีจำนวนหลายบัส

จากการศึกษาของงานวิจัยที่กล่าวมาในข้างต้นเป็นการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งแนวทางการยกระดับแรงดันไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับข้อกำหนดขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งที่ถูกต้อง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงมีเป้าหมายเพื่อนำเสนอแนวทางการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่เกิดโหลดเพิ่มขึ้นกว่า 70 เปอร์เซ็นต์ เพื่อระบุขนาดและตำแหน่งทั้งในกรณีระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงและเครื่องกำเนิดแบบไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองได้ข้อมูลมาจากโหลดระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์จริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ภาคเหนือเขต 2 โดยใช้โปรแกรม PSCAD ในการประเมินและวิเคราะห์ผลของพารามิเตอร์ไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ได้แก่ ขนาด ปริมาณ และตำแหน่ง เป็นต้น ด้วยการติดตั้งที่หน้าโหลดเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) และเทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง ที่มีการพิจารณาตลอดแนวสายส่งและระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต เพื่อหาขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ถูกต้อง ซึ่งทำการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ กับเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้ากำหนด (Grid connection code)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. ศึกษาปัญหาแรงดันตกจากการขยายตัวของกลุ่มโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม เพื่อปรับปรุงแรงดันตกในระบบ
3. จำลองตำแหน่งการติดตั้งด้วยหลักการติดตั้งหน้าโหลด ขนาดกึ่งกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง ทั้งตลอดแนวสายส่งและระยะระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดัน เพื่อพิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ใช้ในการปรับปรุงปัญหาแรงดันตก
4. จำลองตำแหน่งการติดตั้งด้วยหลักการติดตั้งหน้าโหลด ระยะ 1/3 ของความยาวสายส่ง ระยะกึ่งความยาวสายส่ง ระยะ 2/3 ของความยาวสายส่ง ทั้งตลอดแนวสายส่งและระยะระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม เพื่อพิจารณาปัจจัยความหนาแน่นของโหลด พิกัด และ ตำแหน่งติดตั้ง ที่จะช่วยในการปรับปรุงปัญหาแรงดันตก
5. สรุปแนวทางที่เหมาะสมที่จะช่วยแก้ปัญหาแรงดันตกในระยะสั้น ระยะยาว

1.3 สมมติฐานของการศึกษา

ระดับแรงดันไฟฟ้าของแต่ละโหลดในกรณีพิกัดโหลดเดิม (Existing load) ไม่มีผลกระทบต่อแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงได้ตั้งสมมติฐานเพื่อทำการศึกษาเพิ่มเติม โดยเพิ่มขนาดพิกัดในแต่ละโหลดเป็น 70 เปอร์เซ็นต์ ของพิกัดโหลด ด้วยการขยายโหลดที่เพิ่มขึ้นทำให้เกิดปัญหาแรงดันตก จึงได้นำแนวทางที่ได้กล่าวมาข้างต้นเพื่อแก้ปัญหาแรงดันตกด้วยการเพิ่มแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีปัญหา โดยการพิจารณาทั้งพิกัดและตำแหน่งในการติดตั้งเพื่อให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้า

1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย

เนื้อหาในการนำเสนอของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ เป็นการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 22 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในกรณีติดตั้งด้วยแนวทางต่างๆ ด้วยโปรแกรม PSCAD ซึ่งแนวทางการการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้เป็นตามเกณฑ์มาตรฐานของ กฟผ.กำหนด มีดังต่อไปนี้

1. การติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเนื่องจากสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ให้กับระบบ ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าในมีค่าสูงขึ้นได้
2. การเพิ่มพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม ด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (P) ให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.5 ขอบเขตการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์นี้เป็นการศึกษาเพื่อแก้ไขปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยกำหนดแรงดันไฟฟ้าเป็น 23 กิโลโวลต์และมุมคงที่ 0 องศา ทั้งสองสถานีไฟฟ้า ซึ่งมีความยาว 43 กิโลเมตร ทำการศึกษาและจำลองเฉพาะค่าแรงดันไฟฟ้าเป็นหลัก เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เท่านั้น ซึ่งไม่ได้มีการพิจารณาผลกระทบของค่าแรงดันเกิน ฮาร์โมนิกส์ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โหลดที่ใช้ในการศึกษาถูกแบ่งออกเป็นจำนวน 9 โหลดและกำหนดตัวประกอบกำลังคงที่ 0.95 ล้าหลัง (Lagging power factor) ขนาดพิกัดโหลดรวมทั้งหมด 40.87 เมกะวาร์ สำหรับแบ่งแนวทางการติดตั้งดังนี้

1. แนวทางติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงแบบบนเสาสายส่ง (Pole mounting) ที่มีพิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ใช้ในการเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าเริ่มต้น 1.5 เมกะวาร์ต่อชุด ได้แก่ 3 เมกะวาร์หรือ(1.5x2), 4.5 เมกะวาร์หรือ(1.5x3), 6 เมกะวาร์หรือ(1.5x4), 9 เมกะวาร์หรือ(1.5x6), 10.5 เมกะวาร์หรือ(1.5x7), และ 12เมกะวาร์หรือ(1.5x8) เป็นต้น

2.แนวทางติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) กำหนดความเร็วลมคงที่ 6 เมตรต่อวินาที ดำเนินปรับขนาดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 2 ถึง 8 เมกะวัตต์ ซึ่งใช้รุ่นของกังหันลม 2 แบบคือ 2 เมกะวัตต์ และ 3 เมกะวัตต์ มุมคงที่ 0 องศา ได้แก่ 4 เมกะวัตต์หรือ (2+2), 5 เมกะวัตต์หรือ (2+3), 6 เมกะวัตต์หรือ (3+3), 7 เมกะวัตต์หรือ(2+2+3), และ 8 เมกะวัตต์หรือ(2+3+3) เป็นต้น

ตำแหน่งติดตั้งรวม 4 ตำแหน่ง ได้แก่ การติดตั้งหน้าโหลด ระยะ 1/3 ของความยาวสายส่ง ระยะกึ่งความยาวสายส่ง และระยะ 2/3 ของความยาวสายส่ง ทั้งตลอดแนวสายส่งและระยะระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต ทั้งนี้ค่าแรงดันไฟฟ้าต้องเป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันไฟฟ้าปกติ หรือ (20.9 – 23.1 กิโลโวลต์) ทำการจำลองโดยใช้โปรแกรม PSCAD

1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

ขั้นตอนการศึกษาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.ศึกษาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 22 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
 2.รวมข้อมูลของพิกัดโหลดใช้งานแต่ละตำแหน่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการศึกษา
 3.หาตัวแปรที่ทำให้เกิดแรงดันตกในระบบจำหน่ายเช่นระยะห่าง ขนาดพิกัดโหลด
 4.ศึกษาการใช้งานโปรแกรม PSCAD เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายในการวิเคราะห์หาค่าแรงดันตกในระบบจำหน่ายต่อไปในกรณีไม่มีการติดตั้งใดๆ

5.ใช้โปรแกรม PSCAD จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงแรงดันตกด้วยแนวทางติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ด้วยหลักการติดตั้งหน้าโหลด ระยะกึ่งความยาวสายส่ง ระยะ 2/3 ของความยาวสายส่ง ทั้งตลอดแนวสายส่งและระยะระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

6.ใช้โปรแกรม PSCAD จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงแรงดันตกด้วยแนวทางติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม ด้วยหลักการติดตั้งหน้าโหลด 1/3 ความยาวสายส่ง ระยะกึ่งความยาวสายส่ง ระยะ 2/3 ของความยาวสายส่ง ทั้งตลอดแนวสายส่งและระยะระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลดวิกฤต ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

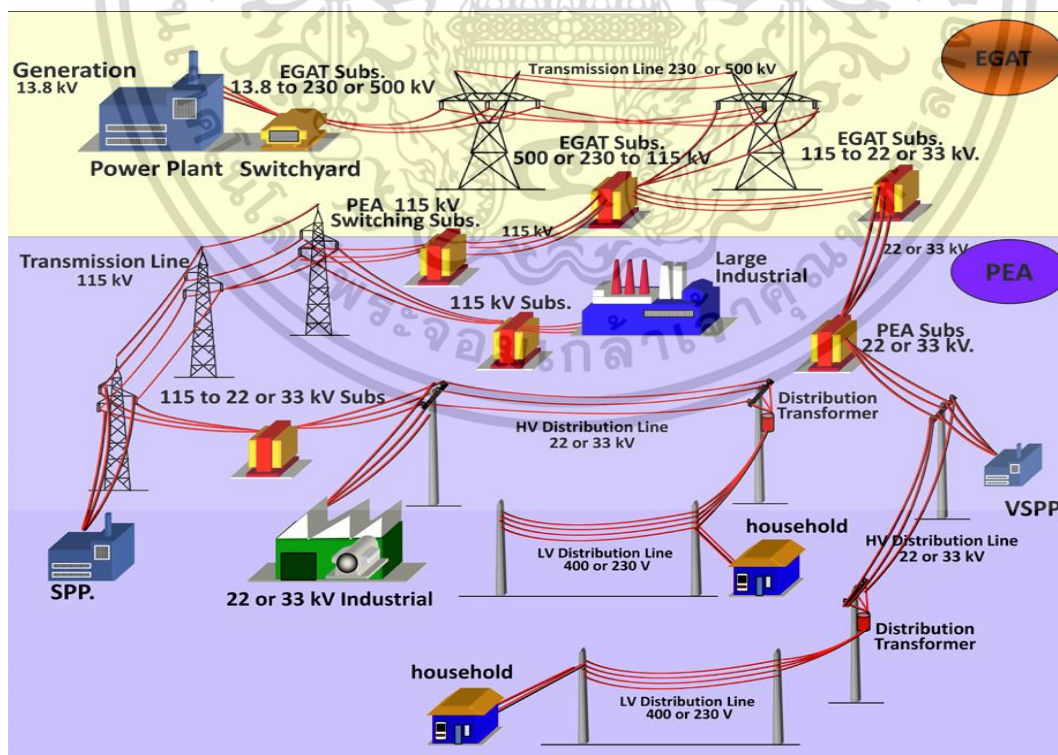
8. นำผลค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองมาเปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) กำหนดและสรุปผลการจำลองพร้อมจัดทำวิทยานิพนธ์
 เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนุญาดเห็นไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2

ทฤษฎีแนวทางการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution system)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งระบบนี้เป็นระบบที่อยู่ใกล้โหลด ผู้ใช้งานมากที่สุด โดยได้รับแรงดันไฟฟ้ามาจากระบบกำลังไฟฟ้าแรงสูงซึ่งมีระดับแรงดันไฟฟ้าที่ 230 กิโลโวลต์และ 500 กิโลโวลต์ของระบบสายส่ง ผ่านมายังหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าเป็น 115 กิโลโวลต์ โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเริ่มต้นที่สถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งทำหน้าที่ลดระดับแรงดันไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าทางสายป้อนหลัก (Main feeder) ให้อยู่ในระดับแรงดันไฟฟ้า 22-33 กิโลโวลต์ เพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าส่งไปที่โหลดต่าง ๆ เช่นในเขตชุมชน รวมไปถึงโรงงานต่างๆ เป็นต้น ฉะนั้นระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จึงต้องมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้สามารถรองรับกับการขยายตัวของโหลดผู้ใช้งานที่มากขึ้น และในอนาคตอันใกล้ก็จะมีแนวโน้มจะมีขนาดที่เพิ่มขึ้นอยู่เรื่อย ๆ ดังนั้นระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จำเป็นต้องมีการปรับปรุงและพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อสร้างความเชื่อมั่นและเพิ่มประสิทธิภาพของระบบต่อไป ดังแสดงในรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แสดงโครงสร้างของระบบกำลังไฟฟ้าในประเทศไทย [43]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการเรียนการสอนเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้เผยแพร่ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โครงสร้างทางกายภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยที่ทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าให้สำหรับผู้บริโภคในแต่ละประเภท เช่น ที่อยู่อาศัย โรงงานอุตสาหกรรม และระบบสาธารณูปโภคต่าง ๆ ล้วนอยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 2 หน่วยงาน ได้แก่

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ทำหน้าที่รับผิดชอบจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหนดผู้ใช้ไฟฟ้าครอบคลุมพื้นที่ 3 จังหวัดคือ กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี ซึ่งมีขนาดแรงดันไฟฟ้าด้านแรงสูง 24 กิโลโวลต์ (3 เฟส) และด้านแรงต่ำ 416-240 โวลต์ (3 เฟส 4 สาย) อีกหน่วยงานหนึ่งคือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีขนาดแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงสูง 22 กิโลโวลต์ ทำหน้าที่จำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหนดผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดต่าง ๆ ที่อยู่นอกเหนือเขตความดูแลจากการไฟฟ้านครหลวงซึ่งกระจายไปตามทุกภูมิภาคทั่วประเทศ อาจกล่าวได้ว่าทั้งสองการไฟฟ้านี้ได้รับพลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และบางส่วนได้มาจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยแบบอื่นๆ โดยมีทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ประเภท ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) เป็นต้น อีกทั้งยังได้ช่วยจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกทางหนึ่ง นอกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าในบทยังมีการนำเสนอระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งมีองค์ประกอบหลักของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถจำแนกได้ดังนี้

2.1.1 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation)

ทำหน้าที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากสายป้อนหลักของไฟฟ้าย่อยให้มีระดับแรงดันไฟฟ้าที่ลดลงเพื่อให้ที่จะสามารถส่งไปยังระบบสายส่งปฐมภูมิ (Primary Feeder) อีกทั้งยังทำหน้าที่ลดระดับแรงดันไฟฟ้าและส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ หรือ 33 กิโลโวลต์ ทั้งนี้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ต่อจากสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นจะขอบเขตบริเวณพื้นที่กว้างใหญ่และมีปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้าที่ค่อนข้างมาก ทั้งที่เป็นโหนดขนาดใหญ่และรวมไปถึงหม้อแปลงจำหน่ายย่อย เนื่องจากในทางปฏิบัติไม่สามารถที่จะวัดพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าได้ทุกตำแหน่งของโหนดได้ เช่น กระแสไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า เป็นต้น จึงทำให้ต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดพร้อมบันทึกค่าที่สำคัญไว้ที่สถานีไฟฟ้าย่อย ในการวิเคราะห์ระบบกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น นอกจากนี้สถานีไฟฟ้าย่อยส่วนใหญ่จะมีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (High Voltage Capacitor) ในการปรับปรุงคุณภาพแรงดันไฟฟ้าอีกด้วย

2.1.2 ส่วนประกอบของสายส่ง

สายเคเบิลแบบอากาศ หรือที่เรียกกันทั่วไปว่า สาย Space Aerial Cable, SAC นิยมใช้สำหรับเชื่อมต่อวงจรไฟฟ้าสายป้อนที่มีความยาวจากสถานีไฟฟ้าไปยังโหนดต่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยขนาดสายไฟฟ้าที่ใช้สำหรับติดตั้งนั้นจะต้องอยู่ในมาตรฐานของสายไฟที่การไฟฟ้ากำหนด (Term of Reference, TOR) ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้จะนำเสนอขนาดสายไฟฟ้า 185 ตารางมิลลิเมตร นอกจากนี้สำหรับคุณลักษณะพื้นฐานของสายไฟฟ้างวดแสดงในตารางที่ 2.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

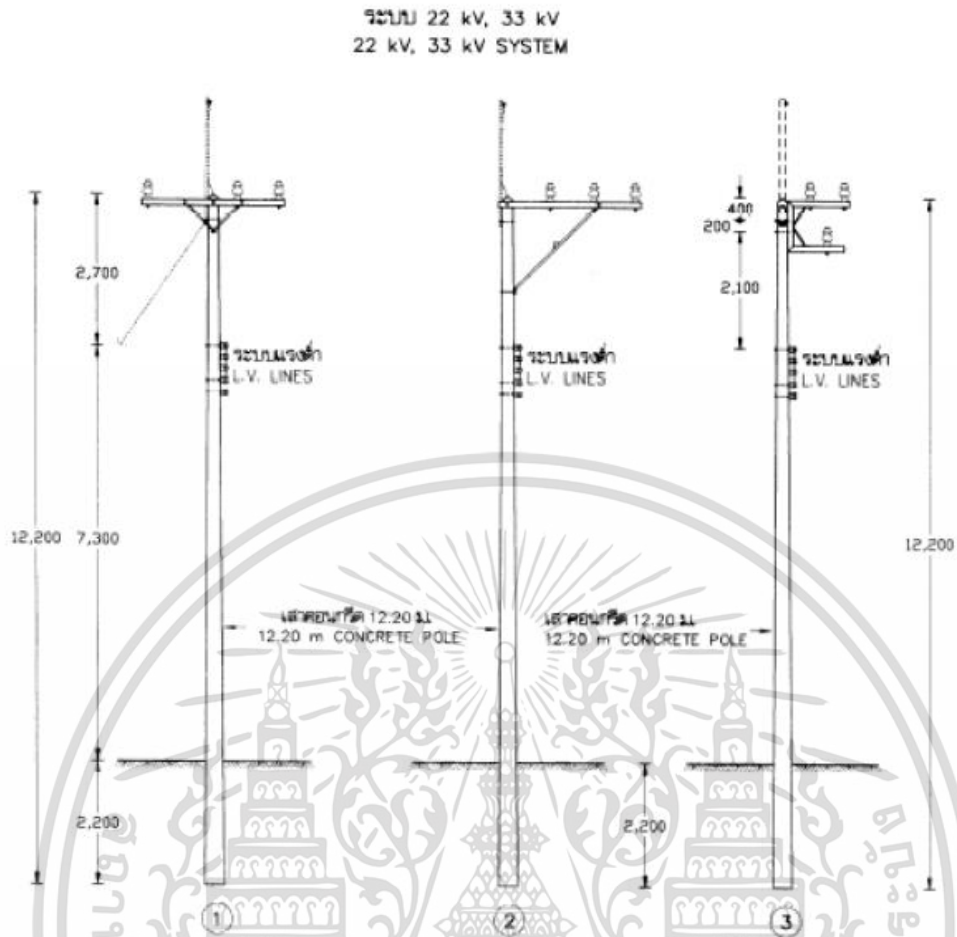
ตารางที่ 2.2 แสดงขนาดสายไฟฟ้าที่ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [44]

รายละเอียด		หน่วย	ข้อมูลทางเทคนิค			
ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ		kV	22			
คุณลักษณะตัวนำ	ชนิดของตัวนำ	-	อะลูมิเนียม			
	พื้นที่หน้าตัด	ตร.มม.	50	95	120	185
	ตีเกลียว	-	แบบมาตรฐาน			
	เส้นผ่านศูนย์กลางรอบนอก $\pm 1\%$	มม.	8.00	11.45	12.95	15.98
	ทดสอบแรงดึง	นิวตัน	7,313	14,098	18,518	28,974
	ปริมาตรความต้านทานที่ 20 °C สูงสุด	Ω - mm ² /m	0.028264			
	ความต้านทานกระแสตรง 20 °C สูงสุด	Ω /km	0.641	0.320	0.253	0.164
ซีลด์ของตัวนำ	ความหนา ต่ำสุด	มม.	0.07			
	ปริมาตรความต้านทานที่ 90 °C สูงสุด	Ω /cm	50,000			
ฉนวน	ความหนา	มม.	4.85			
เปลือกนอกสายไฟ	ความหนา	มม.	1.75			
ขนาดสายไฟ	รวมทั้งหมด	มม.	21.7-23.8	25.1-27.1	26.5-28.5	29.6-31.8
การทดสอบ	แรงดันไฟฟ้าที่ 5 นาที	kV	38			

▪ ลักษณะทั่วไปของเสาไฟฟ้า

ลักษณะเสาสายส่งระบบจำหน่ายขนาด 22 กิโลโวลต์ ในปัจจุบันจะพบเห็นได้จากสองข้างทางของถนนสายต่างๆ ทั่วภูมิภาคของประเทศไทย โดยส่วนใหญ่จะใช้งานในลักษณะ เสาไฟฟ้า 1 ต้น จะมี 1 วงจรไฟฟ้าหรือมากกว่าก็ได้ ขึ้นอยู่กับลักษณะการจ่ายให้กับโหลดที่ต้องการปริมาณกำลังไฟฟ้าในแต่ละแห่ง ทั้งนี้การเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าไปยังโหลดต่างๆ และมีระยะการปักเสาไฟฟ้าที่มีความแตกต่างกัน รวมไปถึงความสูงของเสาไฟฟ้าโดยทั่วไป ที่ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดนั้น จะใช้ในการติดตั้งเพื่อพาดสายส่งไปยังโหลดผู้ใช้งานเป็นลักษณะเหนือพื้นดินขึ้นมาประมาณ 10 เมตร โดยลักษณะการติดตั้งดังแสดงตามรูปที่ 2.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

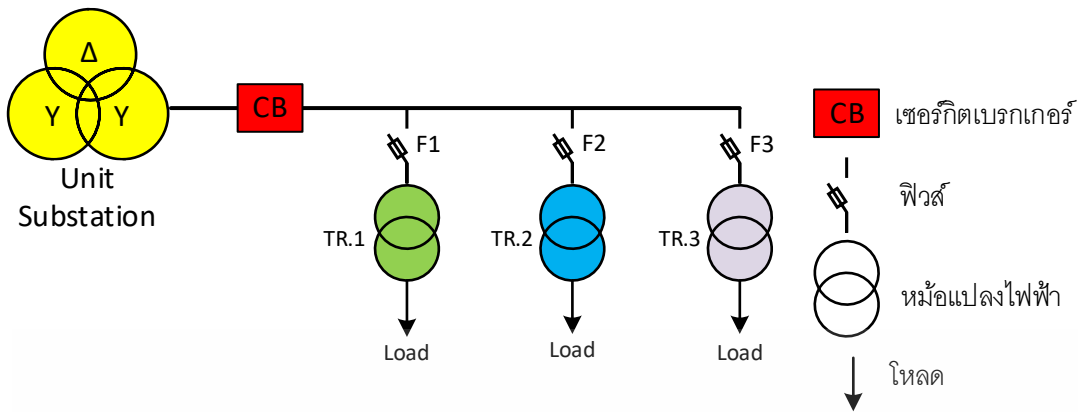


รูปที่ 2.2 ตัวอย่างเสาไฟที่ใช้พาดสายป้อนหลักของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด [45]

2.1.3 รูปแบบโครงสร้างการจัดสายป้อนหลักแบบเรเดียล

ลักษณะวงจรไฟฟ้าที่ใช้สำหรับจัดสายป้อนหลักนี้เป็นแนวทางที่มีการจัดเรียงตัวแบบเส้นทางเดียวคือเริ่มต้นจากสถานีไฟฟ้าส่งต้นทางไปยังโหนดที่ใช้งานโดยตรงที่อยู่ระหว่างทางจนกระทั่งไปยังปลายสายส่ง โดยส่วนมากการจัดสายป้อนลักษณะเช่นนี้จะใช้กับโหนดที่อยู่ห่างไกลเช่นในพื้นที่ชนบท ซึ่งอาจรวมไปถึงการต่อใช้งานโดยทั่วไป มีรูปแบบที่ง่ายไม่ซับซ้อนและนิยมใช้กันมากที่สุด เนื่องจากใช้ต้นทุนต่ำและการจัดการระบบป้องกันที่ไม่ยุ่งยาก ในขณะเดียวกันเนื่องจากเป็นระบบที่ง่ายต่อการนำไปใช้งานจึงอาจส่งผลให้มีความน่าเชื่อถือของระบบต่ำ ในกรณีผิดปกติที่เกิดขึ้นในต้นทางของสายป้อนหลัก มีความเป็นไปได้ที่อาจทำให้ไฟฟ้าดับทั้งหมดของวงจรได้ อย่างไรก็ตามมีพฤติกรรมของปริมาณของกระแสไฟฟ้าจะมีค่าสูงสุดที่สถานีไฟฟ้าต้นทางและจะมีแนวโน้มของค่ากระแสไฟฟ้าที่ลดลงเมื่อถึงตำแหน่งโหนดที่ปลายสายส่ง ลักษณะวงจรไฟฟ้าแบบเรเดียลพอสังเขป เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ ฟิวส์แรงสูง หม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย และรวมเป็นไปถึงที่ต่อใช้งานต่างๆ เป็นต้น ดังแสดงในรูปที่ 2.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

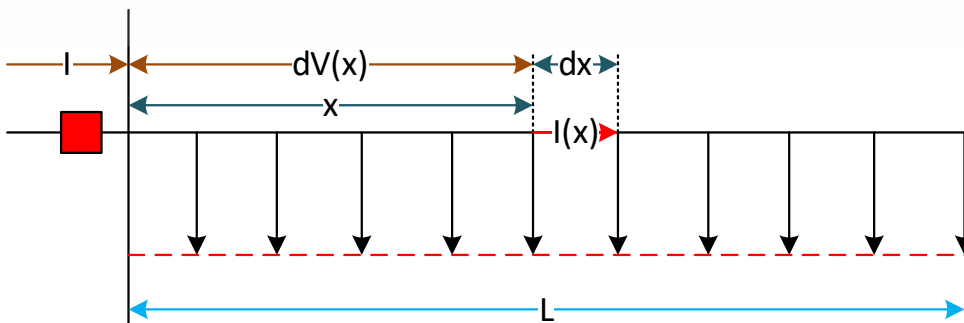


รูปที่ 2.3 ตัวอย่างการจัดเรียงสายป้อนหลักแบบเบเรเดียล

จากรูปที่ 2.4 ลักษณะของค่าแรงดันไฟฟ้าทั่วไปค่าแรงดันตกจะแปรผันตรงกับระยะความยาวของสายป้อนและรวมไปถึงขนาดของโหลด (ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อน) ที่ติดตั้งในแต่ละตำแหน่งของสายป้อนหลักอีกด้วย ตามทฤษฎีของลักษณะการจัดวางแนวสายป้อนหลักนั้นจะมีการกระจายของโหลดอย่างสม่ำเสมอตามความยาวของสายส่ง โดยแบ่งลักษณะการกระจายของโหลดออกเป็น 3 ลักษณะดังนี้

- โหลดที่มีขนาดเท่ากันกระจายสม่ำเสมอตามความยาวของสายป้อนหลัก
- โหลดที่มีขนาดมากในต้นทางกระจายสม่ำเสมอตามความยาวของสายป้อนหลัก
- โหลดที่มีขนาดมากที่ปลายสายส่งกระจายสม่ำเสมอตามความยาวของสายป้อนหลัก

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้นของการกระจายตัวของโหลดในลักษณะต่างๆ ตัวอย่างเช่น การกระจายโหลดที่มีค่าเท่ากันตามความยาวของระยะสายป้อนหลักดังแสดงในรูปที่ 2.4 จะเห็นได้จากเมื่อสายป้อนหลักกำหนดให้มีระยะความทั้งสิ้น L และกระแสไฟฟ้ารวมที่ต้นทางเท่ากับ I ฉะนั้นเมื่อกระแสไฟฟ้าของโหลด I_L ไหลผ่านสายป้อนหลักที่มีระยะห่างของแต่ละโหลดเท่ากับ x นั่นก็คือ $\frac{I}{L}$ ดังนั้นเมื่อต้องการหาแรงดันตกที่สายป้อนจะสามารถหาได้จากสูตรคำนวณหาแรงดันตกที่ปลายสายป้อน $I_L(x) = \frac{I}{L}$ รวมถึงสูตรคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนที่เกิดขึ้นดังแสดงในตารางที่ 2.2



รูปที่ 2.4 แสดงการกระจายโหลดอย่างสม่ำเสมอที่เท่ากันตลอดสายป้อน [46]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.2 แสดงสูตรคำนวณแรงดันตกคร่อมสายและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนหลักแบบเรเดียล [46]

ลักษณะการกระจายของโหลด	แรงดันตกคร่อมสาย $\Delta V_L = IZL_{eq}$	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย $P_{loss} = I^2rL_{eq}$
1. โหลดแบบสม่ำเสมอ	$L_{eq} = \frac{1}{2}L$	$L_{eq} = \frac{1}{3}L$
2. โหลดมากที่ต้นสายป้อน	$L_{eq} = \frac{1}{3}L$	$L_{eq} = \frac{1}{5}L$
3. โหลดหนักที่ปลายสายป้อน	$L_{eq} = \frac{2}{3}L$	$L_{eq} = \frac{8}{15}L$

2.2 การปรับปรุงแรงดันตก (Voltage drop) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

หลักการวิเคราะห์ค่าแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีแนวโน้มที่แปรผันไปตามสัมประสิทธิ์ระหว่างค่ากระแสไฟฟ้า (I) และค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่ง (Z) เมื่อพิจารณาที่กระแสไฟฟ้านั้นจะขึ้นกับปริมาณของโหลดซึ่งเมื่อโหลดขนาดใหญ่ก็มีความต้องการกระแสไฟฟ้าที่มากขึ้น ในขณะที่ความต้านทานนั้น พิจารณาได้จากขนาดของสายไฟฟ้าและความยาวของสายไฟฟ้าด้วย กล่าวคือค่าแรงดันตกจะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อขนาดของโหลดและระยะความยาวของสายส่งเพิ่มขึ้น ซึ่งอาจมีค่าเกินข้อกำหนดที่กำหนดไว้ ถ้าหากไม่ได้มีการควบคุมเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยเฉพาะในจุดเชื่อมต่อของโหลด ผู้ใช้งานต่างๆ ในการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะต้องมีการคำนวณหาขนาดสายไฟฟ้าด้วยพิจารณาจากปริมาณของโหลดทั้งหมดตลอดแนวสายส่ง เพื่อนำไปสู่การคำนวณค่าแรงดันตก (Voltage drop) ในสายส่งเป็นอันดับแรก ซึ่งเป็นไปตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 โดยตามเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันตกของสายไฟฟ้าในสถานะการใช้งานปกติ จะถูกควบคุมให้มีการเปลี่ยนแปลงจากแรงดันไฟฟ้าต้นทาง (Sending) จนไปถึงปลายทาง (Receiving) ไม่เกิน $\pm 5\%$ เมื่อในระดับแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ และในสถานะฉุกเฉินมีค่าที่ถูกกำหนดไว้ $\pm 10\%$ ของแรงดันไฟฟ้าปกติดังแสดงในตารางที่ 2.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.3 แสดงเกณฑ์มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [47]

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8

จากตารางที่ 2.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้ควบคุมและสั่งการรวมไปถึงเป็นผู้อนุญาตให้ผู้ที่มีความประสงค์ที่ต้องการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้จะต้องควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานที่ได้กล่าวไว้ สำหรับในการออกแบบเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณาถึงแรงดันไฟฟ้าตก เนื่องจากปัญหาแรงดันตกที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายจะมีผลกระทบต่อประสิทธิภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Power loss) ตัวประกอบกำลังต่ำ ประสิทธิภาพต่ำ เป็นต้น โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดแรงดันไฟฟ้า 22-33 กิโลโวลต์ จะมีการต่อใช้งานกับโหลดผู้ใช้งานที่ค่อนข้างหลากหลายประเภททั้งขนาดและตำแหน่ง รวมไปถึงมีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้าต้นทางไปไปยังโหลดผู้ใช้งานซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดแรงดันตก (Voltage drop) ระหว่างทางของสายส่ง ส่งผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้าของโหลดผู้ใช้งานที่ปลายส่งอีกด้วย เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นมีการส่งพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้งานครอบคลุมพื้นที่บริเวณกว้างขวาง ส่งผลให้ข้อมูลทางปริมาณไฟฟ้าที่มีเดิมนั้นอยู่นั้นค่อนข้างไม่ครบถ้วนเมื่อเปรียบเทียบกับระบบการผลิตและระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลมาจากการไม่ได้ติดตั้งอุปกรณ์วัดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของโหลดเอาไว้ ฉะนั้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จึงต้องมีการวิเคราะห์ทั้งระบบหรือเฉพาะส่วนของวงจรไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกสำหรับทำการศึกษาถึงสาเหตุที่เกิดขึ้น ได้แก่

- การเกิดแรงดันตกในกรณีที่ใช้โหลดพร้อมๆ กัน เช่น ปั๊มน้ำ ระบบแสงสว่าง เป็นต้น แต่แรงดันตกก็จะถูกจำกัดที่ไม่เกินขนาดพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่ายในบริเวณนั้น
- โรงงานที่มีเตาหลอมไฟฟ้าที่ใช้กระแสไฟฟ้าสูงๆ ก็จะทำให้มีผลกระทบต่อคุณภาพของแรงดันไฟฟ้าเป็นบริเวณกว้างรวมถึงทั้งระบบสายส่งด้วย
- โหลดในระบบจำหน่ายมีหลายประเภทซึ่งอาจจะไม่สามารถสรุปว่าปลายสายส่งเป็นโหลดประเภทและคุณสมบัติแบบใด เช่น โหลดแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ (Constant Power) โหลดแบบอิมพีแดนซ์คงที่ (Constant Impedance) หรือโหลดแบบกระแสไฟฟ้าคงที่ (Constant Current)

ในระบบสายส่งแบบระยะสั้น มีการพิจารณาค่าต้านทานและค่าความเหนี่ยวนำเท่านั้น ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณทั้งสามประเภทของโหลดมีค่าที่ใกล้เคียงกัน ฉะนั้นในการคำนวณที่สามารถหาแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายส่งได้ง่ายและสะดวกที่สุดควรพิจารณาเป็นโหลดแบบกระแสไฟฟ้าคงที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.1 การควบคุมแรงดันไฟฟ้า [48]

ในระบบสายส่งเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวนำทำให้เกิดแรงดันตกที่สายส่งเนื่องจากในสายส่งจะมีค่าความต้านทานและค่าความเหนี่ยวนำอยู่ ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้าด้านรับ (V_R) จะมีค่าน้อยกว่าแรงดันไฟฟ้าด้านส่ง (V_S) ดังนั้นค่าแรงดันตกคือ ($V_S - V_R$) และเมื่อต้องการหาเปอร์เซ็นต์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะหาได้จากสมการ (1) ดังนี้

$$\% \text{ Voltage Regulation} = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 100 \quad (1)$$

ในขณะที่ผลของค่าแรงดันไฟฟ้าโดยรวมตลอดสายส่งจะมีแนวโน้มที่ลดลงตามสัดส่วนของค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟรวมไปถึงปริมาณของโหลดที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับสายส่งนี้ ด้วยเหตุนี้การคำนวณเพื่อปรับปรุงให้ค่าแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ (2) ดังนี้

$$\% \text{ Voltage drop} = \frac{(kVA)(L)(R \cos \theta + X \sin \theta)}{10(kV)^2} \quad (2)$$

เมื่อ

kVA คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏของโหลด 3 เฟส

kV คือ แรงดันไฟฟ้า (เฟส-เฟส)

L คือ ความยาวของตัวนำ

R คือ ความต้านทานของสายส่ง

X คือ ความต้านทานเหนี่ยวนำของสาย

$\cos \theta$ คือ ตัวประกอบกำลัง

$\sin \theta$ คือ มุมประกอบกำลังทางด้านไซด

หลักการสำคัญในการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าจะพิจารณาที่ระดับแรงดันไฟฟ้าของผู้ใช้งานให้มีค่าภายในข้อกำหนดมาตรฐาน โดยองค์ประกอบในการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า จะกำหนดจากแรงดันไฟฟ้าทางด้านผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นสำคัญที่ต้องในเกณฑ์มาตรฐานของแรงดันไฟฟ้า สำหรับแนวทางการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าโดยทั่วไปจะมีด้วยกัน 2 วิธี เช่น การติดตั้งด้วยอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage regulator) และตัวเก็บประจุไฟฟ้ากำลัง (Power capacitor) ทางด้านสายป้อนหลัก (Main feeder) เป็นต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในกรณีที่ใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าติดตั้งในสายป้อนหลักนั้นจะทำหน้าที่ยกระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดนั้นสูงขึ้น จากจุดที่ติดตั้งย้อนไปทางแหล่งจ่ายหรือสถานีต้นทาง ซึ่งด้วยการหลักการที่เกิดขึ้นในลักษณะนี้ ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจะจ่ายกระแสไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่มีมุมเฟสหน้าหน้าแรงดันไฟฟ้าหักล้างกันกับกระแสไฟฟ้าเหนี่ยวนำของสายป้อนหลัก ซึ่งกระแสไฟฟ้านำหน้านี้จะทำให้ที่ชดเชยกระแสไฟฟ้าล้าหลังของโหลดด้านรับ (Receiving) ทำให้กระแสไฟฟ้าที่สายส่งมีค่าลดลง ในพจน์ของค่าของแรงดันตกทั้ง IL และ IX ดังนั้นค่าเปอร์เซ็นต์ที่เพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าสามารถหาได้จากสมการ (3) ตามข้างล่างนี้

$$\% \text{ Voltage rise} = \frac{(kVar)(L)(X)}{10(kV)^2} \quad (3)$$

โดยที่

$kVar$ คือ กำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟที่เพิ่มขึ้น

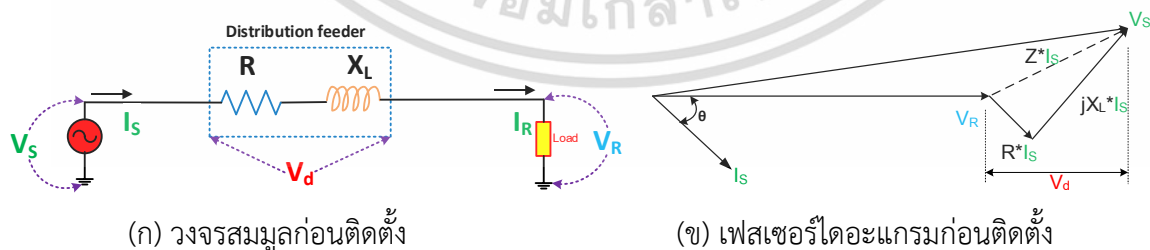
kV คือ แรงดันไฟฟ้า (เฟส-เฟส)

L คือ ความยาวของตัวนำ

X คือ ความต้านทานเหนี่ยวนำของสายส่ง

2.2.2 ปัญหาแรงดันตก (Voltage Drop) ในสายป้อนหลัก

ปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะพิจารณาจากการคำนวณหาผลต่างของแรงดันไฟฟ้าทั้งสองด้านคือแรงดันไฟฟ้าส่งและแรงดันไฟฟ้ารับ จำนวน 2 จุดที่ต้องการวิเคราะห์ผล และในส่วนของกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะเกิดจากความร้อนที่มาจากกำลังไฟฟ้าจริงในความต้านทานของสายป้อน ในการคำนวณและออกแบบเพื่อเลือกขนาดสายป้อนที่เหมาะสมนั้น สิ่งสำคัญอันดับแรกที่ต้องพิจารณาคือ ค่าแรงดันตกและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน เป็นต้น ดังแสดงวงจรไฟฟ้าสมมูลในรูปที่ 2.5(ก) และ 2.5(ข)



รูปที่ 2.5 แสดงวงจรสมมูลและเฟสเซอร์ไดอะแกรมก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง [49]

ในขณะที่เดียวกันค่าแรงดันไฟฟ้าส่งที่ต้นทาง V_S จ่ายกระแสไฟฟ้าไหลผ่าน I_S ไปยังโหลด ซึ่งจะมีค่าที่เท่ากับกระแสไฟฟ้า I_R เมื่อกระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวนำที่มีค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟ Z จะทำให้อีกสำนวนเป็นอีกสำนวนที่ส่งวนในสายไฟหรือการเชิงงานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำเอาไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เกิดแรงดันตกคร่อมที่สายส่ง V_d สำหรับแรงดันตกคร่อมที่สายส่งจะพิจารณาเช่นเดียวกันกับมุมของกระแสไฟฟ้าที่ไหลเท่ากับ θ เนื่องจากมีค่ากระแสไฟฟ้าเท่ากันทั้งแนวสายส่งของระบบจำหน่ายเพราะมีแค่ไหลเดียวกัน ดังนั้นจะเห็นได้ว่าค่าของแรงดันไฟฟ้าที่ปลายทางมีผลจากแรงดันตกคร่อมที่สายส่งนั่นเอง

ในส่วนของวิธีทางทฤษฎีของวงจรไฟฟ้าเบื้องต้นซึ่งเป็นวิธีคำนวณทางพีชคณิตของสายส่งในรูปแบบของสมการ (4) ดังนี้คือ

$$V_S = V_R + V_d$$

ดังนั้น

$$\begin{aligned} V_d &= I_S R + I_S X_L = I_S (R + jX_L) \\ &= I_S (R \cos \theta + jX_L \sin \theta) (R + jX_L) \end{aligned} \quad (4)$$

กำหนดให้

V_S	คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าด้านส่ง (Sending) ต่อเฟส	(โวลต์)
V_R	คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าด้านรับ (Receiving) ต่อเฟส	(โวลต์)
I_S	คือ ค่ากระแสไฟฟ้าด้านส่ง (Sending) ต่อเฟส	(แอมป์)
I_R	คือ ค่ากระแสไฟฟ้าด้านรับ (Receiving) ต่อเฟส	(แอมป์)
Z	คือ ค่าอิมพีแดนซ์อนุกรมต่อเฟสของสายส่ง	(โอห์ม)
R	คือ ค่าความต้านทานของสายส่ง	(โอห์ม)
X_L	คือ ค่าความต้านทานเหนี่ยวนำของสายส่ง	(โอห์ม)
θ	คือ มุมระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าด้านรับ	(โอห์ม)

จากสมการ (4) แสดงให้เห็นว่าแรงดันตกในระบบจำหน่ายนั้น ซึ่งจะขึ้นอยู่กับอิมพีแดนซ์ของสายส่ง คือค่าความต้านทานจะขึ้นอยู่กับอัตราส่วนระหว่างความยาวของและพื้นที่หน้าตัดของสายส่ง โดยสามารถหาค่าความต้านทานของสายส่งได้จากสมการ (5)

$$R = \rho \frac{\ell}{A} \quad (5)$$

เมื่อ

R คือ ความต้านทานมีหน่วยเป็น โอห์ม (Ω)

ρ คือ ค่าสัมประสิทธิ์ความต้านทานจำเพาะ
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

l คือ ค่าความยาวของสายส่งมีหน่วยเป็น กิโลเมตร

A คือ พื้นที่หน้าตัดของสายส่งมีหน่วยเป็น ตารางมิลลิเมตร

โดยปกติระบบสายป้อนจะมีการเชื่อมต่อของโหลดอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทางของสายส่ง ซึ่งพฤติกรรมแรงดันไฟฟ้าจะค่อยๆมีค่าลดลงเรื่อยๆจนกระทั่งถึงปลายสายส่งที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด ในขณะที่ขนาดโหลดสูงก็ทำให้มีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวนำมากกว่าโหลดที่มีขนาดต่ำ เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละโหลดในช่วงเวลาใดๆ จะมีค่าไม่เท่ากันซึ่งจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งของโหลดด้วย ทั้งนี้ในทางปฏิบัติค่าแรงดันไฟฟ้าที่ใช้งานควรที่เป็นไปตามการไฟฟ้ากำหนด ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าต้นทางให้คงที่อาจจะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายส่งต่ำกว่าเกณฑ์กำหนด สำหรับตรงกันข้ามถ้าค่าแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายให้เป็นไปตามมาตรฐานอาจจะทำให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่ต้นสายส่งได้ ซึ่งปัญหาที่เกิดขึ้นดังกล่าว ทางกรมไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีแนวทางแก้ปัญหาแรงดันตกที่นิยมคือ ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (HV capacitor) และการใช้ AVR (Automatic Voltage Regulator) โดยการปรับแท็ป (Tap) ของ On Load Tap Change (OLTC) ที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น ลักษณะวงจรไฟฟ้าเส้นเดียวของจำหน่ายที่มีโหลดเชื่อมต่อหลากหลาย (Uniformly load) และพฤติกรรมของแรงดันตกที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายดังแสดงในรูปที่ 2.1 ซึ่งจะได้นำเสนอทฤษฎีของเทคนิคพื้นฐานต่าง ๆ มาใช้ในการประยุกต์ใช้งานมาพอสังเขป ดังนี้

2.3 ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (High Voltage Capacitor)

2.3.1 ประโยชน์ของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

หน้าที่ของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจะทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Q) ลักษณะการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีทิศทางของเวกเตอร์ตรงกันข้ามกับกระแสไฟฟ้าไหลของระบบ อย่างไรก็ตามการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบจำหน่ายสามารถช่วยในการเพิ่มประสิทธิภาพของสายส่งให้ดียิ่งขึ้น ซึ่งประโยชน์ที่เห็นได้อย่างชัดเจน เช่น ช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Power Loss) และช่วยปรับระดับแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้สูงขึ้น ขดเคย์กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบ ปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งผลพลอยได้จากการติดตั้งมีดังนี้

1) ลดแรงดันตกในสายส่ง (Voltage drop improvement)

เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ทำให้ความต้องการกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟลดลง เนื่องจากตัวเก็บประจุไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้กับระบบ ส่งผลทำให้กระแสไฟฟ้าในสายมีค่าลดลง จึงให้แรงดันตกที่เกิดขึ้นในสายส่งมีค่าลดลงด้วย

2) ลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง (Power loss reduction)

ค่ากำลังไฟฟ้าที่สูญเสียในสายส่งจะแปรผันตรงกับกระแสยกกำลังสอง แต่เนื่องจากกระแสจะลดลงเป็นสัดส่วนโดยตรงกับการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียในสายส่งจึง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เป็นส่วนประกอบผันกับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเข้าไปสู่ระบบจำหน่าย ส่งผลให้ตัวประกอบกำลังมีค่าสูงขึ้น ค่ากระแสไฟฟ้าจึงมีค่าลดลง

3) ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียบนหม้อแปลงไฟฟ้า

ด้วยกรณีมีโหลดเป็นกำลังสูญเสียจากหม้อแปลงไฟฟ้าเนื่องจากการไม่ได้ต่อโหลด ด้วยเหตุนี้เป็นการสูญเสียของแกนเหล็ก และไม่มีโหลด

กล่าวโดยสรุปเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่าย มีประโยชน์ซึ่งส่งผลให้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าหรือเพาเวอร์แฟคเตอร์ ($\cos \theta$) มีค่าสูงขึ้นหรือเข้าใกล้ 1 มากขึ้น ซึ่งจะส่งผลให้ค่ากระแสไฟฟ้าไหลผ่านหม้อแปลงจำหน่ายลดลง จึงทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดจากโหลดมีค่าลดลง นอกจากนี้ประโยชน์ของการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบจำหน่ายมีหลายประการ ลดการสูญเสีย ปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เพิ่มกำลังไฟฟ้าจริง (P) ในระบบมากขึ้น ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของสายไฟทำให้กระแสไฟฟ้าไหลไปยังโหลดได้มากขึ้น และที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งคือสามารถช่วยปรับค่าแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย เนื่องจากตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเป็นอุปกรณ์ที่มีค่าอิมพีแดนซ์คงที่ โดยที่แรงดันสูงจะจ่ายกระแสไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้มากอีกด้วย

2.3.2 ลักษณะทั่วไปสำหรับการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง [50]

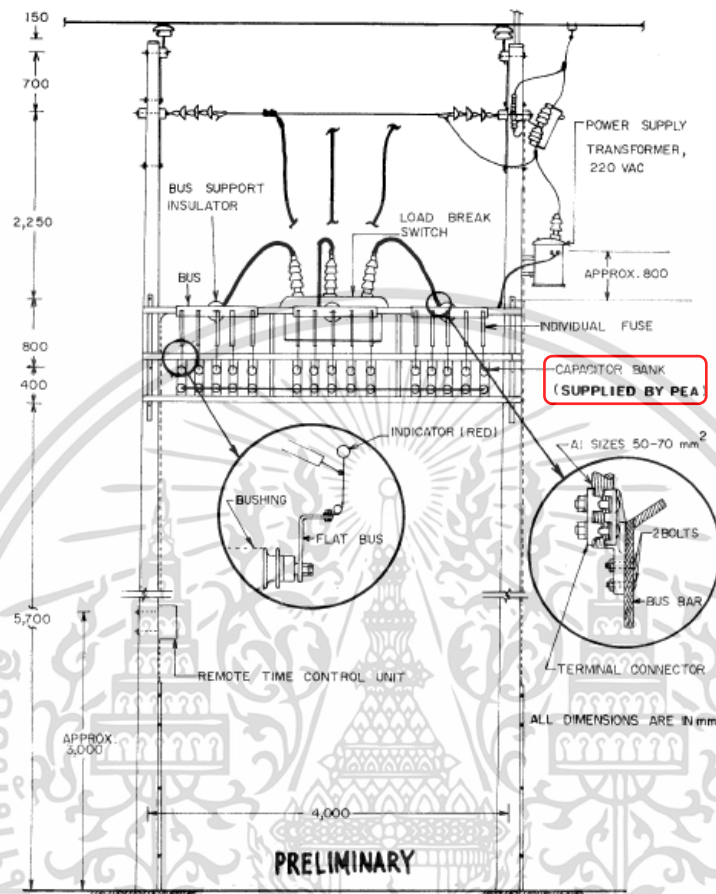
สำหรับหน่วยงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเป็นการออกแบบติดตั้งภายนอกอาคาร ด้วยการติดตั้งบนเสาไฟ มีรายละเอียดของอุปกรณ์หลัก ๆ ดังต่อไปนี้

- 1) สวิตช์สำหรับปิด-เปิดวงจร (Load break switch) ทำหน้าที่ปิดเปิดวงจรของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง
- 2) อุปกรณ์ตรวจจับพารามิเตอร์ในสายส่ง เช่น ค่าแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า เป็นต้น
- 3) หม้อแปลงไฟฟ้าแหล่งจ่ายโหลดทำหน้าที่ปรับระดับแรงดันไฟฟ้า
- 4) ผู้ควบคุมการทำงานทำหน้าที่กำหนดการทำงานให้ถูกต้องตามที่ต้องการ
- 5) บัสที่มีการเชื่อมต่อตัวเก็บประจุไฟฟ้า เท่ากับ 1,500 เมกะวาร์ ที่ขนาดแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ 50 เฮิร์ตซ์ มีทั้งหมด 5 ชุดต่อเฟส มีขนาดเริ่มต้นที่ 100 กิโลวาร์ เท่ากับ 500 กิโลวาร์ ต่อเฟส หรือรวมทั้งสามเฟสจะมีทั้งหมด 15 ชุดต่อตัวเก็บประจุไฟฟ้าหนึ่ง ตำแหน่งที่ติดตั้งบนเสาสายส่งไฟฟ้า
- 6) ลูกถ้วยฉนวน ทำหน้าที่เป็นฉนวนไฟฟ้า
- 7) ฟิวส์ป้องกัน ทำหน้าที่ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินหรือเกิดความผิดปกติในระบบ
- 8) อุปกรณ์แสดงสถานะทำงาน (Indicator) เพื่อแสดงสถานะให้ทราบการทำงาน

จากรายการอุปกรณ์ที่กล่าวมาข้างต้น ได้มีการออกแบบและการติดตั้งจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการอ้างอิงตามมาตรฐานการติดตั้งพร้อมรายละเอียดของอุปกรณ์ตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น สำหรับการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงในสายส่งทางด้าน ปฐมภูมิของ

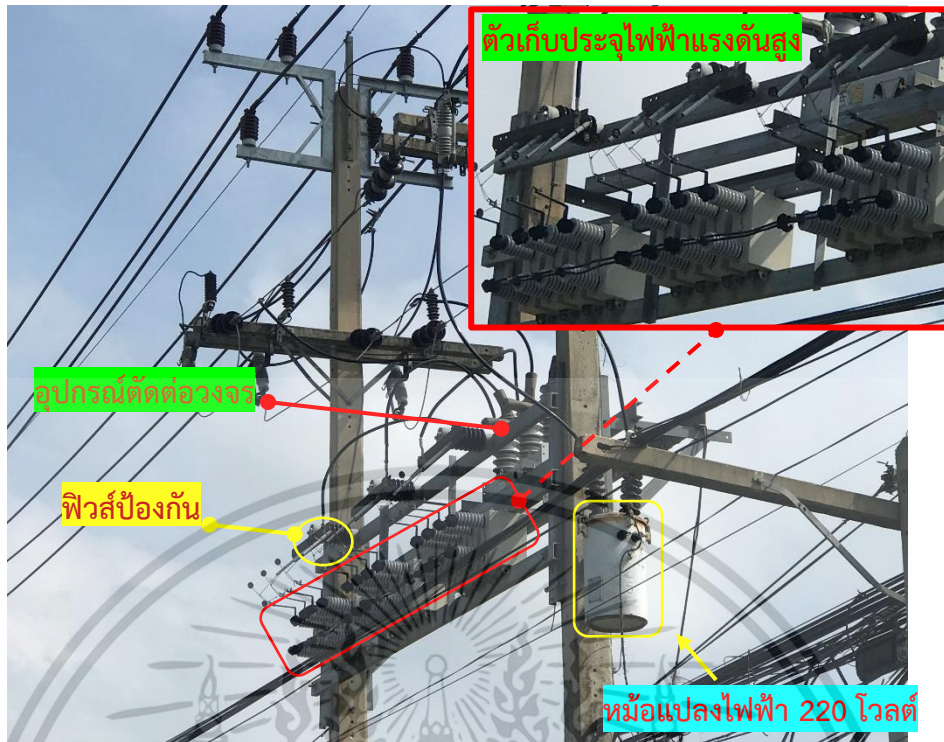
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบจำหน่าย (Main feeder) ที่มีขนาดแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ รายละเอียดและลักษณะการติดตั้งดัง
แสดงในรูปที่ 2.6(ก) และรูปที่ 2.6(ข) ตามลำดับ



(ก) แสดงการออกแบบติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) แสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

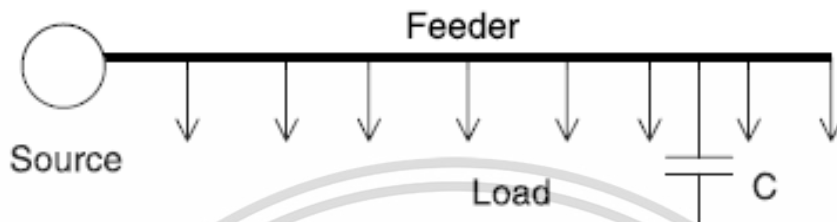
รูปที่ 2.6 แสดงการออกแบบและติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงของ กฟผ.

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้นการใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าจะมีผลต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าตั้งแต่จุดติดตั้งจนถึงแหล่งจ่ายไฟฟ้า ในกรณีขนาดกิโลวาร์ที่มีขนาดเล็กหรือประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์จากพิกัดโหลดจะต้องมีการวิเคราะห์เพื่อนำมาการใช้งานอย่างเหมาะสมในวงจรไฟฟ้า สำหรับกรณีถ้าขนาดกิโลวาร์ที่มีขนาดใหญ่จะส่งผลกระทบต่อระบบและรวมไปถึงแหล่งจ่ายซึ่งต้องควรพิจารณาด้วยการกำหนดหาขนาดที่ต้องการใช้งานอย่างเหมาะสม ซึ่งจะต้องคำนึงถึงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยพิจารณาจากสภาพพื้นฐานของระบบไฟฟ้าในกรณียังไม่ได้มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ เพื่อเป็นแนวทางให้การพิจารณาดำเนินการที่ใช้ในการติดตั้งต่อไป

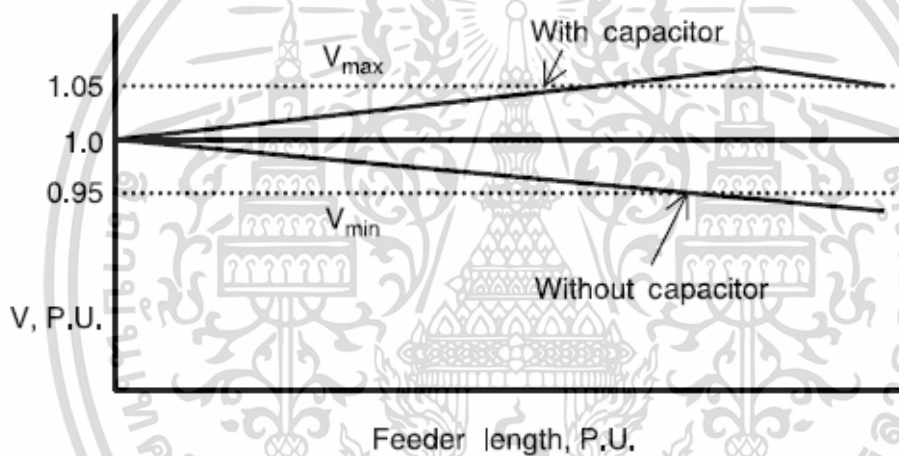
2.4 การพิจารณาดำเนินการในการติดตั้ง [51]

เนื่องด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟาร์แอดทีฟ (Q) ให้กับตำแหน่งที่มีการติดตั้งซึ่งสามารถลดค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ได้อย่างมาก และสามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้เพิ่มขึ้นได้ รวมถึงถึงค่าลดกำลังไฟฟ้าในระบบในระบบ ซึ่งการได้ผลประโยชน์สูงสุดควรจะต้องติดตั้งที่ตำแหน่งโหลด ฉะนั้นการนำตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงไปใช้ประโยชน์ส่วนใหญ่จะเป็นติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าและตามแนวสายส่ง ซึ่งในงานวิจัยนี้จะเป็นการนำเสนอการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตามแนวสายป้อนหลัก (Main feeder) ในลักษณะการติดตั้งบนเสาไฟฟ้า (Pole mounting) นอกจากขนาดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าที่นำมาติดตั้งแล้ว ส่วนสำคัญอีกอย่างหนึ่งนั่นก็คือ ตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง โดยเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยามให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แนวทางการติดตั้งที่สามารถทำให้เพิ่มค่าแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและได้ประสิทธิภาพจะต้องขึ้นจะอยู่กับส่วนนี้ร่วมด้วย ซึ่งล้วนแต่เป็นตัวแปรสำคัญทั้งสิ้น ดังนั้นตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าย่อมมีผลต่อแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป ดังที่ได้ระบุไว้ในกรกำหนดขนาดและตำแหน่งที่ใช้สำหรับติดตั้งที่ได้ประโยชน์สูงสุด ดังแสดงในรูปที่ 2.7



(ก) แสดงลักษณะการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงในระบบจำหน่าย



(ข) แสดงการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงกรณีพิกต์โหลดต่ำ
รูปที่ 2.7 แสดงคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงตามแนวสายส่ง [51]

นอกจากนี้การพิจารณาตำแหน่งสำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ด้วยการกำหนดตำแหน่งที่ใช้ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า ซึ่งช่วยกำหนดตำแหน่งไว้พิจารณาไว้เบื้องต้นได้ตามลักษณะต่างๆ คือ

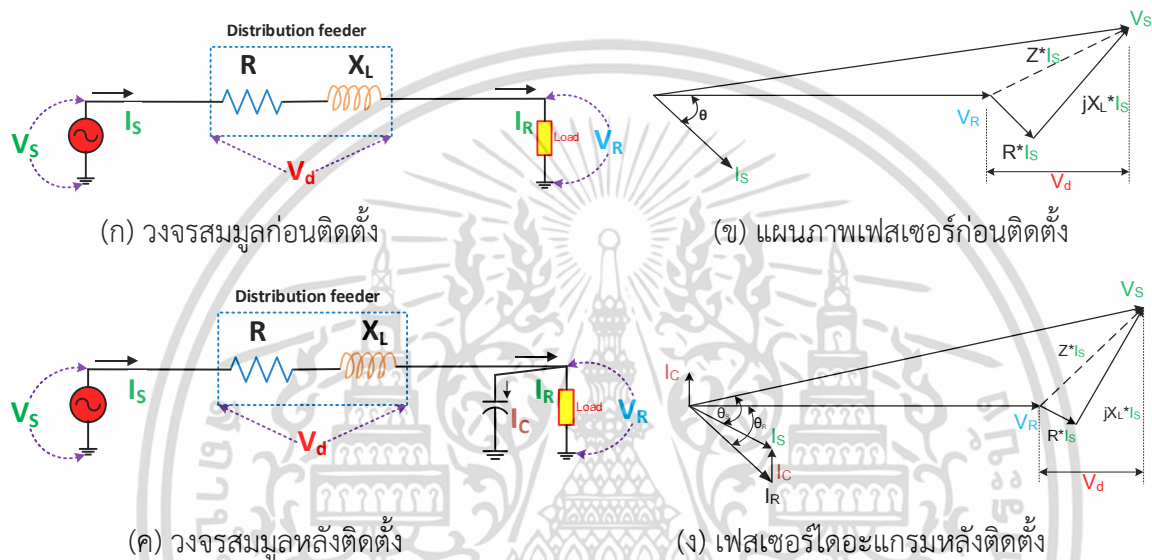
- โหลดที่มีการกระจายตัวสม่ำเสมอคือ 2/3 ของความยาวสายส่งจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง
- โหลดที่มีการกระจายตัวที่ลดลงคือ 1/2 ของความยาวสายส่งจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง
- เมื่อต้องการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นคือ ติดตั้งไว้หน้าโหลด

ซึ่งได้มีการอธิบายรายละเอียดในแต่ละเทคนิคดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.1 การติดตั้งที่หน้าโหลด

ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจะช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟให้กับระบบไฟฟ้า โดยติดตั้งขนานเข้าไปในระบบไฟฟ้า ซึ่งเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าไปในระบบ ทำให้กระแสไฟฟ้ามีทิศทางจะไปหักล้างกันทางเวกเตอร์กับกระแสไฟฟ้าของตัวเหนี่ยวนำของระบบไฟฟ้า เนื่องจากกระแสไฟฟ้าของตัวเก็บประจุไฟฟ้ามีเฟสหน้าและในขณะที่กระแสไฟฟ้าของตัวเหนี่ยวนำมีเฟสล้าหลัง โดยแนวทางการติดตั้งด้วยเทคนิคนี้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจะถูกกำหนดให้วางที่ตำแหน่งหน้าโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งลักษณะการติดตั้งดังแสดงในรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 แสดงแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบจำหน่ายสามารถหาได้จากสมการ [49]

$$\begin{aligned}
 I_S &= I_R + I_C \\
 &= I_R (\cos \theta_R - j \sin \theta_R) + j2\pi f C V_R \\
 &= I_R \cos \theta_R + j(-I_R \sin \theta_R + j2\pi f C V_R) \quad (6)
 \end{aligned}$$

การคำนวณค่าแรงดันตก (V_d) ในระบบจำหน่ายหลังจากการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า จะหาได้จากสมการ (7)

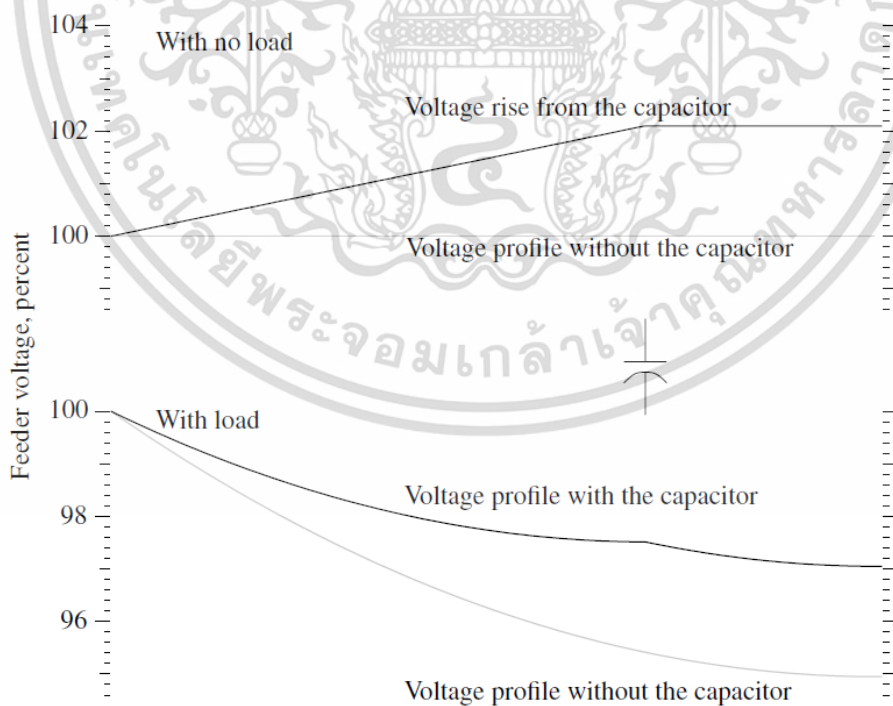
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$V_d = I_S R + I_S X_L - I_C X_C \quad (7)$$

กำหนดให้

R	คือ ความต้านทานของสายป้อน (Ω/m)
X_L	คือ ความต้านทานเชิงเหนี่ยวนำของสายป้อน (Ω/m)
X_C	คือ ความต้านทานเชิงความจุของสายป้อน (Ω/m)
I_R	คือ กระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวต้านทาน (A)
I_L	คือ กระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวเหนี่ยวนำ (A)
I_C	คือ กระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวเก็บประจุ (A)

เมื่อพิจารณาในรูปที่ 2.9 เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงในตำแหน่งสายส่ง ทำให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 100 เปอร์เซ็นต์เป็น 102 เปอร์เซ็นต์ ทางด้านตัวเก็บประจุไฟฟ้ามีแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีไม่ได้ติดตั้งเข้าสู่ระบบจำหน่าย ในกรณีที่แรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่ปลายสายส่งมีค่าน้อยกว่า 100 เปอร์เซ็นต์จากแรงดันไฟฟ้าปกติ ทำให้เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบ จึงสามารถช่วยเพิ่มแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ขณะที่แรงดันไฟฟ้าในภาพรวมที่มีการติดตั้งเข้าไปในระบบไฟฟ้า ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเป็น 98 เปอร์เซ็นต์ จาก 96 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเทียบกับกรณีที่ไม่ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง



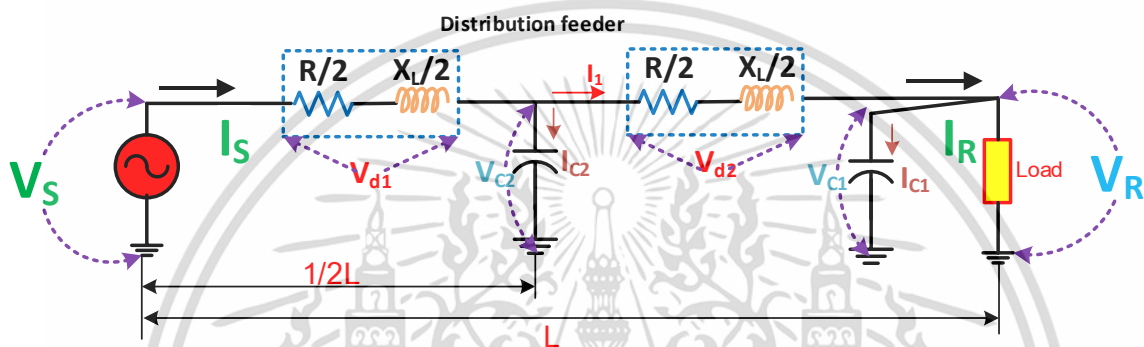
รูปที่ 2.9 แสดงผลของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า [51]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

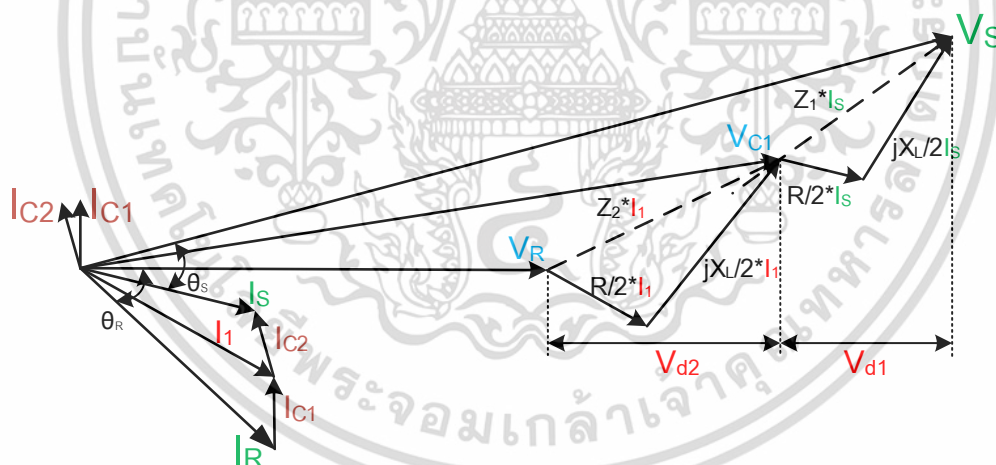
2.4.2 การติดตั้งด้วยเทคนิค 1/2kVar [49]

เทคนิคนี้ได้แนวคิดมาจากวิธีของ Grainger/Lee โดยใช้การติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า ด้วยการแบ่งครึ่งของขนาดพิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าซึ่งมีหลักการคือตัวเก็บประจุไฟฟ้าตัวแรกจะช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าในโหลดที่อยู่ส่วนบนและตัวที่สองจะช่วยยกระดับแรงดันในกลุ่มโหลดส่วนล่างของระบบ มีรายละเอียดแบบง่ายๆ ดังนี้

- 1) เลือกขนาดพิกัดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าเพื่อเลือกใช้งาน
- 2) กำหนดตำแหน่งแรกจะติดตั้งที่ปลายส่งปลายสายส่ง
- 3) กำหนดตำแหน่งต่อมาจะติดตั้งที่ตำแหน่งกึ่งกลางของสายส่ง



(ก) แสดงวงจรสมมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้า



(ข) แสดงเฟสเซอร์ไดอะแกรมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า [49]

รูปที่ 2.10 แผนภาพเส้นเดียวแสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าตามเทคนิค 1/2kVar

เมื่อพิจารณาในรูปที่ 2.10 ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงติดตั้งอยู่ 2 ตำแหน่ง ซึ่งพบว่าค่าแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าถูกแบ่งเป็น 2 ส่วน จะเห็นได้ว่าค่าของแรงดันตก V_{d2} จะมีค่ามากกว่า V_{d1} เนื่องจากตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำให้สายส่งมีกระแสไฟฟ้าลดลง จะเห็นได้จาก I_S มีค่ากระแสไฟฟ้าลดลง ซึ่งทำให้มุม θ_S ของแรงดันไฟฟ้าด้านส่งมีค่าลดลง ในขณะที่มุมของแรงดันไฟฟ้าด้านรับ θ_R มีค่าที่เพิ่มขึ้นด้วย ในขณะที่ I_R ยังคงมีค่ากระแสไฟฟ้าที่เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังโหลดด้านรับเท่าเดิม จากที่ได้กล่าวมาข้างต้นสามารถแสดงในรูปของสมการ (8) และสมการ (9) ดังนี้

$$\begin{aligned} V_{C1} &= V_R \\ V_{C2} &= V_R + I_1 (\cos \theta_R - j \sin \theta_R) \left(\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} \right) \quad (8) \\ &= V_R + V_{d2} \end{aligned}$$

เมื่อพิจารณาที่ค่ากระแสไฟฟ้าจะได้ $I_S = I_1 + I_{C2}$ และ $I_1 = I_R + I_{C1}$

$$I_{C1} = j\omega CV_{C1}$$

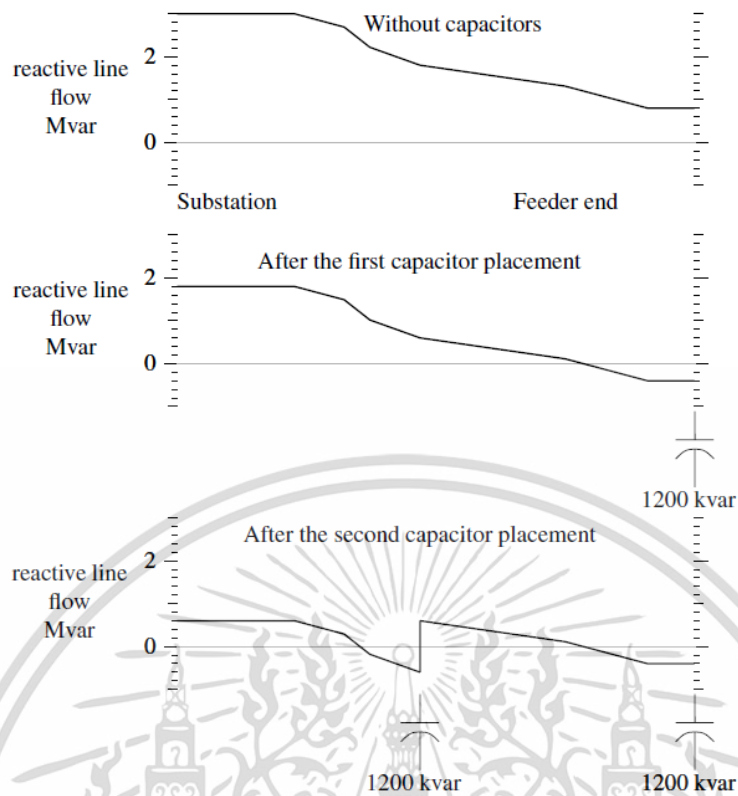
$$I_{C2} = j\omega CV_{C2}$$

ดังนั้น

$$\begin{aligned} V_S &= V_{d1} + V_{C2} \\ &= I_R (\cos \theta_R - j \sin \theta_R) + j2\pi f CV_R \quad (9) \end{aligned}$$

เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 2.2 พบว่าเมื่อระบบไฟฟ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทำให้กำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟที่สถานีส่งต้นทางจะมีค่าเท่ากับ 3 เมกะวาร์ โดยจะมีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องจนกระทั่งปลายสายส่งจะมีค่าเหลือเท่ากับ 0.8 เมกะวาร์ ด้วยเทคนิคนี้สามารถนำไปใช้ในการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าสายส่งไหนก็ได้ ยกตัวอย่างเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าที่ขนาด 1200 กิโลวาร์ที่ตำแหน่งปลายส่งหรือหน้าโหลดขนาดใหญ่สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟที่ตำแหน่งปลายสายส่งมีค่าเท่ากับ -0.4 เมกะวาร์ ในเดียวกันที่สถานีส่งสามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟเหลือ 1.8 เมกะวาร์ และเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าที่ตำแหน่งกึ่งกลางติดตั้งอีก 1200 กิโลวาร์ ทำให้สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจากสถานีส่งเหลือเท่ากับ 0.6 เมกะวาร์ ในขณะที่ตำแหน่งกึ่งกลางตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงก็สามารถช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟเข้าสู่ระบบได้เพิ่มขึ้น ดังนั้นด้วยเทคนิคนี้มีขนาดรวมของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเท่ากับ 2400 กิโลวาร์ซึ่งสามารถช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟของสถานีส่งรวมไปถึงในแนวสายส่งได้มากขึ้นเมื่อค่ากำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟของระบบที่เปลี่ยนไปก่อนและหลังติดตั้ง ซึ่งพฤติกรรมที่ได้กล่าวมาข้างต้นดังแสดงในรูปที่ 2.11

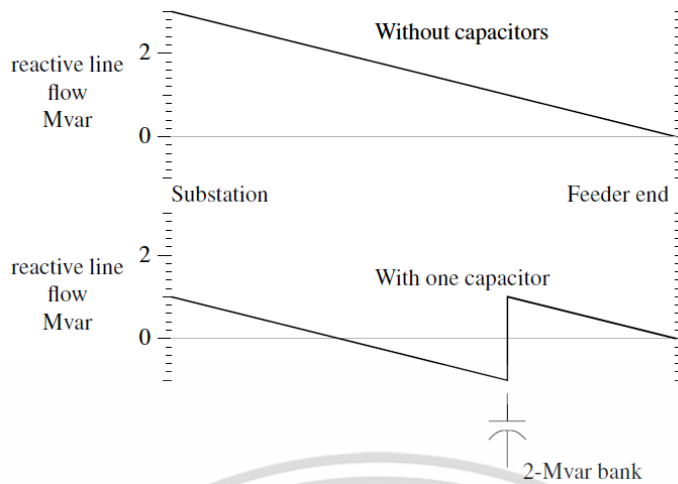
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



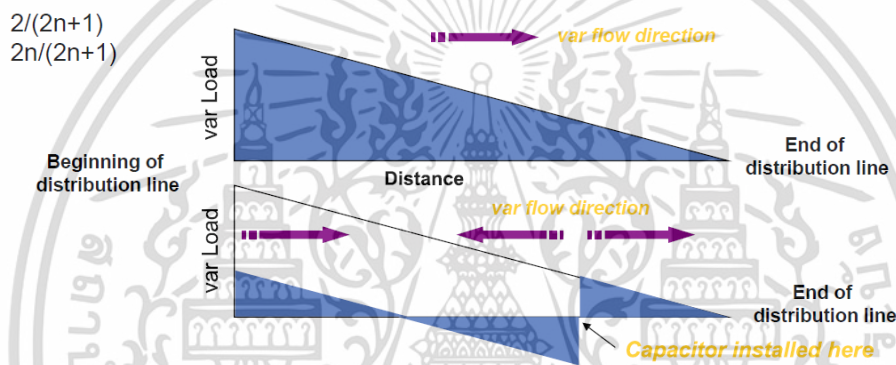
รูปที่ 2.11 แสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าขนาด 2400 กิโลวาร์ตามเทคนิค 1/2kVar [51]

2.4.3 การติดตั้งด้วยเทคนิค 2/3 rule [51]

การติดตั้งของเทคนิคนี้จะคำนวณทั้งขนาดและตำแหน่งติดตั้งโดยได้อ้างอิงแนวทางจาก Neagle and Samson (1956) ซึ่งได้พัฒนาเทคนิคนี้กับรูปแบบโหลดที่มีลักษณะคล้ายกันและตำแหน่งที่ใกล้เคียงกัน สำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุไฟฟ้าจะพฤติกรรมการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายดังแสดงในรูปที่ 2.12 ในกรณีที่ไม่ได้ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า ขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าเท่ากับ 3,000 กิโลวาร์จนถึงปลายสายส่งแทบจะไม่มีค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเหลืออยู่เลย เมื่อนำเทคนิค 2/3 rule มาใช้งานด้วยกำหนดการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าไว้ที่ 1 ตำแหน่ง ขนาดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าจะมีขนาดเท่ากับ 2,000 กิโลวาร์ ซึ่งติดตั้งที่ระยะทาง 2/3 ของระยะทางของสายป้อน ผลที่ได้นั้นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากตัวเก็บประจุไฟฟ้าจะช่วยจ่ายให้กับระบบทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของสถานีไฟฟ้าเท่ากับ 1,000 กิโลวาร์



(ก) แสดงการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ



(ข) แสดงการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

รูปที่ 2.12 แสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าขนาด 2000 กิโลวาร์ตามเทคนิค 2/3rule [51]

ทั้งนี้วิธีการคำนวณตามทฤษฎีของเทคนิค 2/3rule จะสามารถใช้คำนวณขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งบนระบบจำหน่าย แบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอนในการคำนวณ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้
 ขั้นตอนแรกเป็นการคำนวณหาขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ด้วยการกำหนดจำนวน n ตัว ที่ต้องการจะติดตั้งตามแนวสายส่ง ซึ่งจะใช้สมการ (10) ในการคำนวณดังนี้

$$1) \text{ ขนาดของตัวเก็บประจุไฟฟ้า} = \frac{2}{2n+1} \times \text{kVar}_{sys} \quad (10)$$

โดยที่ n คือ จำนวนตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (ชุด)

kVar_{sys} คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบ (กิโลวาร์)

เช่น เมื่อต้องการหาขนาดตำแหน่งของตัวเก็บประจุไฟฟ้า 1 ตัวจะได้ $\frac{2}{2(1)+1} \times 3,000$ กิโลวาร์

ฉะนั้นพิกัดของตัวเก็บประจุไฟฟ้า 1 ชุด เท่ากับ = 2,000 กิโลวาร์

ขั้นตอนที่สอง เป็นการคำนวณเพื่อหาตำแหน่งที่ต้องการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดัน

สูง จะใช้สมการ (11) เพื่อการคำนวณคือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$2) \text{ ตำแหน่งที่ติดตั้ง} = \frac{2n}{2n+1} \times \text{ความยาวของสายส่ง} \quad (11)$$

ตัวอย่างเช่น เมื่อต้องการหาตำแหน่งของตัวเก็บประจุไฟฟ้าตัวที่ 1 จะได้

$$= \frac{2(1)}{2(1)+1} \times \text{ความยาวสถานีไฟฟ้าส่งไปโหลด}$$

ฉะนั้นตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้า 1 ชุด เท่ากับ $= \frac{2}{3}$ ของความยาวสายส่ง

2.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator, DG)

ในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนนั้นได้ขยายตัวไปอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหรือ (Distributed Generator, DG) มีด้วยหลากหลายประเภท เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานชีวมวล และพลังงานลม เป็นต้น ล้วนแต่เป็นแหล่งกำเนิดสำคัญที่ใช้เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีประโยชน์มากมายจากการติดตั้งเข้าไปสู่ระบบจำหน่าย เช่นสามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้า ลดความสูญเสียในระบบจำหน่าย เป็นต้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วยพลังงานลม ที่ได้รับความนิยมมากขึ้นอย่างต่อเนื่องในการผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและที่สำคัญอีกประการหนึ่งคือมีประโยชน์สำหรับช่วยในการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายได้ นอกจากนี้พลังงานลมยังสามารถเพิ่มความมั่นคงทางด้านพลังงานและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมอีกทางหนึ่ง โดยรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมจะได้นำเสนอในลำดับต่อไป

2.5.1 ความรู้พื้นฐานของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า

ชนิดของกังหันลมที่ใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไปนั่นคือ กังหันลมแบบความเร็วคงที่ ซึ่งเป็นชนิดพื้นฐานที่นิยมใช้ในปัจจุบันเนื่องจากความเร็วโรเตอร์เปลี่ยนแปลงค่อนข้างคงที่ และเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบกริดโดยตรง และใช้ระบบควบคุมไฟฟ้าหรือห้องควบคุมไฟฟ้าในการควบคุมแยกออกจากกังหันลม ใบพัดกังหันลมมีการติดตั้งแบบอิสระกับกับเพลากลมหุนอย่างถาวร ด้วยการออกแบบเพื่อที่จะให้หมุนได้เพียงเล็กน้อยในการปรับสภาพความเร็วลมที่เกิดขึ้นต่างๆ ได้ ดังนั้นความเร็วลมเหนือใบพัดจึงเปลี่ยนแปลงตามสภาวะการไหลของกระแสลมจนถึงการไหลแบบปั่นป่วนในระดับความเร็วลมแรง ซึ่งเป็นข้อจำกัดของระบบที่มีกำลังทางกลแยกออกจากกังหันลมในการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากภาวะไหลเกิน นอกจากนี้กังหันลมแบบความเร็วคงที่ มีประโยชน์อย่างมากเช่น มีราคาถูก , ทนทาน , มีประสิทธิภาพสร้างความน่าเชื่อถือ และง่ายต่อการซ่อมบำรุง ซึ่งน่าจะมีบทบาทอย่างมากในการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าต่อไปในอนาคต ทั้งนี้กังหันลมผลิตไฟฟ้าทำงานโดยใช้หลักการเปลี่ยนรูปพลังงานจลน์เป็นพลังงานไฟฟ้า มีส่วนประกอบพื้นฐานดังนี้

- ใบพัดโรเตอร์ (Rotor) จะทำหน้าที่หมุนตามความเร็วลม ซึ่งจะเปลี่ยนพลังงานจลน์เป็น

พลังงานกลและเปลี่ยนเป็นในรูปของพลังงานไฟฟ้า โดยลักษณะโครงสร้างทั่วไปจะ
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประกอบด้วย ดุมใบพัด ปีกของใบพัด (Blades) และรวมไปถึงเพลาลูกของโรเตอร์ ซึ่งดุมของใบพัดจะทำหน้าที่เป็นเสมือนตัวกลางที่ถ่ายเทกำลังระหว่างใบพัดกับเพลาลูก

- นาเซล (Nacell) เป็นส่วนที่จัดวางชุดผลิตกระแสไฟฟ้า โดยทั่วไปภายในนาเซลจะประกอบไปด้วย เพลาลูกและชุดเกียร์เพื่อให้สำหรับหดรอบให้มีความเร็วรอบที่เพิ่มสูงขึ้น เพื่อให้เหมาะสมกับพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมไปถึงระบบเบรกที่ใช้หยุดหรือแม้กระทั่งลดความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ลดลง ในส่วนประกอบต่อมาเป็นส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพร้อมกับระบบควบคุมต่างๆ พร้อมกันนี้ยังมีระบบระบายอากาศ (Cooling System) เพื่อช่วยหมุนเวียนอากาศภายใน ระบบการปรับทิศทางของกังหันลม (Yaw Driven)
- เสากังหันลม (Tower) จะทำหน้าที่รองรับใบพัดโรเตอร์และนาเซล

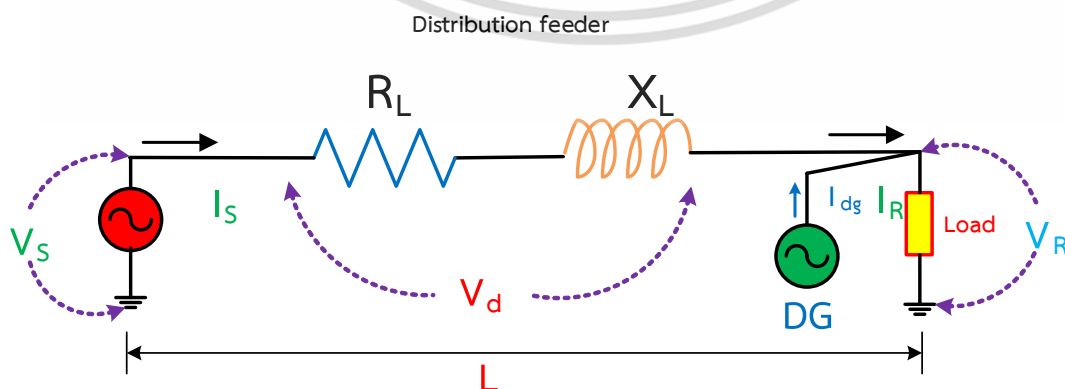
หลักการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ต่างๆ นั้นจะเป็นการดึงพลังงานจลน์จากพลังงานลมมาใช้งานซึ่งเป็นการทำงานร่วมกันระหว่างส่วนประกอบต่างๆ ของกังหันลมสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขึ้นอยู่กับการทำงานระหว่างโรเตอร์ของกังหันลมและความเร็วของลมที่ปะทะใบพัด ดังนั้นในกรณีนี้จึงพิจารณาความเร็วลมเฉลี่ย ด้วยหลักการดังกล่าวจึงระบุสมการกำลังงานที่ได้จากสมการ (12) คือ

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A V_{wind}^3 \quad (12)$$

เมื่อ

- P_{wind} คือ พลังงานไฟฟ้า (วัตต์)
- ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ ,
- A คือ พื้นที่ที่กวาดใบพัด (ตารางมิลลิเมตร) และ
- V_{wind} คือ ความเร็วลม (เมตรต่อวินาที)

เมื่อพิจารณาจากรูปที่ 2.13 สามารถหากระแสไฟฟ้าที่ได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามสมการ (13) และสมการ (14) [52]



รูปที่ 2.13 แสดงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำหน่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$V_d = I_S R_L + I_S X_L \quad (13)$$

$$V_{dg} = V_R$$

ในทำนองเดียวกันเมื่อต้องการคำนวณกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งสมการ (14) ดังนี้

$$I_S = I_R - I_{dg}$$

$$I_{dg} = \frac{\sqrt{P_{dg}^2 + Q_{dg}^2}}{\sqrt{3}V_R} \quad (14)$$

กำหนดให้

R_L คือ ค่าความต้านทานของสายส่ง (โอห์ม)

X_L คือ ค่าความต้านทานเหนี่ยวนำของสายส่ง (โอห์ม)

I_S คือ กระแสไฟฟ้าไหลผ่านความต้านทานของสายส่ง (แอมป์)

I_{dg} คือ กระแสไฟฟ้าไหลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (แอมป์)

V_{dg} คือ แรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (แอมป์)

P_{dg}, Q_{dg} คือ กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (วัตต์, วาร์)

2.5.2 ประโยชน์ของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า

การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำหน่ายจะทำให้ระบบจำหน่ายได้รับผลประโยชน์ที่ดีขึ้น เนื่องจากสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ซึ่งมีค่าตัวประกอบกำลังคงที่ จึงส่งผลให้ตำแหน่งที่ติดตั้งนั้นมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้นอีกด้วย ขณะเดียวกันในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบซิงโครนัส จะสามารถรับและส่งกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ให้กับระบบจำหน่ายได้ เสมือนกับเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้า ได้อีกอย่างหนึ่ง สำหรับในกรณีระบบจำหน่ายที่ไม่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator, DG) นั้น ในการทำงานอาจจะเป็นการใช้ปรับแก้ปห้ม้อแปลงไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าต้นทางในการควบคุมแรงดันตลอดทั้งวงจร หรืออาจมีการใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้า อุปกรณ์ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulator) อย่างไรก็ตามเมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ ซึ่งจำนวนและพิกัดของโหลดที่มากมายหลายประเภท ส่งผลให้ของการติดตั้งเครื่องกำเนิดแบบกระจายไว้ที่ตำแหน่งโหลดที่มีตำแหน่งอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าย่อมสามารถช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าจากปลายสายส่งให้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญอีกด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

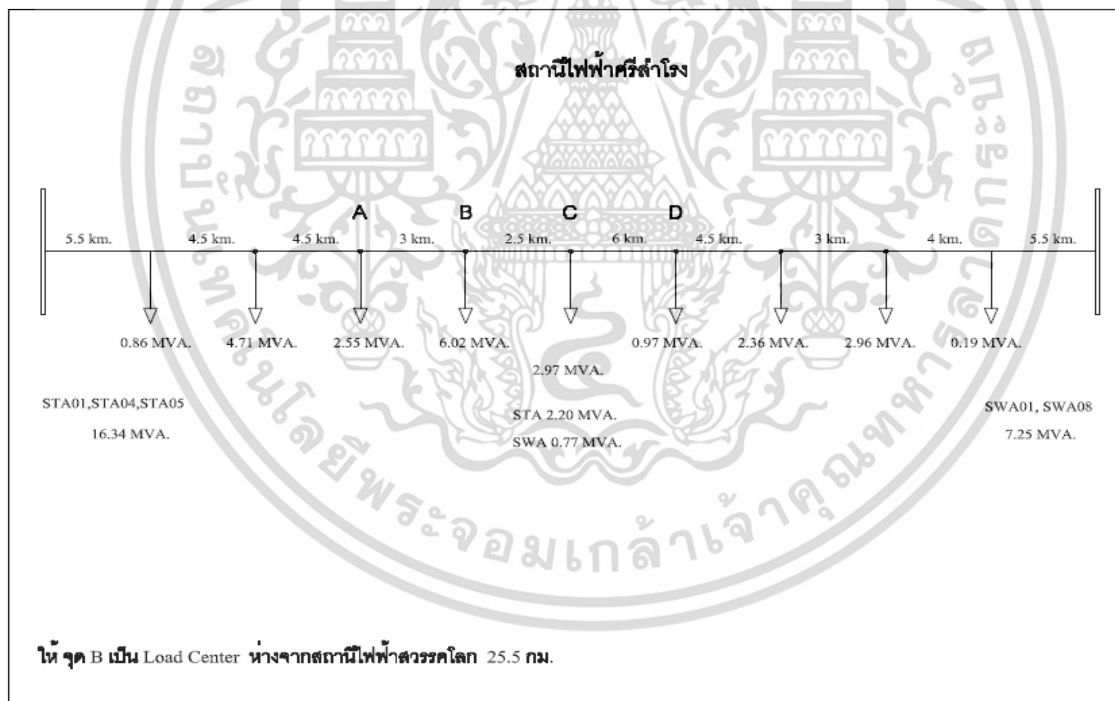
บทที่ 3

การจำลองแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PSCAD

วิทยานิพนธ์เล่มนี้เป็นการศึกษาผลกระทบของแรงดันตก (Voltage Drop) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 22 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เนื่องด้วยหลายปีที่ผ่านมาจนถึงปัจจุบันมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้นในแต่ละโหลด จึงส่งผลให้เกิดการขยายพิกัดของโหลดในแต่ละตำแหน่งที่สูงขึ้นไปจากเดิม ซึ่งผลที่ตามมาคือปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดขึ้น

3.1 การจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ที่ใช้ในการจำลองนี้เป็นส่วนหนึ่งของการส่วนไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ภาคเหนือเขต 2 ซึ่งมีความยาว 43 กิโลเมตร ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าส่งคือสถานีไฟฟ้าสุโขทัย (Sukhothai substation, STA) และสถานีไฟฟ้ารับคือสถานีไฟฟ้าสวรรคโลก (Sawankhalok substation, SWA) ดังแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า [53]

จากรูปที่ 3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้เป็นสายส่งแบบเหนือศีรษะ (Overhead Line) วงจรเดี่ยวที่มีการเชื่อมโยงด้วยสายไฟฟ้าชนิด Space Aerial Cable (SAC) ขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร จากสถานีไฟฟ้าส่งไปยังสถานีไฟฟ้ารับและมีโหลดที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้ถูกแบ่งเป็นจำนวน 9 โหลด โดยพิกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) และตัวประกอบกำลังของแต่ละโหลดเฉลี่ยมากกว่า 0.95 ล้าหลัง (Lagging power factor) ดังแสดงในตารางที่ 3.1 ตัวอย่างข้อมูลจากการใช้งานโหลดจริงเมื่อปี 2562 เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.1 แสดงพารามิเตอร์การจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลดของสถานีส่งและสถานีรับ [53]

สถานะการจ่ายไปประจำเดือน พฤษภาคม 2562

สถานีไฟฟ้า สุโขทัย

TRAN FEEDER	หม้อแปลง(MVA) ระดับบัสเตอร์	ขนาด สถานี	ชนิด สถานี	บริเวณที่จ่ายไฟ	ระยะทาง (กม.)	วันที่	เวลา	พิกัดสาย	KV	Ia	Ib	Ic	โหลดสูงสุด			Max I(Min)	Kwh(Export)	Kwh(Import)			
													%IUN	MW	MVAR						
KT1A	50.00	2*400		บริเวณที่จ่ายไฟ	0.00	4 พ.ค. 62	21.00	1,710	22.90	0	0	0	0.00	37.40	9.70	96.80	36.97	0	0	17,779,460	-
STA01	STA1VB-01	1855AC		ค.ป.ก.ต.ว. ส.ศรีสัชนาลัย.ส.พ.ศรีสวรรค์	0.00	4 พ.ค. 62	21.00	1,710	22.90	0	0	976	0.76	37.60	9.00	97.25	37.08	976	963	17,834,200	-
STA02	STA2VB-01	1853PC		อ.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	20.00	4 พ.ค. 62	21.00	410	22.90	172	166	182	5.00	6.70	1.50	97.58	44.39	182	166	3,217,300	-
STA03	STA3VB-01	1853PC		อ.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	24.00	4 พ.ค. 62	21.00	425	22.90	157	155	152	1.72	5.80	2.00	94.54	36.94	157	152	3,018,200	-
STA04	STA4VB-01	1855AC		อ.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	7.00	4 พ.ค. 62	21.00	425	22.90	268	259	285	1.89	10.20	2.50	97.13	63.06	268	259	4,295,800	-
STA05	STA5VB-01	1855AC		ค.ป.ก.ต.ว. ส.ศรีสัชนาลัย.ส.พ.ศรีสวรรค์.ว.พ.ส.พ.หนองมะปราง	28.00	4 พ.ค. 62	21.00	410	22.90	210	229	221	4.55	8.60	1.80	97.88	55.85	229	210	4,057,300	-
KT2A	50.00	2*400		บริเวณที่จ่ายไฟ	28.00	4 พ.ค. 62	21.00	810	22.90	172	159	162	4.67	6.40	1.20	98.29	41.95	172	159	3,321,600	-
STA06	STA6VB-01	1853PC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	0.00	4 พ.ค. 62	21.00	1,710	23.00	0	0	0	0.00	26.30	5.50	97.88	39.44	0	0	12,637,480	-
STA07	STA7VB-01	1853PC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	0.00	4 พ.ค. 62	21.00	1,710	23.00	662	653	696	3.92	26.30	4.60	98.50	40.70	696	651	12,681,900	-
STA08	STA8VB-01	1855AC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	55.00	4 พ.ค. 62	21.00	425	23.00	143	158	185	5.96	6.00	0.00	100.00	36.71	156	142	2,850,500	-
STA09	STA9VB-01	1855AC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	12.00	4 พ.ค. 62	21.00	425	23.00	114	111	112	1.48	4.40	1.00	97.51	26.82	114	111	2,468,200	-
STA10	STA10VB-01	1855AC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	21.00	4 พ.ค. 62	21.00	410	23.00	173	161	177	5.48	6.70	1.40	97.89	43.17	177	161	3,564,500	-
TOTAL	100.00			ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	15.00	4 พ.ค. 62	21.00	410	23.00	104	89	104	10.10	3.70	1.30	94.35	25.37	104	89	2,665,400	-
TOTAL				ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	257.00									63.30	13.60	97.81				1,206,100	-

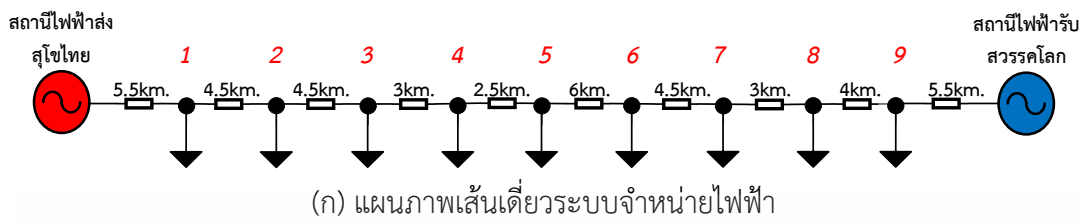
สถานะการจ่ายไปประจำเดือน พฤษภาคม 2562

สถานีไฟฟ้า สุวรรคโลก

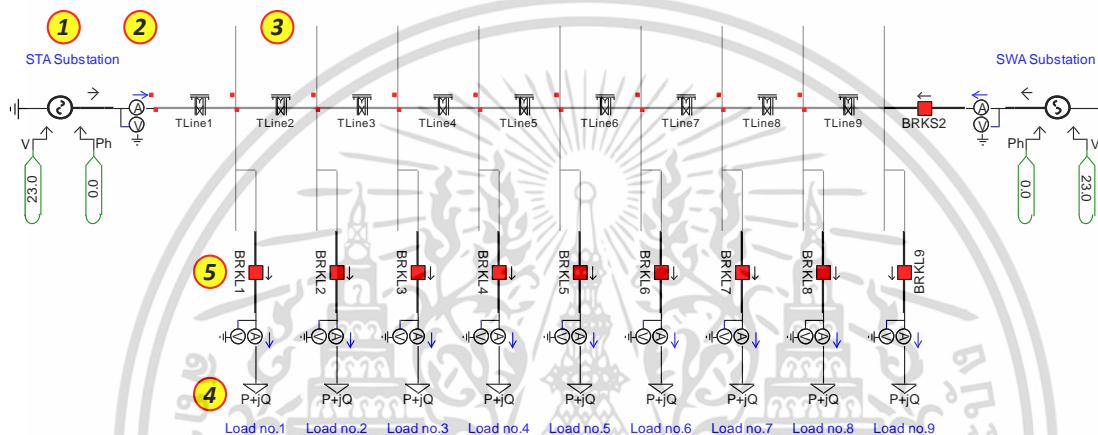
TRAN FEEDER	หม้อแปลง(MVA) ระดับบัสเตอร์	ขนาด สถานี	ชนิด สถานี	บริเวณที่จ่ายไฟ	ระยะทาง (กม.)	วันที่	เวลา	พิกัดสาย	KV	Ia	Ib	Ic	โหลดสูงสุด			Max I(Min)	Kwh(Export)	Kwh(Import)			
													%IUN	MW	MVAR						
KT1A	50.00	625A		บริเวณที่จ่ายไฟ	0.00	21 พ.ค. 62	21.00	1,140	22.96	0	0	0	0.00	11.30	3.10	96.44	25.85	0	0	6,950,140	-
SWA01	SWA1VB-01	185A		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	0.00	21 พ.ค. 62	21.00	1,140	23.00	278	272	284	2.16	10.75	3.09	96.11	24.91	284	272	7,347,880	-
SWA02	SWA2VB-01	185A		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	3.50	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	72	73	73	2.26	2.83	0.98	94.59	14.42	75	72	1,830,390	-
SWA03	SWA3VB-01	185A		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	0.00	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	78	72	77	4.84	2.93	0.72	97.11	15.00	78	72	1,879,920	-
SWA04	SWA4VB-01	1855AC		อ.สวรรคโลก.บ.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	45.00	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	122	126	126	1.62	4.77	1.39	96.01	24.23	126	122	3,455,480	-
KT2A	50.00	625A		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	37.00	21 พ.ค. 62	21.00	1,140	22.85	0	0	0	0.00	16.20	4.70	96.04	37.39	0	0	9,333,490	-
SWA05	SWA5VB-01	185A		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	0.00	21 พ.ค. 62	21.00	1,140	23.00	384	373	379	1.49	14.61	4.23	96.02	33.68	384	373	9,843,640	-
SWA06	SWA6VB-01	1855AC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	13.00	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	22	24	25	7.05	0.86	0.38	91.47	4.81	25	22	717,120	-
SWA07	SWA7VB-01	185A		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	55.00	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	199	197	199	0.67	7.66	2.17	96.21	38.27	199	197	5,301,390	-
SWA08	SWA8VB-01	1855AC		ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	10.00	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	52	46	56	10.38	2.85	0.36	98.49	10.77	56	46	1,188,150	-
TOTAL	50.00			ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	13.00	21 พ.ค. 62	21.00	520	23.00	108	109	102	4.09	4.07	1.21	95.85	20.96	109	102	2,632,210	-
TOTAL				ค.เมืองสุโขทัย.ต.บ้านสวน.บ.บ้านชุม	176.50									25.36	7.34	96.06					-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

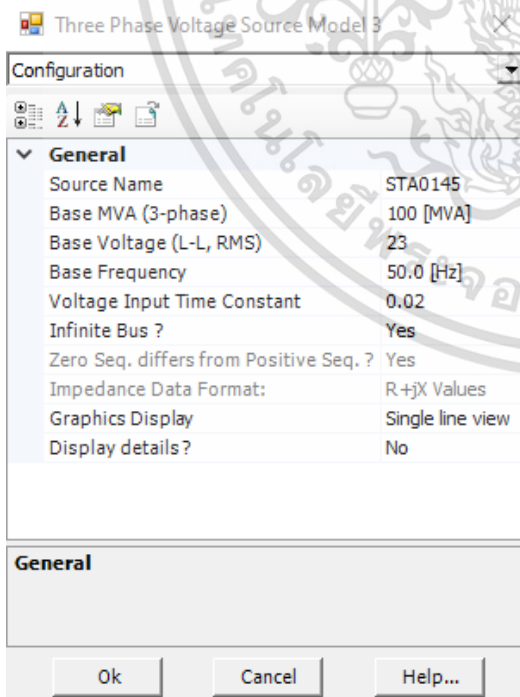
จากรูปที่ 3.2 แสดงการจัดเรียงโหลดและพิกัดของโหลดที่ได้ข้อมูลจาก กพท.ตามที่ได้กล่าวมาข้างต้นจึงได้ทำการออกแบบแผนภาพเส้นเดียวใหม่ดังแสดงลักษณะของโหลดและระยะทางในแต่ละช่วงของสายส่ง



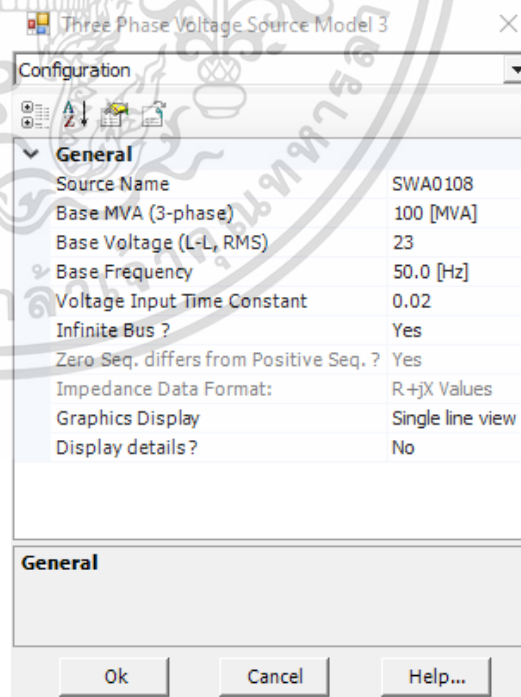
(ก) แผนภาพเส้นเดียวระบบจำหน่ายไฟฟ้า



(ข) แผนภาพเส้นเดียวในโปรแกรม PSCAD



(ค) แสดงพารามิเตอร์ของสถานีส่ง



(ง) แสดงพารามิเตอร์ของสถานีรับ

รูปที่ 3.2 แผนภาพเส้นเดียวระบบจำหน่ายไฟฟ้า เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

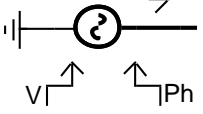
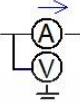


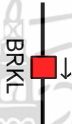
ตารางที่ 3.2 พารามิเตอร์ของโหลดทั้งหมด(เดิม-ใหม่)ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์

โหลด หมายเลข	ระยะห่างจากสถานี ไฟฟ้าย่อยสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้าปรากฏ เดิม (MVA)	กำลังไฟฟ้าปรากฏ ใหม่ (MVA)	ตัวประกอบ กำลัง
1	5.5	0.86	1.49	0.95
2	10	4.71	8.15	0.95
3	14.5	2.55	4.42	0.95
4	17.5	6.02	10.42	0.95
5	20	2.97	5.15	0.95
6	26	0.97	1.67	0.95
7	30.5	2.36	4.11	0.95
8	33.5	2.96	5.11	0.95
9	37.5	0.19	0.31	0.95

จากตารางที่ 3.2 แสดงพิกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ตำแหน่งโหลดและตัวประกอบกำลังไฟฟ้า จะเห็นว่าโหลดทั้งหมดที่ติดตั้งเดิม ซึ่งมีขนาดพิกัดรวมอยู่ที่ 23.59 เมกะวีเอ โดยที่โหลดที่ 4 จะเป็น โหลดที่มีพิกัดมากที่สุด ในขณะที่โหลดที่ 9 จะเป็นโหลดที่มีพิกัดน้อยที่สุด อย่างไรก็ตาม จากการขยายตัวของระบบไฟฟ้าทางภาคอุตสาหกรรมและครัวเรือน จึงทำให้ความต้องการใช้ปริมาณไฟฟ้าใน แต่ละตำแหน่งของโหลดกำหนดให้มีค่าเพิ่ม 70 เปอร์เซ็นต์จากพิกัดโหลดเดิม ทำให้พิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของ โหลดทั้งหมดที่ติดตั้งใหม่เพิ่มขึ้นอยู่ที่ 40.87 เมกะวีเอและกำหนดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่เท่ากับ 0.95 ล้าหลัง (Lagging power factor) อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของพิกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ของโหลด ที่ติดตั้งใหม่ จึงทำให้เกิดปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นการศึกษาปัญหาของแรงดันตกใน ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากกรณีพิกัดโหลดที่เพิ่มขึ้นเพื่อหาแนวทางในการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของโหลดแต่ละตำแหน่ง โดยให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งการ จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSCAD [54] ดังแสดงในรูปที่ 3.3 เพื่อใช้วัดค่าพารามิเตอร์ ทางไฟฟ้าเช่น กำลังไฟฟ้าจริง (P) กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) แรงดันไฟฟ้า (V) กระแสไฟฟ้า (I)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.3 สัญลักษณ์และหลักการทำงานของอุปกรณ์หลักในโปรแกรม PSCAD

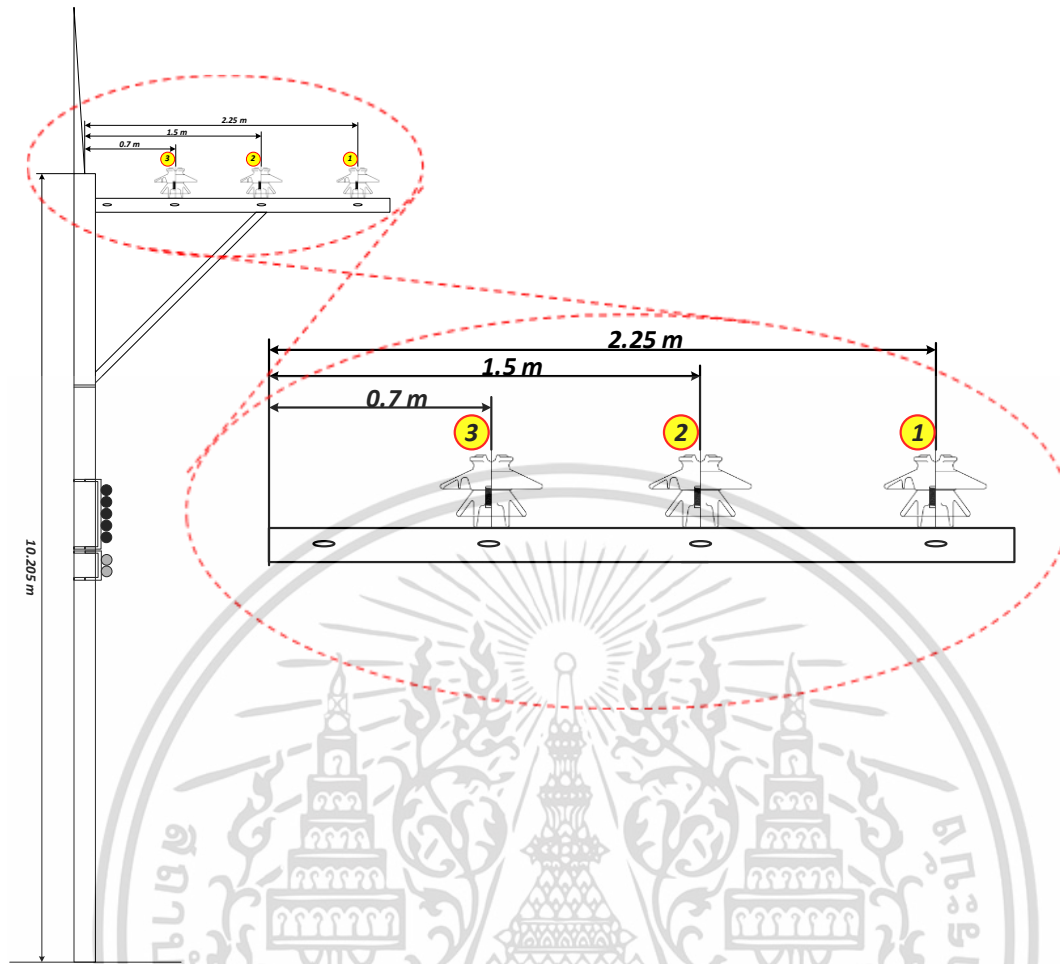
ชื่อพารามิเตอร์	สัญลักษณ์	หลักการทำงาน
1) แหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า		จะทำหน้าที่จ่ายแรงดันไฟฟ้าและความถี่ ที่มีขนาดคงที่ หรือ ทำหน้าที่เป็น บัสอนันต์ (Infinity bus)
2) เครื่องมือวัด		ใช้สำหรับวัดค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเพื่อในกรณีต่างๆ
3) สายส่งกำลังไฟฟ้า		ทำหน้าที่เป็นตัวนำกระแสไฟฟ้าไหลไปหาโหลดที่ตำแหน่งต่าง ๆ
4) โหลด		ทำหน้าที่เป็นโหลดที่ต่อใช้งานตามแนวสายส่ง
5) เซอร์คิตเบรกเกอร์		ทำหน้าที่ตัดต่อวงจรของโหลดกับสายส่ง

จากรูปที่ 3.2 (ข) แสดงแผนภาพของโปรแกรม PSCAD โดยรายละเอียดของอุปกรณ์หลักที่ใช้ในการจำลองดังแสดงในตารางที่ 3.3 จะเห็นได้ว่า หมายเลข 1 เป็นแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าเพื่อจำลองสถานีไฟฟ้าทั้งด้านส่ง (Sending) และด้านรับ (Receiving) โดยหมายเลข 2 เป็นเครื่องมือวัดค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า ในขณะที่หมายเลข 3 เป็นสายส่งกำลังไฟฟ้า ที่มีการเดินสายแบบเหนือศีรษะ (Overhead Line) โดยมีการปรับตั้งพารามิเตอร์ของสายส่งกำลังไฟฟ้า ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 3.4 และรูปที่ 3.3 สำหรับหมายเลข 4 เป็นโหลดที่ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายโดยมีหมายเลข 5 เป็นเซอร์คิตเบรกเกอร์ป้องกันโหลดกับสายส่ง

ตารางที่ 3.4 แสดงการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า [54]

พารามิเตอร์	การกำหนดค่า
ตัวนำไฟฟ้า	3 ตัวนำ
▪ ชนิดแกนสายไฟฟ้า	ชนิดแข็ง
▪ เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก	0.00799 เมตร
▪ ความต้านทานกระแสตรง	0.164 โอห์ม
▪ ค่าความนำไฟฟ้าขานาน	$1.0E-11$ (โอห์ม) ⁻¹

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) ระบุความสูงและความห่างตัวของสายส่งแบบเหนือศีรษะที่ใช้ในโปรแกรม PSCAD

Definition Canvas (TLine_1)		Frequency Dependent (Phase) Model Options	
Segment Name:	TLine1	Travel Time Interpolation:	On
Steady State Frequency:	50.0 [Hz]	Curve Fitting Starting Frequency:	100 [Hz]
Length of Line:	5.5	Curve Fitting End Frequency:	1.0E6 [Hz]
Number of Conductors:	3	Total Number of Frequency Increments:	1000
		Maximum Order of Fitting for Yc:	20
		Maximum Fitting Error for Yc:	0.2 [%]
		Max. Order per Delay Grp. for Prop. Func.:	20
		Maximum Fitting Error for Prop. Func.:	0.2 [%]
		DC Correction:	Disabled
		Passivity Checking:	Disabled

General Line Geometry Data Input

Tower: TLine1 Tower Centre 0.0 [m]

Conductors: SAC →

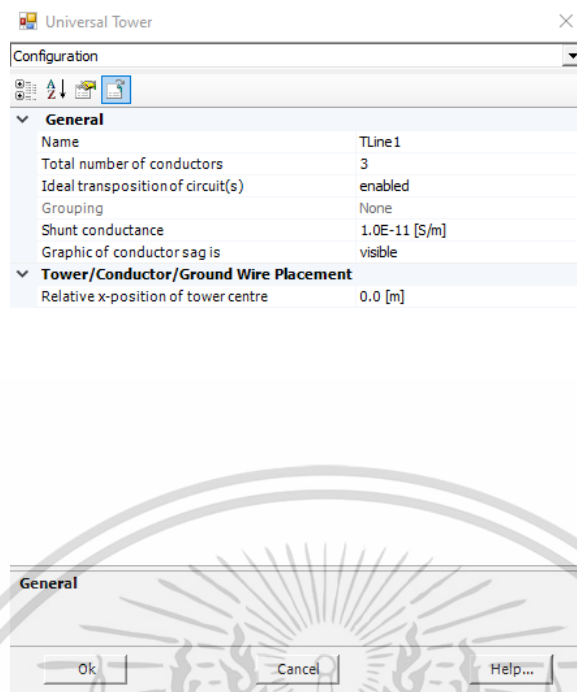
Circuit #	Cond. #	Connection Phasing #	X (from tower centre)	Y (at tower)
1	1	1	2.25	10.205
2	2	2	1.5	10.205
3	3	3	0.7	10.205

Mid-Span Sag: 1 for Conductors

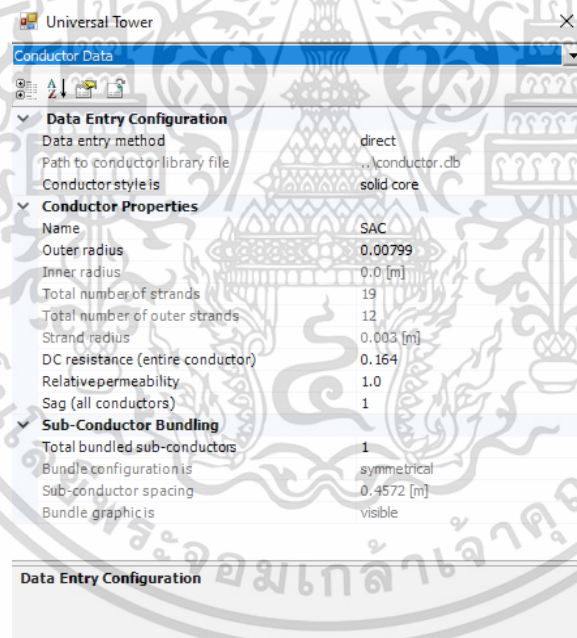
Resistivity: 109.9705 [ohm*m] Aerial: Direct Numerical Integration Underground: Direct Numerical Integration Mutual: Analytical Approximation (LUCCA)
--

(ข) แสดงค่าพารามิเตอร์ของการแนวสายส่งในโปรแกรม PSCAD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สวทช.จัดทำขึ้นสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ค) แสดงการบันทึกจำนวนตัวนำของสายส่งในโปรแกรม PSCAD



(ง) แสดงการบันทึกค่าพารามิเตอร์ของสายส่งในโปรแกรม PSCAD

รูปที่ 3.3 การปรับตั้งพารามิเตอร์ของสายส่งกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม PSCAD

3.2 ผลการจำลองแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาแรงดันตกที่ได้จากการจำลองกรณีโหลดที่ติดตั้งเดิมด้วยโปรแกรม PSCAD ดังแสดงในตารางที่ 3.5 ซึ่งจะเห็นได้ว่า เมื่อพิจารณาโหลดที่มีพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏมากที่สุด ซึ่งก็คือโหลดที่ 4 จะพบว่า มีขนาดแรงดันเท่ากับ 21.180171 กิโลโวลต์หรือมีค่า 3.87 เปอร์เซ็นต์จากแรงดันไฟฟ้าใช้งาน เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปกติ ยังผ่านเกณฑ์ตามมาตรฐานที่ กฟภ.กำหนด ($\pm 5\%$ แรงดันไฟฟ้าที่ใช้งาน) ที่อยู่ในช่วงระหว่าง 20.9 กิโลโวลต์ $\leq V_{L-L} \leq 23.1$ กิโลโวลต์ เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าโหลดอื่น พบว่ามีค่าแรงดันไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ตามมาตรฐานที่ กฟภ.กำหนด อย่างไรก็ตามในการจำลองได้มีการเพิ่มพิกัดโหลดเป็น 70 เปอร์เซ็นต์เพื่อหาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการขยายตัว ทำให้เกิดปัญหาค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่าเกณฑ์ตามมาตรฐานของการไฟฟ้ากำหนด ดังแสดงในตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.5 ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าในกรณีพิกัดโหลดเต็ม (ข้อมูลจาก กฟภ.)

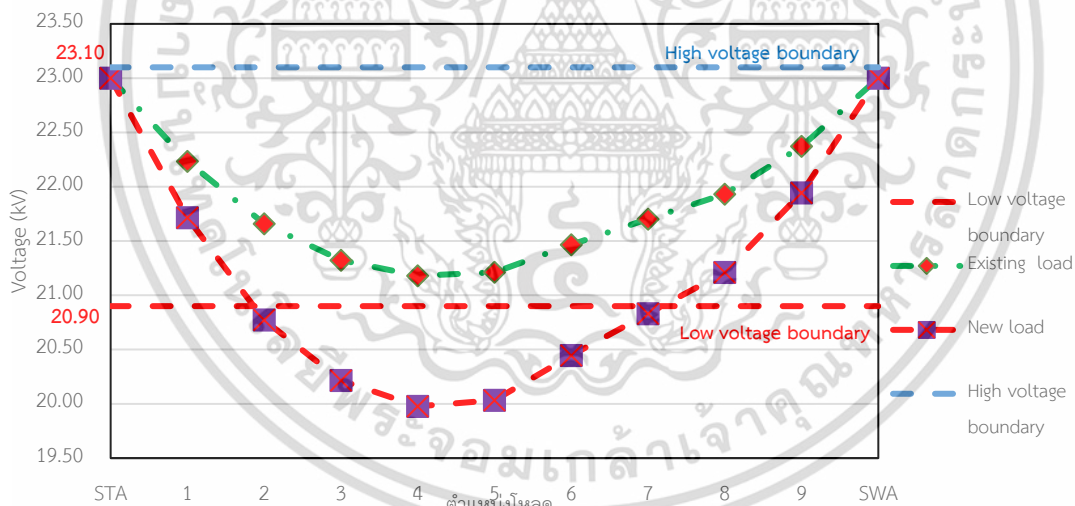
ตำแหน่ง ที่ทำการ วัดค่า	ระยะทาง จากสถานี สุขุขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)	ตัว ประกอบ กำลัง
สุขุขทัย	-	12.056369	11.222717	4.405301	0.302632	23.000000	0.93
โหลดที่ 1	5.5	0.797779	0.756839	0.252283	0.020716	22.234172	0.95
โหลดที่ 2	10.0	4.172321	3.963506	1.303412	0.111218	21.659414	0.95
โหลดที่ 3	14.5	2.201191	2.088233	0.696078	0.059600	21.322818	0.95
โหลดที่ 4	17.5	5.083834	4.833034	1.577069	0.138579	21.180171	0.95
โหลดที่ 5	20.0	2.525296	2.398248	0.790901	0.068733	21.211696	0.95
โหลดที่ 6	26.0	0.851084	0.809985	0.261283	0.022890	21.466278	0.95
โหลดที่ 7	30.5	2.111198	2.002863	0.667605	0.056166	21.701815	0.95
โหลดที่ 8	33.5	2.699579	2.563768	0.845472	0.071066	21.931943	0.95
โหลดที่ 9	37.5	0.179490	0.170280	0.056758	0.004632	22.372095	0.95
สวรรค โลก	43.0	9.972121	9.271522	3.671797	0.250323	23.000000	0.93

เมื่อพิจารณากรณีโหลดที่ติดตั้งใหม่เพิ่มขึ้น ดังแสดงตามตารางที่ 3.6 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละโหลดมีค่าลดลงไปจากกรณีโหลดที่ติดตั้งเดิม เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าตามเกณฑ์มาตรฐานของ กฟภ. กำหนด จะมีเพียงโหลดที่ 1 โหลดที่ 8 และโหลดที่ 9 เท่านั้น ที่มีแรงดันไฟฟ้าผ่านเกณฑ์มาตรฐาน ในขณะที่โหลดอื่นที่เหลือมีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด โดยเฉพาะอย่างยิ่ง โหลดที่ 4 ซึ่งเป็นโหลดที่มีกำลังไฟฟ้าปรากฏมากที่สุด มีค่าแรงดันตกต่ำที่สุด เท่ากับ 19.976321 กิโลโวลต์หรือมีค่าแรงดันไฟฟ้าน้อยกว่า 10.16 เปอร์เซ็นต์จากระดับแรงดันไฟฟ้าใช้งานปกติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าในกรณีกำหนดพิกัดโหลดใหม่ (เพิ่ม 70 เปอร์เซ็นต์)

ตำแหน่ง ที่ทำกราวด์ ค่า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)	ตัว ประกอบ กำลัง
สฟ.สุโขทัย	-	19.957141	18.231398	8.118104	0.500967	23.000000	0.91
โหลดที่ 1	5.5	1.327410	1.256596	0.427766	0.035294	21.714480	0.95
โหลดที่ 2	10	6.645902	6.312169	2.079551	0.184722	20.772055	0.95
โหลดที่ 3	14.5	3.414814	3.244181	1.065947	0.097526	20.215553	0.95
โหลดที่ 4	17.5	7.857517	7.467798	2.443885	0.227084	19.976321	0.95
โหลดที่ 5	20	3.907565	3.709320	1.228825	0.112614	20.033139	0.95
โหลดที่ 6	26	1.319319	1.256276	0.402955	0.037255	20.445737	0.95
โหลดที่ 7	30.5	3.345650	3.173954	1.058011	0.092729	20.830806	0.95
โหลดที่ 8	33.5	4.348438	4.132595	1.352987	0.118357	21.210697	0.95
โหลดที่ 9	37.5	0.285923	0.273939	0.081910	0.007500	21.943818	0.95
สฟ.สวรรค โลก	43	16.384823	15.014041	6.560565	0.411296	23.000000	0.91



รูปที่ 3.4 กราฟแสดงผลการเปรียบเทียบค่าของแรงดันไฟฟ้าทั้ง 9 โหลด

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากผลการจำลองทั้งสองกรณีพิกัดของโหนด ดังแสดงในรูปที่ 3.4 จะเห็นได้ว่า ตำแหน่งโหนดที่มีปัญหาวิกฤตของแรงดันตกจะอยู่ในบริเวณกึ่งกลางของสายส่ง ซึ่งได้รับผลกระทบปัญหาแรงดันตกอย่างเห็นได้ชัด ดังนั้นในวิทยานิพนธ์จึงได้เสนอแนวทางการปรับปรุงปัญหาแรงดันตกที่เกิดขึ้นใน 2 แนวทางได้แก่

1. ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (High Voltage Capacitor)
2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator, DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

การปรับปรุงแรงดันตกด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

ในบทนี้จะเป็นการนำเสนอการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง โดยพิจารณาตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเป็นสองกรณี ดังนี้

- 1) ติดตั้งที่ตำแหน่งตลอดความยาวสายส่ง
 - ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง
 - ติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)
 - ติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง
- 2) ติดตั้งที่ตำแหน่งระยะระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหนดวิกฤต
 - ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง
 - ติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)
 - ติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง

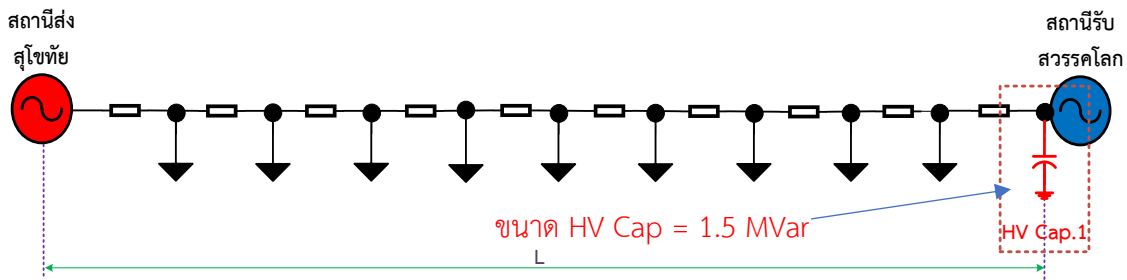
ซึ่งตำแหน่งที่ได้กล่าวมาทำการจำลองโดยใช้โปรแกรม PSCAD เพื่อเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังติดตั้งในแต่ละกรณี โดยอ้างอิงเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด (Grid connection code)

4.1 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตลอดความยาวสายส่ง

4.1.1 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง

การปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากกรณีโหนดที่ติดตั้งใหม่เพิ่มขึ้นด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตามความยาวสายส่ง ซึ่งในการจำลองนี้กำหนดตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ จำนวน 1 ชุด ไว้ที่ปลายสายส่ง โดยระยะห่างจากสถานีส่งสุโขทัยไปยังตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าคือระยะ L เท่ากับ 43 กิโลเมตร ดังแสดงรูปที่ 4.1(ก) และรูปการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.1(ข) โดยข้อมูลทางเทคนิคของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ใช้ในระบบจำลองมีการเชื่อมต่อแบบสตาร์ต่อลงกราวด์ กำหนดพิกัดแรงดันไฟฟ้า (V_{L-L}) 23 กิโลโวลต์ ดังแสดงในตารางที่ 4.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

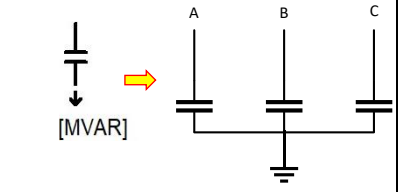
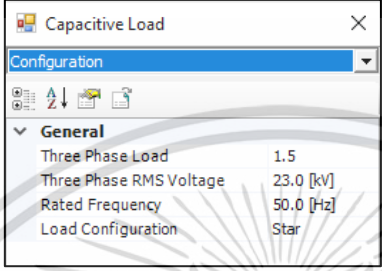


(ข) แสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงในปัจจุบัน

รูปที่ 4.1 แสดงแผนภาพเส้นเดียวด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.1 แสดงสัญลักษณ์และการปรับตั้งค่าของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

ชื่อพารามิเตอร์	สัญลักษณ์	หลักการทำงาน
1) ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (HV capacitor)	 	ทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าเหนี่ยวนำทางที่มีทิศทางนำหน้าแรงดันไฟฟ้าเป็นมุม 90 องศาไปยังโหลดและสายส่งทำให้โหลดใกล้เคียงมีค่ากระแสไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นรวมถึงส่งผลให้ค่าของแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้น

การกำหนดพิกัดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ใช้ในการจำลองของบนี้สามารถสรุปได้ดังนี้

- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 3 เมกะวาร์ เท่ากับ 2x1.5 เมกะวาร์
- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4.5 เมกะวาร์ เท่ากับ 3x1.5 เมกะวาร์
- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 6 เมกะวาร์ เท่ากับ 4x1.5 เมกะวาร์
- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 9 เมกะวาร์ เท่ากับ 6x1.5 เมกะวาร์
- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 10.5 เมกะวาร์ เท่ากับ 7x1.5 เมกะวาร์
- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 12 เมกะวาร์ เท่ากับ 8x1.5 เมกะวาร์
- พิกัดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 13.5 เมกะวาร์ เท่ากับ 9x1.5 เมกะวาร์

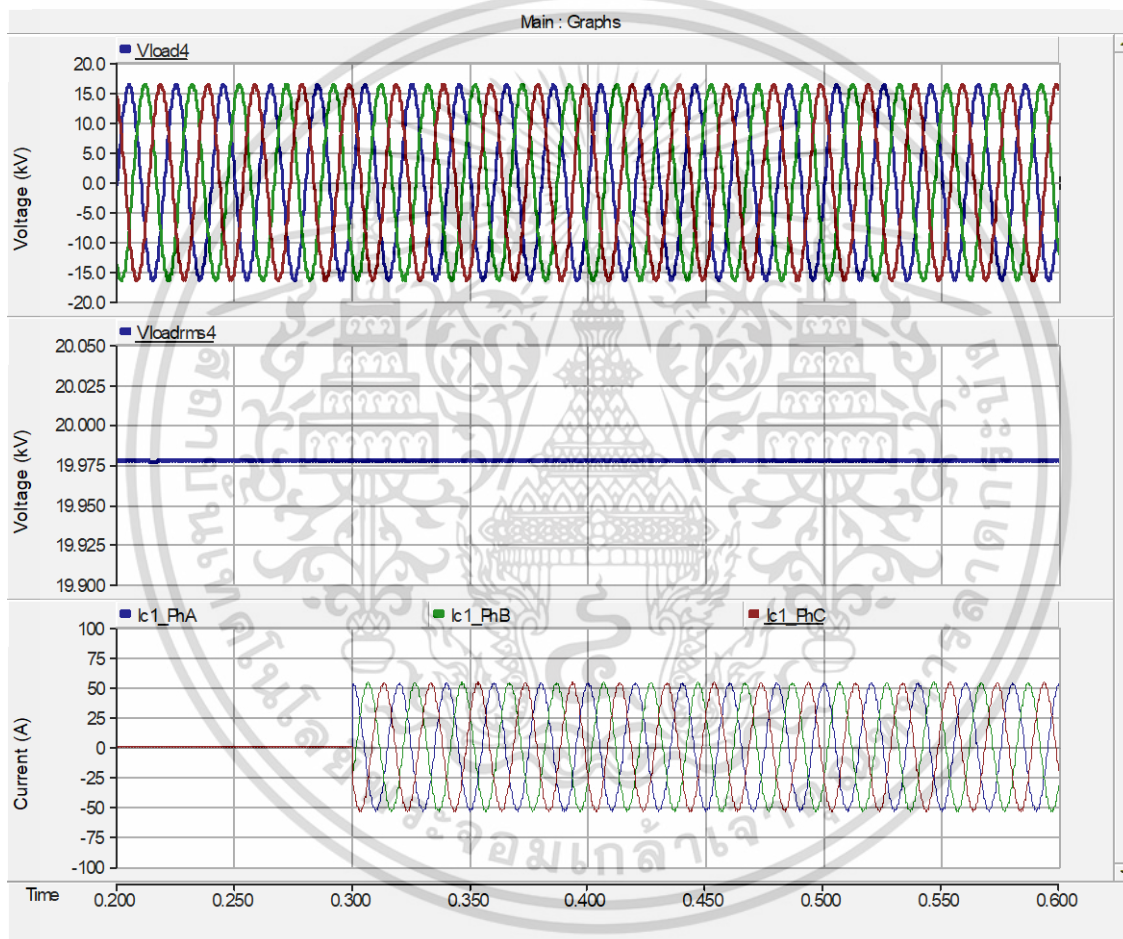
เมื่อพิจารณาผลที่ได้จากการจำลองในรูปที่ 4.2 (ก) เมื่อสับสวิตช์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าระบบพบว่า จะเกิดกระแสอินรัชที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจากนั้นก็ทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่มีขนาดและเวกเตอร์นำหน้าแรงดันไฟฟ้าเป็นมุม 90 องศา ทำให้ผลรวมของกระแสไฟฟ้าที่ไหลไปยังสายส่ง มีการหักล้างกันกับกระแสไฟฟ้าเหนี่ยวนำในสายส่งที่มีเวกเตอร์ล่าหลัง ส่งผลให้กระแสไฟฟ้ารวมกันทางเวกเตอร์ที่สายส่งมีค่าลดลงตลอดทั้งแนวสายส่งนับตั้งแต่ตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าจนถึงสถานีต้นทางและส่งผลให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลไปยังโหลดเพิ่มขึ้น

นอกจากนี้เมื่อพิจารณาค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าอื่นๆ ที่ได้จากการจำลองดังแสดงผลในตารางที่ 4.2 พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏของโหลดทั้งหมดมีค่าเพิ่มขึ้นและกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

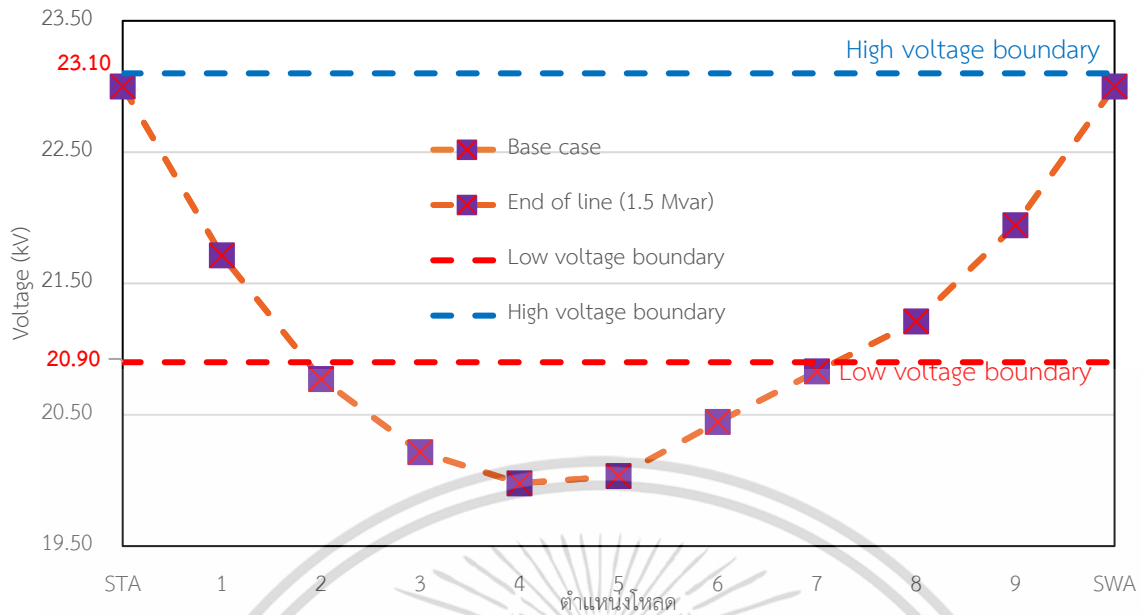
จำหน่ายไฟฟ้าลดลงเพียงเล็กน้อย ด้วยเหตุนี้จึงทำให้ภาพรวมของค่ากำลังไฟฟ้าจริงทั้งสองสถานีไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น

อย่างไรก็ตามผลที่ได้จากการจำลองแรงดันไฟฟ้าในกรณีที่มีและไม่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ดังแสดงในรูปที่ 4.2(ข) พบว่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหนดมีค่าเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยและแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ โหนดที่ 2 จนถึง โหนดที่ 7 ยังไม่เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานของ กพท.กำหนด เนื่องจากตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงนั้นมีระยะห่างจากตำแหน่งโหนดวิกฤตมากจึงไม่สามารถช่วยปรับปรุงแรงดันตกที่เกิดขึ้นได้หรือแทบจะไม่มีเปลี่ยนแปลงจากกรณีไม่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง เมื่อพิจารณาพารามิเตอร์กระแสและแรงดันไฟฟ้างแสดงในตารางที่ 4.3



(ก) แสดงภาพกระแสอินรีซ์ในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าภาพรวมของแต่ละโหนด

รูปที่ 4.2 แสดงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าของแต่ละโหนดจากเทคนิคติดตั้งที่ปลายสายส่ง

ตารางที่ 4.2 ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าด้วยติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่งขนาด 1.5 เมกะวาร์

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สพ.สุโขทัย	-	19.935450	18.20488	8.124320	0.500524	23.000000
โหนดที่ 1	5.5	1.327392	1.256613	0.427768	0.035297	21.714960
โหนดที่ 2	10.0	6.647431	6.313621	2.080132	0.184743	20.774450
โหนดที่ 3	14.5	3.416178	3.245477	1.066374	0.097545	20.219600
โหนดที่ 4	17.5	7.860834	7.470905	2.445055	0.227131	19.981375
โหนดที่ 5	20.0	3.908592	3.709383	1.228969	0.112623	20.034629
โหนดที่ 6	26.0	1.320989	1.257962	0.402965	0.037261	20.446188
โหนดที่ 7	30.5	3.368144	3.197758	1.058703	0.093364	20.838178
โหนดที่ 8	33.5	4.349162	4.132677	1.353688	0.118383	21.218349
โหนดที่ 9	37.5	0.286020	0.274136	0.082098	0.007501	21.944277
สพ.สวรรคโลก	43.0	15.891225	15.06455	5.058703	0.398905	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.3 แสดงผลต่างของค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่งขนาด1.5 เมกะวาร์

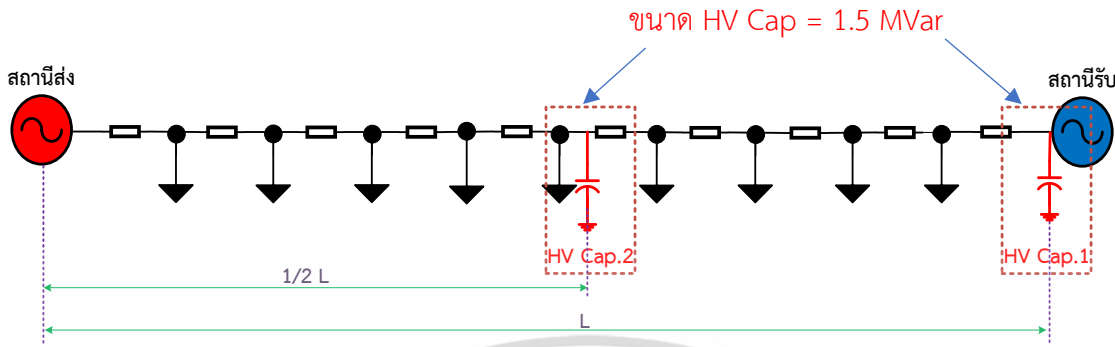
ตำแหน่งที่	กระแสไฟฟ้า			แรงดันไฟฟ้า		
ทำการวัดค่า	(kA)			(kV)		
	No HV Cap	HV Cap	ΔI	No HV Cap	HV Cap	ΔV
สฟ.สุโขทัย	0.500967	0.500524	0.000443	23.000000	23.000000	0.000000
สายส่ง STA-Load1	0.500967	0.500524	0.000443	21.714480	21.714960	-0.000480
โหนดที่ 1	0.035294	0.035297	-0.000003	21.714480	21.714960	-0.000480
สายส่ง Load1-Load2	0.465764	0.465033	0.000731	20.771381	20.774450	-0.003069
โหนดที่ 2	0.184722	0.184743	-0.000021	20.771381	20.774450	-0.003069
สายส่ง Load2-Load3	0.281140	0.280410	0.000730	20.215553	20.219600	-0.004047
โหนดที่ 3	0.097526	0.097545	-0.000019	20.215553	20.219600	-0.004047
สายส่ง Load3-Load4	0.183682	0.182973	0.000709	19.977208	19.981375	-0.004167
โหนดที่ 4	0.227084	0.227131	-0.000047	19.977208	19.981375	-0.004167
สายส่ง Load4-Load5	0.043326	0.047974	-0.004648	20.033139	20.034629	-0.001490
โหนดที่ 5	0.112614	0.112623	-0.000009	20.033139	20.034629	-0.001490
สายส่ง Load5-Load6	0.155802	0.156445	-0.000643	20.445737	20.446188	-0.000451
โหนดที่ 6	0.037255	0.037261	-0.000006	20.445737	20.446188	-0.000451
สายส่ง Load6-Load7	0.192959	0.193602	-0.000643	20.830806	20.838178	-0.007372
โหนดที่ 7	0.092729	0.093364	-0.000635	20.830806	20.838178	-0.007372
สายส่ง Load7-Load8	0.286246	0.286883	-0.000637	21.210697	21.218349	-0.007652
โหนดที่ 8	0.118357	0.118383	-0.000026	21.210697	21.218349	-0.007652
สายส่ง Load8-Load9	0.404489	0.405121	-0.000632	21.210697	21.218349	-0.007652
โหนดที่ 9	0.007500	0.007501	-0.000001	21.943818	21.944277	-0.000459
HV capacitor No.1	0.000000	0.037647	-0.037647	0.000000	23.000000	-23.000000
สฟ.สวรรคโลก	0.411296	0.398905	0.012391	23.000000	23.000000	0.000000

4.1.2 เทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)

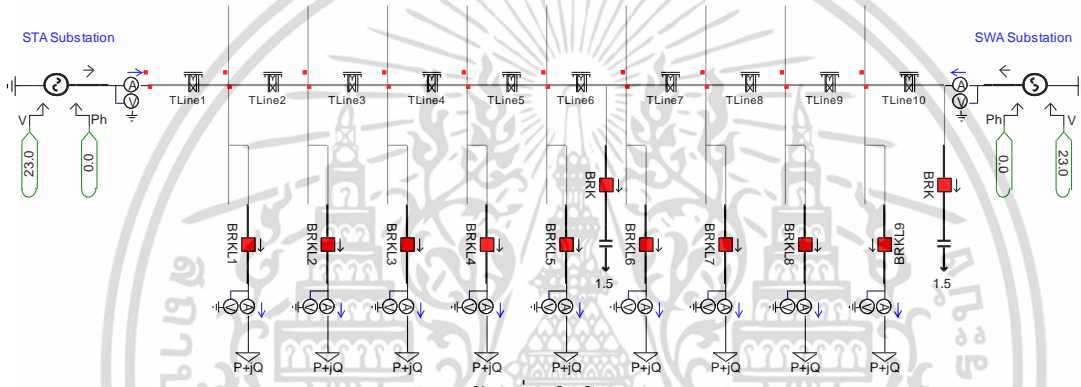
จากการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่งนั้น ผลการจำลองแรงดันไฟฟ้ายังไม่ผ่านเกณฑ์ของ กฟภ. กำหนด ดังนั้น จึงมีการเปลี่ยนเทคนิคมาเป็นการติดตั้งติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) โดยวิธีดังกล่าวแบ่งตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ จำนวน 2 ตำแหน่ง คือตำแหน่งของ HV cap.1 ที่จะติดตั้งที่ตำแหน่งปลายสายส่ง และตำแหน่ง HV cap.2 จะติดตั้งที่ตำแหน่งกลางสายส่ง โดยระยะทางเท่ากับ 43 กิโลเมตร 21.5 กิโลเมตร ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังแสดงในรูปที่ 4.3(ก) และแผนภาพเส้นเดี่ยวที่ใช้ในการจำลองติดตั้งจากโปรแกรม PSCAD ในรูปที่ 4.3(ข)



(ก) แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)

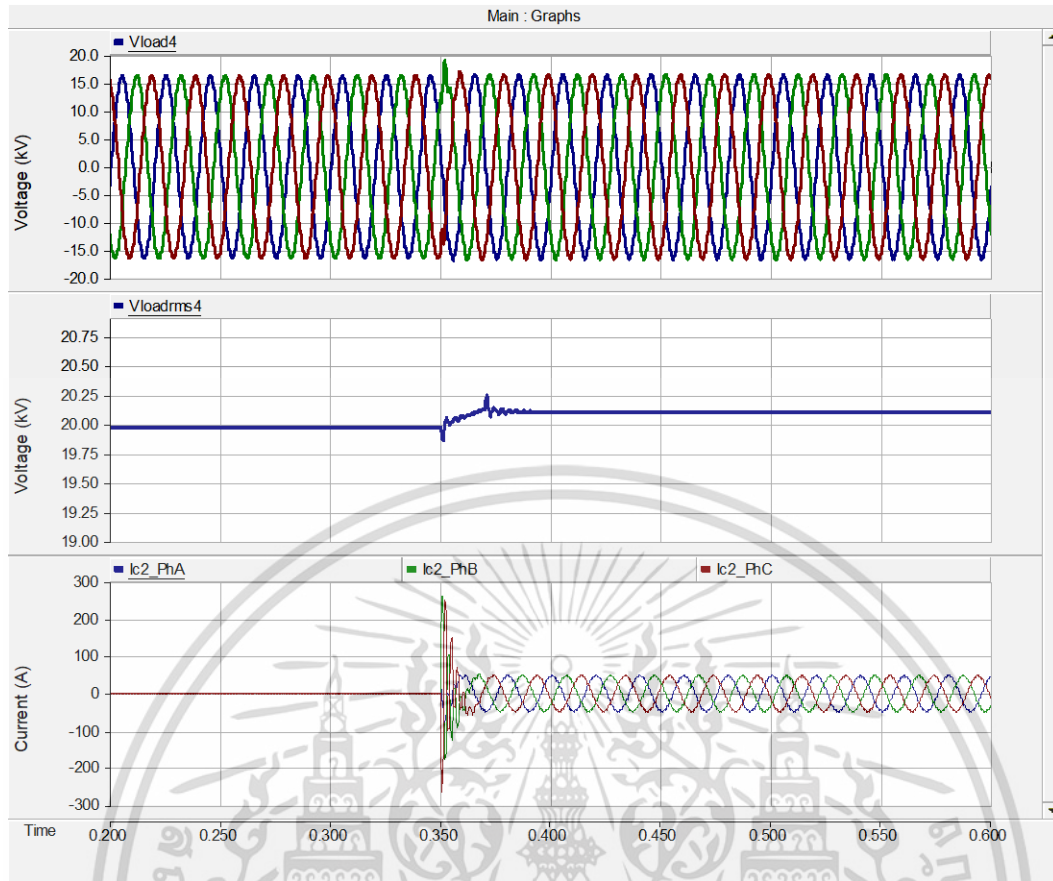


(ข) แผนภาพเส้นเดี่ยวในโปรแกรม PSCAD

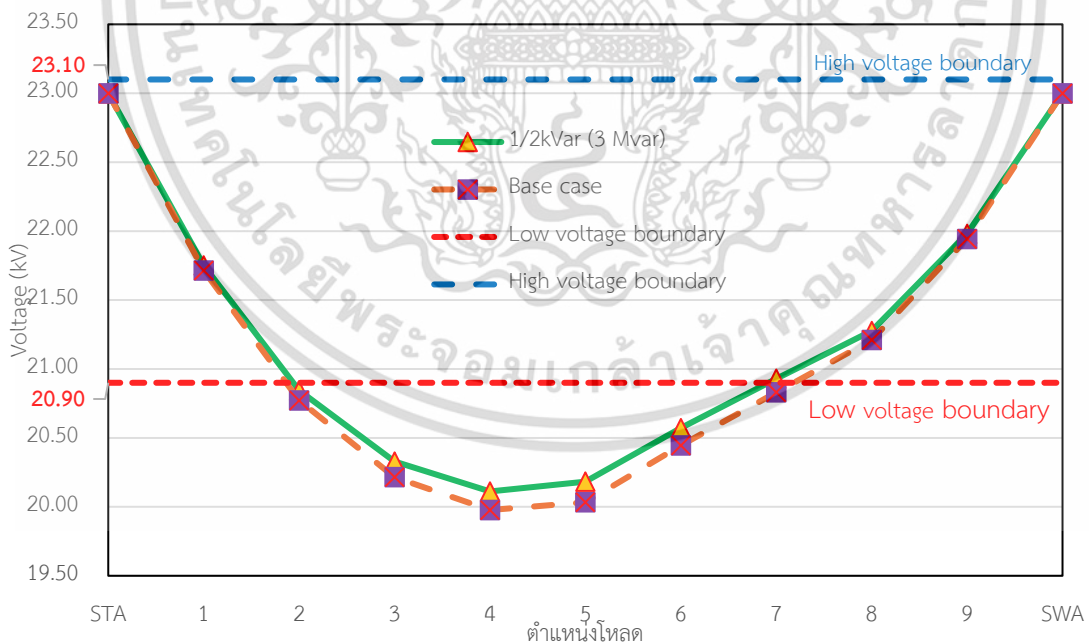
รูปที่ 4.3 แสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)

เมื่อพิจารณาจากผลการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ดังแสดงในรูปที่ 4.4 ด้วยการจำลองสับสวิตซ์ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง HV cap.1 ที่เวลา 0.3 วินาที ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจะมีค่าเช่นเดียวกับกรณีติดตั้งที่ปลายสายส่ง ในขณะที่มีสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง HV cap.2 ที่เวลา 0.35 วินาที พบว่ากระแสอินรัชที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเกิดขึ้นในระหว่างการสวิตซ์ ซึ่งส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าตลอดแนวสายส่งมีค่าเพิ่มสูงขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งและติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง เนื่องจากขนาดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงรวมทั้งหมดเท่ากับ 3 เมกะวาร์ อีกทั้งตำแหน่งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง HV cap.2 ติดตั้งอยู่ใกล้ตำแหน่งโหนดวิกฤต จึงทำให้แรงดันไฟฟ้าโหนดที่ 7 มีค่าผ่านเกณฑ์มาตรฐานของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม ค่าแรงดันไฟฟ้าของโหนดที่ 2 ถึง โหนดที่ 6 ยังมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐาน เมื่อพิจารณาพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าอื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.4 และตารางที่ 4.5 เห็นได้ชัดว่าพฤติกรรมทางไฟฟ้าของตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงมีแนวโน้มที่เปลี่ยนแปลงในลักษณะเดียวกันกับกรณีติดตั้งที่ปลายสายส่ง แต่ว่าค่าพารามิเตอร์มีการเปลี่ยนแปลงที่ชัดเจนกว่า เนื่องจากขนาดพิคัดรวมของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงในเทคนิค 1/2kVar มีค่ามากกว่าเทคนิคติดตั้งที่ปลายสายส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง



(ข) แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลด

รูปที่ 4.4 แสดงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าในกรณีติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.4 แสดงผลต่างของค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 3 เมกะวาร์

ตำแหน่งที่	กระแสไฟฟ้า			แรงดันไฟฟ้า		
ทำการวัดค่า	(kA)			(kV)		
	No HV Cap	HV Cap	ΔI	No HV Cap	HV Cap	ΔV
สฟ.สุโขทัย	0.500967	0.498412	0.002928	23.000000	23.000000	0.000000
สายส่ง STA-Load1	0.500967	0.498412	0.002928	21.714480	21.756642	-0.042162
โหนดที่ 1	0.035294	0.035353	-0.000116	21.714480	21.751186	-0.042162
สายส่ง Load1-Load2	0.465764	0.462708	0.003056	20.771381	20.843108	-0.071727
โหนดที่ 2	0.184722	0.185363	-0.000618	20.771381	20.844184	-0.070228
สายส่ง Load2-Load3	0.281140	0.277515	0.003625	20.215553	20.311184	-0.095631
โหนดที่ 3	0.097526	0.098053	-0.000457	20.215553	20.329070	-0.094855
สายส่ง Load3-Load4	0.183682	0.179753	0.003929	19.977208	20.099532	-0.122324
โหนดที่ 4	0.227084	0.228614	-0.001369	19.977208	20.111837	-0.120448
สายส่ง Load4-Load5	0.059326	0.058150	0.001176	20.033139	20.170322	-0.137183
โหนดที่ 5	0.112614	0.113458	-0.000765	20.033139	20.183333	-0.136254
HV capacitor No.2	0.000000	0.033212	-0.033212	0.000000	20.287160	-20.287160
โหนดที่ 6	0.037255	0.037484	-0.000204	20.445737	20.571342	-0.111998
สายส่ง Load6-Load7	0.192959	0.152967	0.039992	20.830806	20.015138	0.815668
โหนดที่ 7	0.092729	0.093774	-0.001025	20.830806	20.929514	-0.085062
สายส่ง Load7-Load8	0.286246	0.190303	0.095943	21.210697	20.915868	0.294829
โหนดที่ 8	0.118357	0.118722	-0.000381	21.210697	21.276110	-0.069444
สายส่ง Load8-Load9	0.404489	0.283938	0.120551	21.210697	21.280141	-0.069444
โหนดที่ 9	0.007500	0.007512	-0.000013	21.943818	21.980622	-0.039788
HV capacitor No.1	0.000000	0.037646	-0.037646	0.000000	23.000000	-23.000000
สฟ.สวรรคโลก	0.411296	0.397692	0.013502	23.000000	23.000000	0.000000

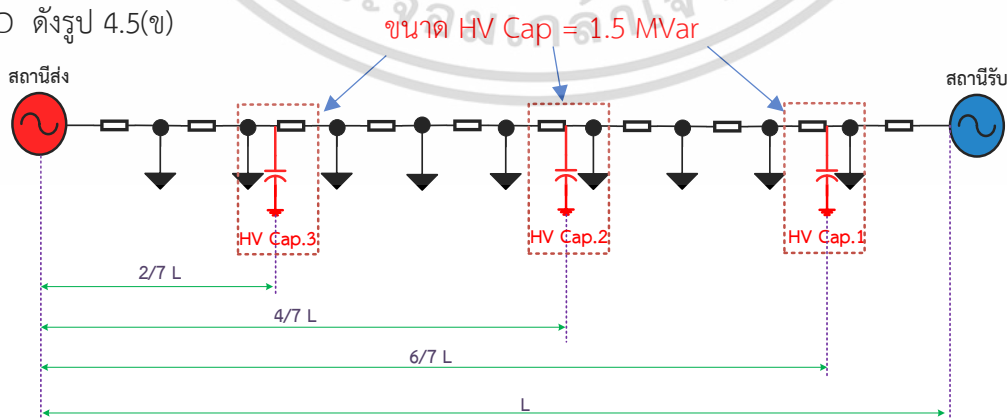
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.5 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 3 เมกะวาร์

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสูโซทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สฟ.สูโซทัย	-	19.924809	18.35178	7.759534	0.498412	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.331893	1.260839	0.429214	0.035353	21.751186
โหลดที่ 2	10	6.692135	6.35608	2.09402	0.185363	20.844184
โหลดที่ 3	14.5	3.451911	3.279424	1.077529	0.098053	20.329070
โหลดที่ 4	17.5	7.954539	7.568782	2.447087	0.228614	20.111837
โหลดที่ 5	20	3.966387	3.765144	1.247363	0.113458	20.183333
โหลดที่ 6	26	1.335578	1.271758	0.407921	0.037484	20.571342
โหลดที่ 7	30.5	3.397749	3.225866	1.067000	0.093774	20.929514
โหลดที่ 8	33.5	4.374984	4.15812	1.360339	0.118722	21.276110
โหลดที่ 9	37.5	0.286017	0.273955	0.082185	0.007512	21.980622
สฟ.สวรรคโลก	43	15.842907	15.19374	4.488658	0.397692	23.000000

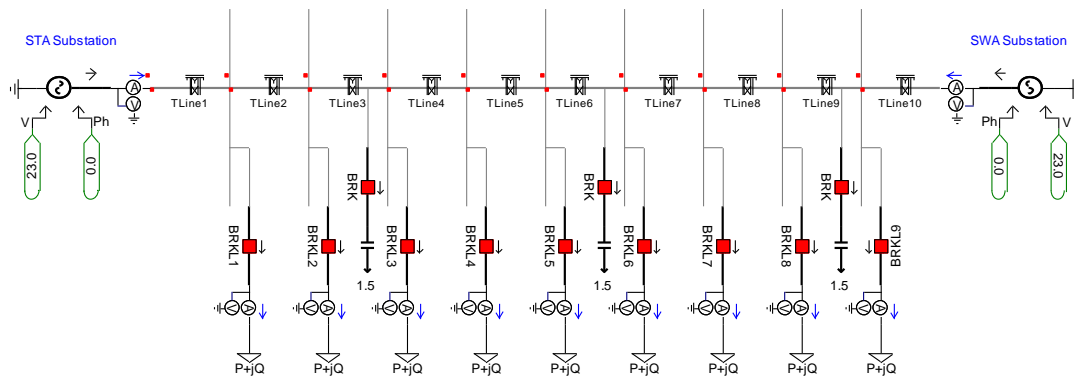
4.1.3 เทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง

ในการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจากสองเทคนิคที่ผ่านมา จะพบว่าแรงดันไฟฟ้าในบางโหลดยังต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐาน ดังนั้นจึงใช้เทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง เพื่อปรับปรุงแรงดันตก ซึ่งกำหนดตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงไว้สามตำแหน่ง แต่ละตำแหน่งมีขนาดพิกัด 1.5 เมกะวาร์ ตามความยาวของสายส่ง โดยตำแหน่งติดตั้งจะคำนวณโดยใช้สมการ $2L/(2n+1)$ โดย L คือระยะทางตลอดแนวสายส่ง จะได้ตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงทั้งสามตำแหน่ง ที่ระยะ 12.2, 28.5, และ 36.8 กิโลเมตร ดังแสดงในรูป 4.5(ก) และมีแผนภาพเส้นเดียวในโปรแกรม PSCAD ดังรูป 4.5(ข)



(ก) แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

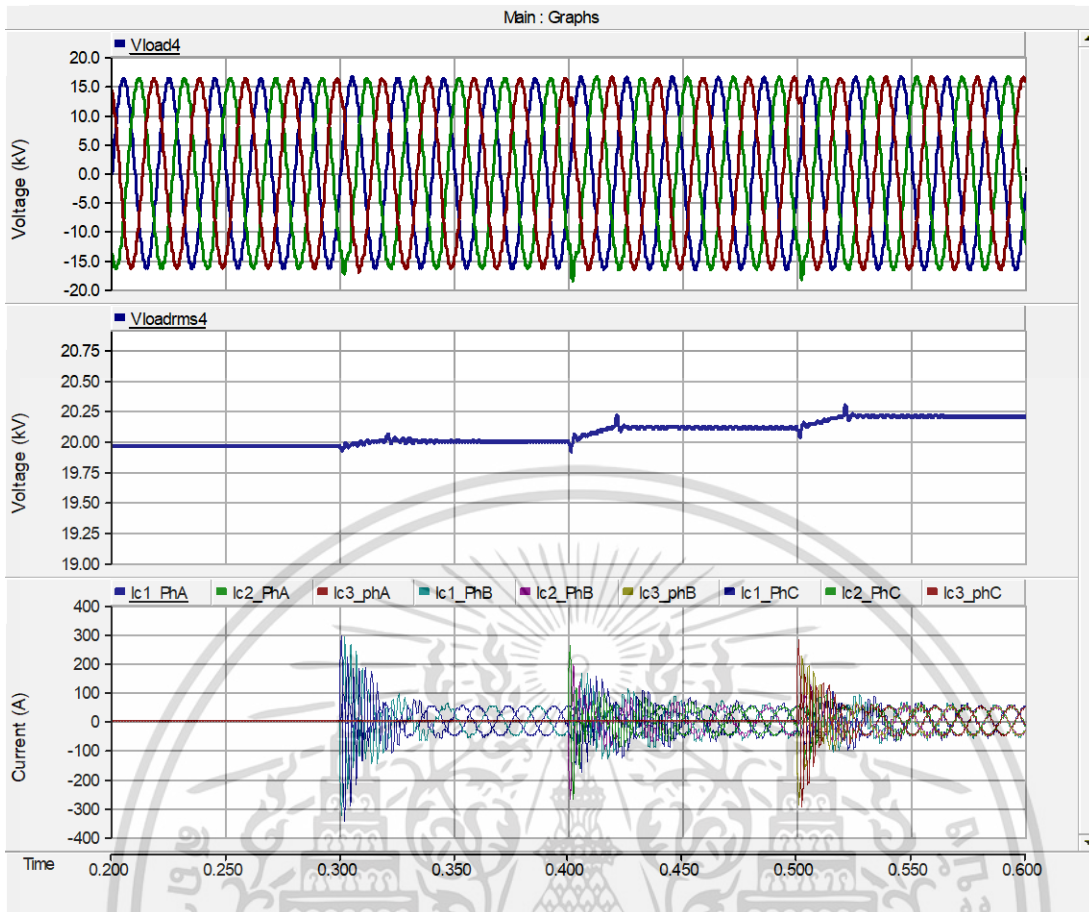


(ข) แผนภาพเส้นเดี่ยวในโปรแกรม PSCAD

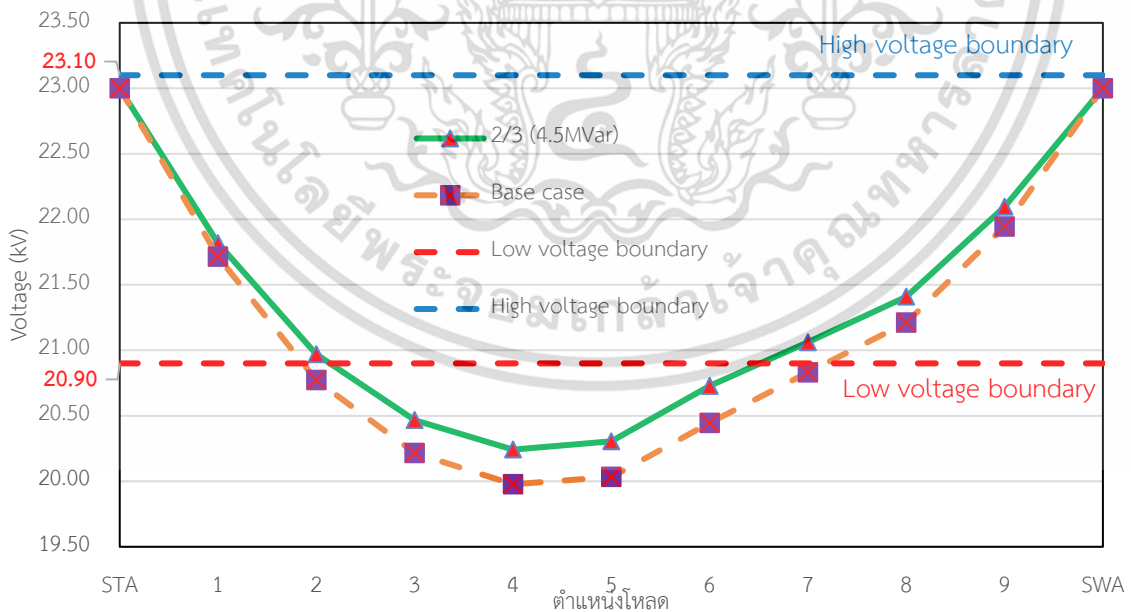
รูปที่ 4.5 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง

เมื่อพิจารณาผลการจำลองพบว่าพฤติกรรมของแรงดันไฟฟ้าในโหลดทั้งหมดมีค่าสูงขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 4.6 พฤติกรรมของกระแสอินรัชในช่วงของการสับตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบจำหน่าย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นนั้นมีค่าสูงกว่าเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน และเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ปลายสายส่ง ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าในโหลดที่ 2 และโหลดที่ 7 มีค่าผ่านเกณฑ์มาตรฐาน เนื่องจากตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเป็น 4.5 เมกะวาร์ อีกทั้งตำแหน่งติดตั้งทั้งสามตำแหน่งอยู่ใกล้เคียงกับโหลดที่มีปัญหาแรงดันตก อย่างไรก็ตาม ค่าแรงดันไฟฟ้าในโหลดที่ 3 ถึง โหลดที่ 6 ยังมีแรงดันต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานอยู่ เมื่อเปรียบเทียบกับพารามิเตอร์อื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.6 และ 4.7 จะพบว่าแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงมีลักษณะที่เหมือนกับเทคนิคที่ผ่านมา เพียงแต่มีระดับการเปลี่ยนแปลงที่สามารถสังเกตเห็นได้ชัดเจนมากขึ้น เนื่องจากขนาดกำลังไฟฟ้าเสมือนของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงมากกว่ากรณีที่ผ่านมา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) แสดงภาพกระแสอินรีซ์ในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง



(ข) แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลด

รูปที่ 4.6 แสดงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้ารวมในกรณีติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.6 แสดงผลต่างของค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง ขนาดรวม 4.5 เมกะวาร์

ตำแหน่งที่ ทำการวัดค่า	กระแสไฟฟ้า (kA)			แรงดันไฟฟ้า (kV)		
	No HV Cap	HV Cap	ΔI	No HV Cap	HV Cap	ΔV
สฟ.สุโขทัย	0.500967	0.494022	0.006945	23.000000	23.000000	0.000000
สายส่ง STA-Load1	0.500967	0.494022	0.006945	21.714480	21.817756	-0.103276
โหนดที่ 1	0.035294	0.035461	-0.000167	21.714480	21.817756	-0.103276
สายส่ง Load1-Load2	0.465764	0.457145	0.008619	20.771381	20.971119	-0.199738
โหนดที่ 2	0.184722	0.186479	-0.001757	20.771381	20.969627	-0.198246
HV capacitor No.3	0.281140	0.034284	0.246856	20.215553	20.098428	0.117125
โหนดที่ 3	0.097526	0.098737	-0.001211	20.215553	20.466805	-0.251252
สายส่ง Load3-Load4	0.183682	0.181788	0.001894	19.977208	20.201324	-0.224116
โหนดที่ 4	0.227084	0.230091	-0.003007	19.977208	20.241754	-0.264546
สายส่ง Load4-Load5	0.059326	0.048748	0.010578	20.033139	20.263096	-0.229957
โหนดที่ 5	0.112614	0.114142	-0.001528	20.033139	20.305084	-0.271945
HV capacitor No.2	0.000000	0.033844	-0.033844	0.000000	20.673353	-20.673353
โหนดที่ 6	0.037255	0.037768	-0.000513	20.445737	20.727441	-0.281704
สายส่ง Load6-Load7	0.192959	0.189953	0.003006	20.830806	21.042365	-0.211559
โหนดที่ 7	0.092729	0.094408	-0.001679	20.830806	21.061012	-0.230206
สายส่ง Load7-Load8	0.286246	0.283971	0.002275	21.210697	21.396699	-0.186002
โหนดที่ 8	0.118357	0.119462	-0.001105	21.210697	21.408897	-0.198200
HV capacitor No.1	0.000000	0.035908	-0.035908	21.210697	21.983546	-0.772849
โหนดที่ 9	0.007500	0.007551	-0.000051	21.943818	22.095429	-0.151611
สายส่ง Load9-SWA	0.411296	0.401198	0.010098	0.000000	22.095429	-22.095429
สฟ.สวรรคโลก	0.411296	0.401198	0.010098	23.000000	23.000000	0.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.7 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามระยะทาง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง ขนาดรวม 4.5 เมกะวาร์

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ	กำลังไฟฟ้า จริง	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ	กระแสไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า
	(km)	(MVA)	(MW)	(MVA _r)	(kA)	(kV)
สฟ.สุโขทัย	-	19.680532	18.535002	6.616423	0.494022	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.340068	1.268578	0.431847	0.035461	21.817756
โหลดที่ 2	10	6.772901	6.432787	2.119302	0.186479	20.969627
โหลดที่ 3	14.5	3.500219	3.325319	1.092607	0.098737	20.466805
โหลดที่ 4	17.5	8.067038	7.666881	2.509191	0.230091	20.241754
โหลดที่ 5	20	4.014383	3.810705	1.262456	0.114142	20.305084
โหลดที่ 6	26	1.355925	1.291133	0.414136	0.037768	20.727441
โหลดที่ 7	30.5	3.443884	3.269654	1.081525	0.094408	21.061012
โหลดที่ 8	33.5	4.429767	4.210187	1.377375	0.119462	21.408897
โหลดที่ 9	37.5	0.289013	0.276824	0.083049	0.007551	22.095429
สฟ.สวรรคโลก	43	15.982583	15.369374	4.384668	0.401198	23.000000

เมื่อนำผลการจำลองแรงดันไฟฟ้าจากเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงทั้ง 3 วิธี มาเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ดังแสดงในตารางที่ 4.8 พบว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงสามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าขึ้น โดยเทคนิคตามระยะทาง 2/3 ของความยาวสายส่งสามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นได้กว่าอีกสองเทคนิค เนื่องจากตำแหน่งที่ติดตั้งอยู่ใกล้โหลดวิกฤต และมีจำนวนติดตั้งมากที่สุด ดังนั้นจะเห็นได้ว่าระยะห่างจากโหลดวิกฤตและขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงจึงมีส่วนสำคัญที่ช่วยปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า

ตารางที่ 4.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

ตำแหน่ง	กฟภ.	Without HV	ปลายสายส่ง (1.5 MVar)	1/2kVar (3 MVar)	2/3 (4.5 MVar)
พารามิเตอร์	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)				
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหลดที่ 1	20.900000	21.714480	21.714960	21.751186	21.817756
โหลดที่ 2	20.900000	20.772055	20.774450	20.844184	20.969627
โหลดที่ 3	20.900000	20.215553	20.219600	20.329070	20.466805
โหลดที่ 4	20.900000	19.977208	19.981375	20.111837	20.241754
โหลดที่ 5	20.900000	20.033139	20.034629	20.183333	20.305084
โหลดที่ 6	20.900000	20.445737	20.446188	20.571342	20.727441
โหลดที่ 7	20.900000	20.830806	20.838178	20.929514	21.061012
โหลดที่ 8	20.900000	21.210697	21.218349	21.276110	21.408897
โหลดที่ 9	20.900000	21.943818	21.944277	21.980622	22.095429
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

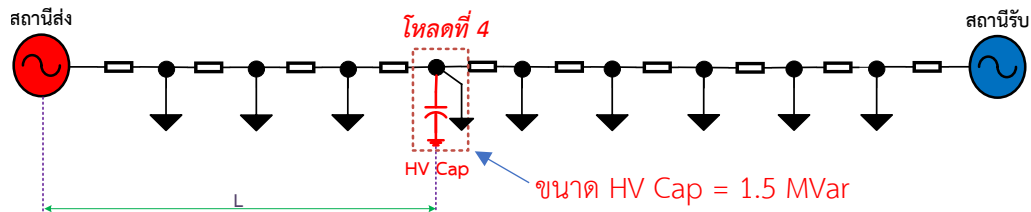
จากการจำลองในกรณีพิจารณาตลอดความยาวสายส่ง การติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงสามารถทำให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ยังไม่เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐาน เนื่องจากตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงอยู่ห่างจากจุดที่มีปัญหาแรงดันตกบริเวณตำแหน่งโหลดวิกฤต ดังนั้นในหัวข้อถัดไปจะพิจารณาการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงโดยเทคนิคที่น่าเสนอมาก่อนหน้านี้ โดยใช้ระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้าส่งไปยังตำแหน่งโหลดวิกฤต

4.2 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต

4.2.1 เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลดวิกฤต

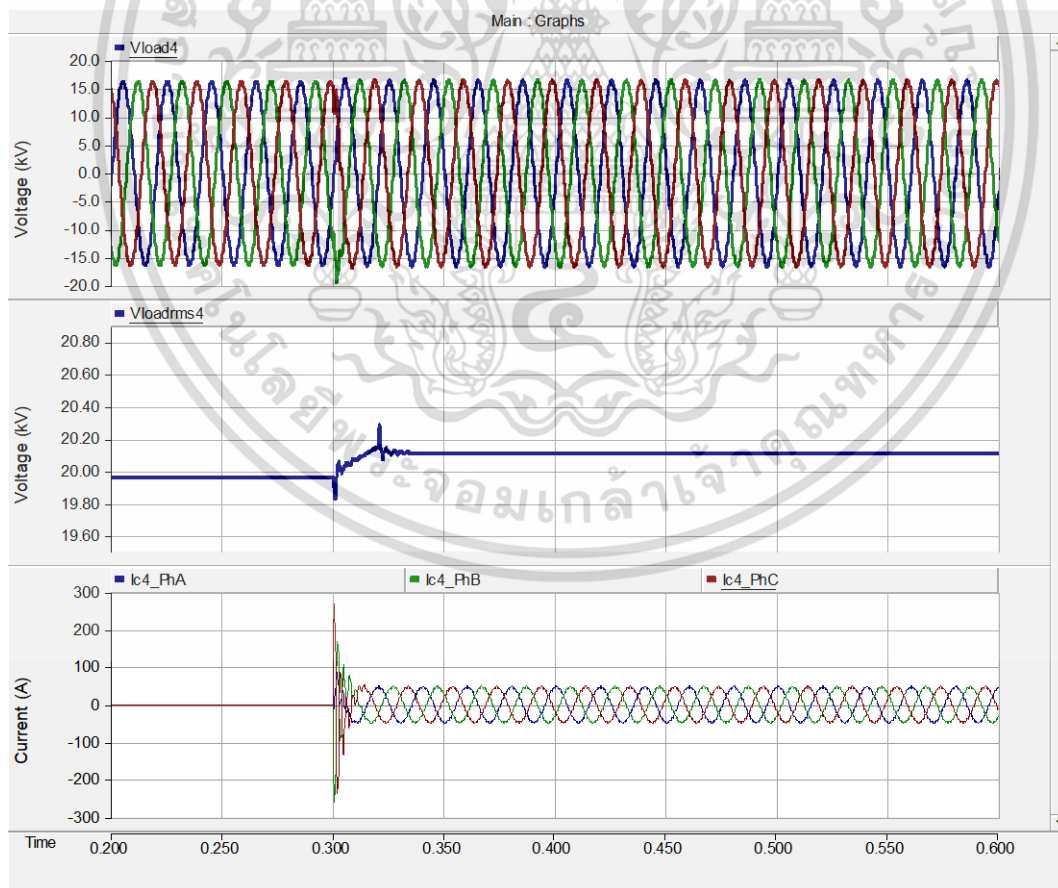
จากเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตลอดแนวสายส่งที่ผ่านมา จะเห็นได้ว่าขนาดและตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงมีผลต่อค่าแรงดันไฟฟ้าที่โหลด โดยเฉพาะอย่างยิ่งระยะทางจะส่งผลต่อค่าแรงดันไฟฟ้าของโหลดอย่างเห็นได้ชัด ด้วยเหตุนี้เองในหัวข้อนี้จึงมีการพิจารณาค่าตำแหน่งที่ติดตั้งจากระยะตลอดความยาวสายส่งมาเป็นตำแหน่งติดตั้งที่หน้าโหลดวิกฤต ซึ่งจากข้อมูลจากตารางที่ 3.5 จะเห็นได้ว่า โหลดที่ 4 เป็นโหลดวิกฤต ดังนั้นระยะทางจากสถานีส่งไปยังโหลดวิกฤตเท่ากับ 17.5 กิโลเมตร ดังแสดงตำแหน่งติดตั้งในรูปที่ 4.7

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



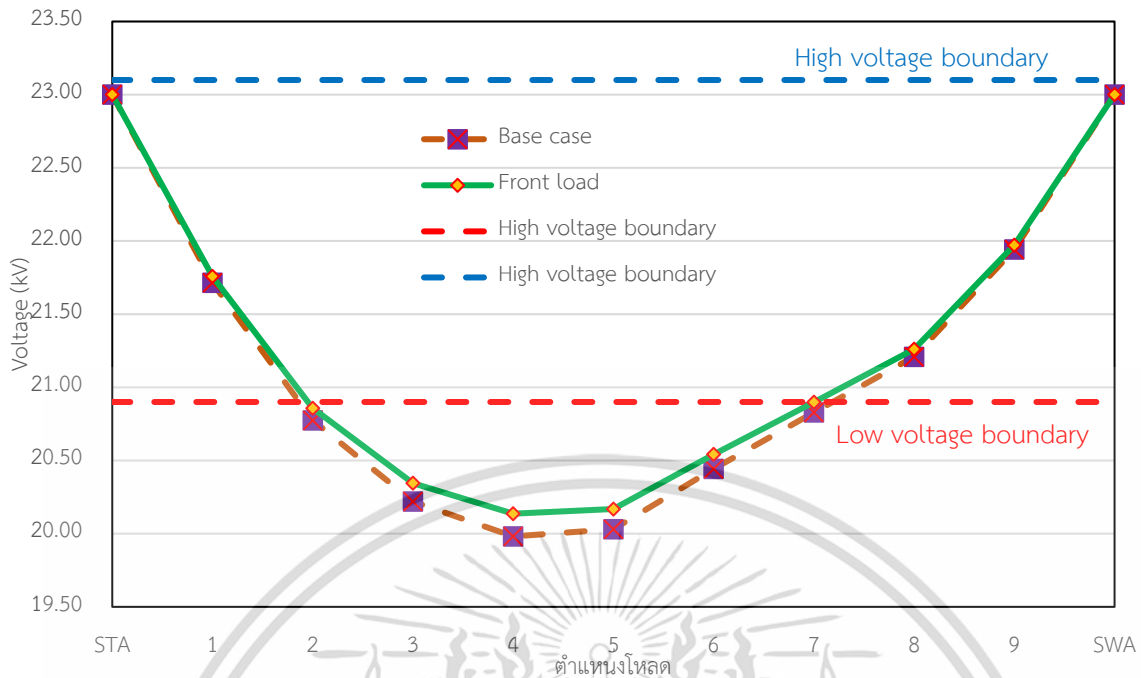
รูปที่ 4.7 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลดวิกฤต

เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ที่ตำแหน่งหน้าโหลดวิกฤต จากนั้นจึงได้ทำการสวิตช์ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4.8 เมื่อทำการสับสวิตช์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เวลา 0.3 วินาที ทำให้เกิดกระแสอินรัชขึ้นที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่หน้าโหลดวิกฤตมีค่าเพิ่มขึ้นจาก 19.976321 กิโลโวลต์ และไปอยู่ในสภาวะคงตัว (Steady State) ที่เวลา 0.32 วินาที มีค่าแรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 20.136566 กิโลโวลต์ เมื่อพิจารณาจากพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าอื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.9 นอกจากนี้ยังทำให้แรงดันไฟฟ้าที่โหลดอื่นๆ มีค่าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นแล้วก็ยังไม่เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐาน



(ก) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตช์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลด

รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลดวิกฤต

เมื่อพิจารณาผลของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ ที่ตำแหน่งหน้าโหลดที่ 4 ดังแสดงในตารางที่ 4.9 และรูปที่ 4.8 พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลดมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐานและกรณีติดตั้งที่ปลายส่ง เนื่องจากตำแหน่งที่ติดตั้งนี้อยู่ตำแหน่งที่มีปัญหาแรงดันตกมากกว่า อย่างไรก็ตามค่าแรงดันไฟฟ้าของโหลดบางตำแหน่งยังต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐาน เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าในโหลดดังกล่าวมีค่าสูงขึ้นและให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐาน จึงมีการเพิ่มจำนวนตำแหน่งและขนาดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเพิ่มขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.9 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหนดวิกฤต ขนาด 1.5 เมกะวาร์

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสูโซทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สฟ.สูโซทัย	-	19.83735	18.3747	7.476021	0.497968	23.000000
โหนดที่ 1	5.5	1.332758	1.261659	0.429489	0.035365	21.758026
โหนดที่ 2	10	6.700612	6.364145	2.09663	0.185481	20.857436
โหนดที่ 3	14.5	3.458671	3.285853	1.079619	0.098150	20.345086
โหนดที่ 4	17.5	7.853872	7.465185	2.440146	0.228895	20.136566
โหนดที่ 5	20	3.960521	3.759582	1.245499	0.113375	20.168599
โหนดที่ 6	26	1.331747	1.268112	0.406747	0.037430	20.541871
โหนดที่ 7	30.5	3.390889	3.219354	1.064843	0.093679	20.898403
โหนดที่ 8	33.5	4.368513	4.15197	1.358325	0.118634	21.260374
โหนดที่ 9	37.5	0.285783	0.273731	0.082118	0.007509	21.971666
สฟ.สวรรคโลก	43	16.36729	15.18317	6.112242	0.410856	23.000000

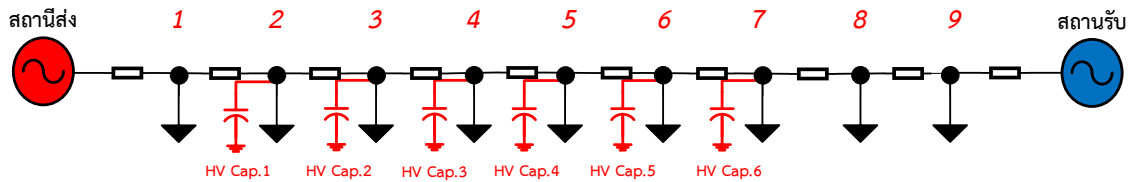
จากกรณีติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ ที่ตำแหน่งหน้าโหนดดังแสดงในรูปที่ 4.9 ค่าแรงดันไฟฟ้าในโหนดที่ 2 จนถึงโหนดที่ 7 โหนด พบว่าไม่เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานในการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตามเทคนิคนี้ จะทำการกระจายตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงให้ติดตั้งเพิ่มตำแหน่งหน้าโหนดที่ 2, 3, 4, 5, 6, และโหนดที่ 7 ที่ระยะทาง 10, 14.5, 17.5, 20, 26, และ 30.5 กิโลเมตรจากสถานีส่ง ตามลำดับ ด้วยขนาดเริ่มต้นที่ 1.5 เมกะวาร์ ดังแสดงในรูปที่ 4.9 ในการจำลองด้วยการติดตั้งที่หน้าโหนดทั้ง 6 โหนด สามารถแบ่งออกเป็น 3 กรณีศึกษา ดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 6 ตำแหน่งขนาด 6 x 1.5 เมกะวาร์

กรณีศึกษาที่ 2 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 6 ตำแหน่งขนาด 7 x 1.5 เมกะวาร์

กรณีศึกษาที่ 3 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 6 ตำแหน่งขนาด 8 x 1.5 เมกะวาร์

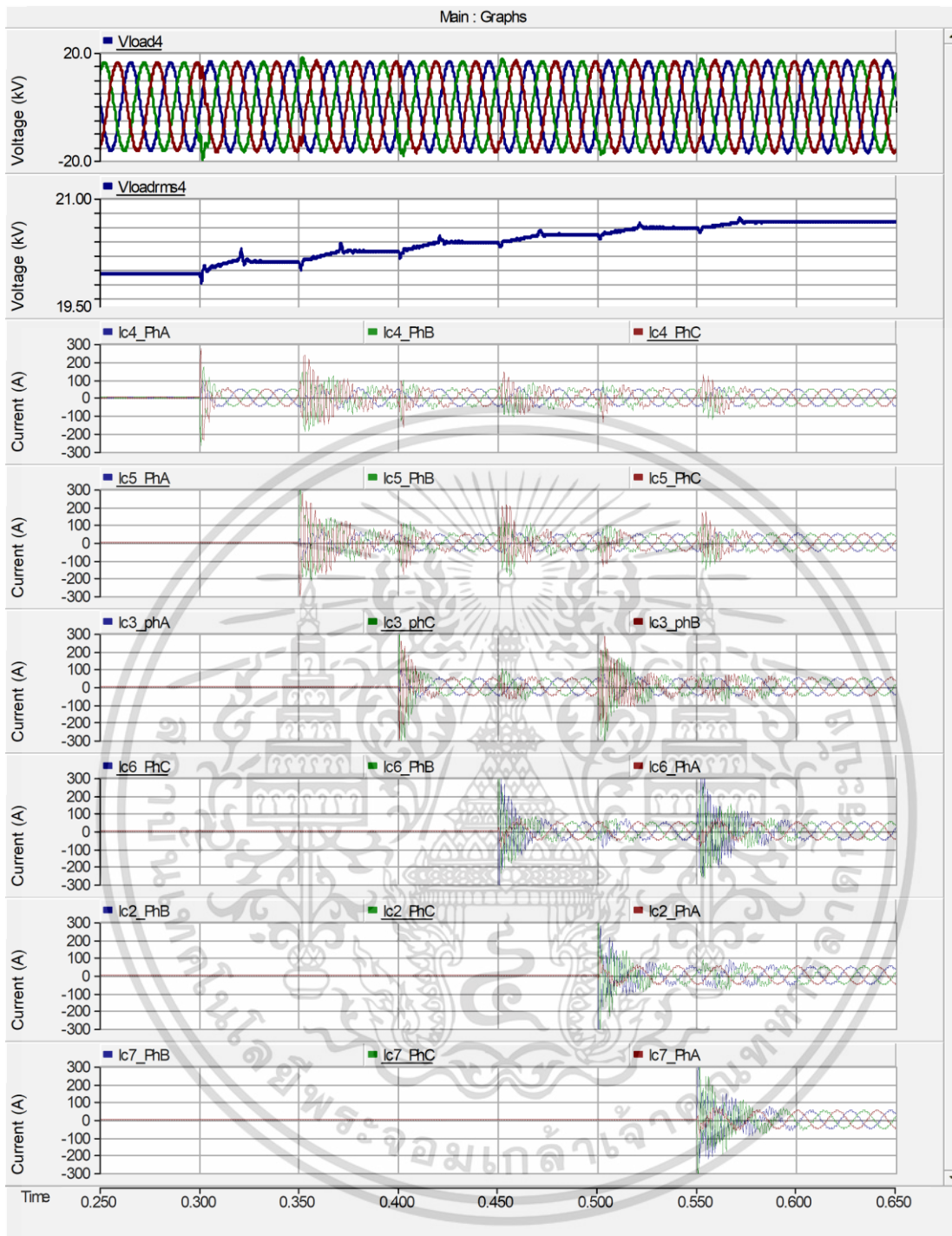
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.9 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด

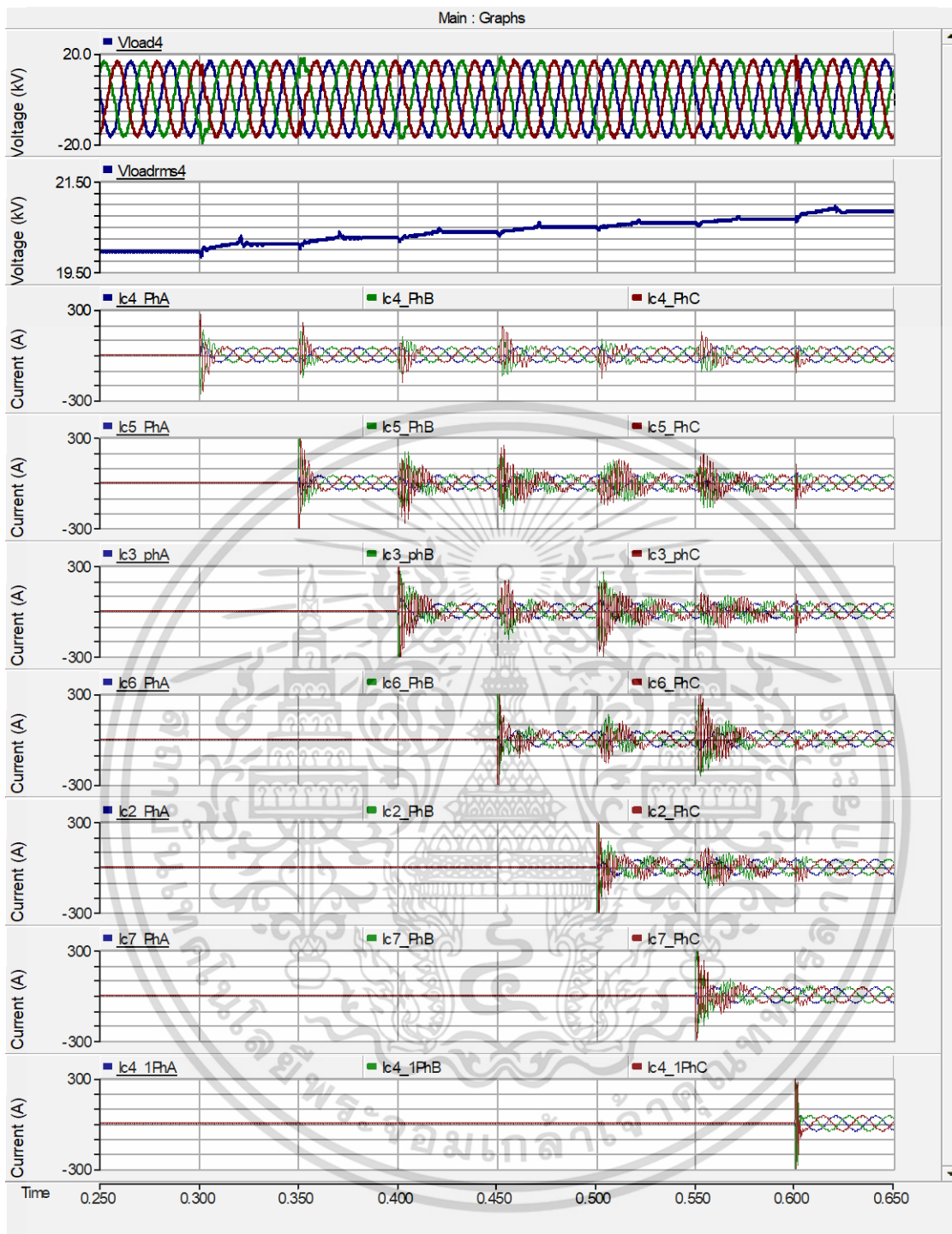
เมื่อพิจารณาผลการจำลองตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด ดังแสดงในตาราง 4.10-4.12 และรูปที่ 4.10(ก) ตามลำดับ ในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อทำการสับสวิตช์ขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงรวม 9 เมกะวาร์ ทำให้มีกระแสอินรัชที่เกิดขึ้นในแต่ละขั้นตอนนั้น พบว่าให้ค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลดมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน โดยมีโหลดที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าผ่านเกณฑ์มาตรฐานเพิ่มขึ้นรวม 6 โหลด ในขณะที่เดียวกันค่าแรงดันไฟฟ้าโหลดที่ 3 โหลดที่ 4 และโหลดที่ 5 ยังต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า จากนั้นจึงเพิ่มขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงในกรณีศึกษาที่ 2 รวม 10.5 เมกะวาร์ ดังแสดงในรูปที่ 4.10(ข) พบว่ากระแสอินรัชในช่วงของการสับสวิตช์นั้นมีค่าลดลงกว่าตำแหน่งก่อนหน้า ในขณะที่เดียวกันพบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกโหลดทำให้โหลดที่ 3 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 อย่างไรก็ตามค่าแรงดันไฟฟ้าโหลดที่ 4 และโหลดที่ 5 ยังไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า ในกรณีศึกษาที่ 3 เพิ่มขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงรวม 12 เมกะวาร์ ผลของกระแสอินรัชที่เกิดขึ้นมีพฤติกรรมที่มีค่าสูงกว่ากรณีก่อนหน้าดังแสดงในรูปที่ 4.10(ค) อย่างไรก็ตามค่าแรงดันไฟฟ้าในโหลดที่พบปัญหาอยู่ในกรณีก่อนหน้า สามารถปรับปรุงแรงตกได้และทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าโดยรวมทั้งหมดเป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของ กพท.กำหนด นอกจากนี้การเปรียบเทียบพฤติกรรมของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในแต่ละกรณีศึกษา ดังแสดงในตารางที่ 4.13 และรูปที่ 4.11

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



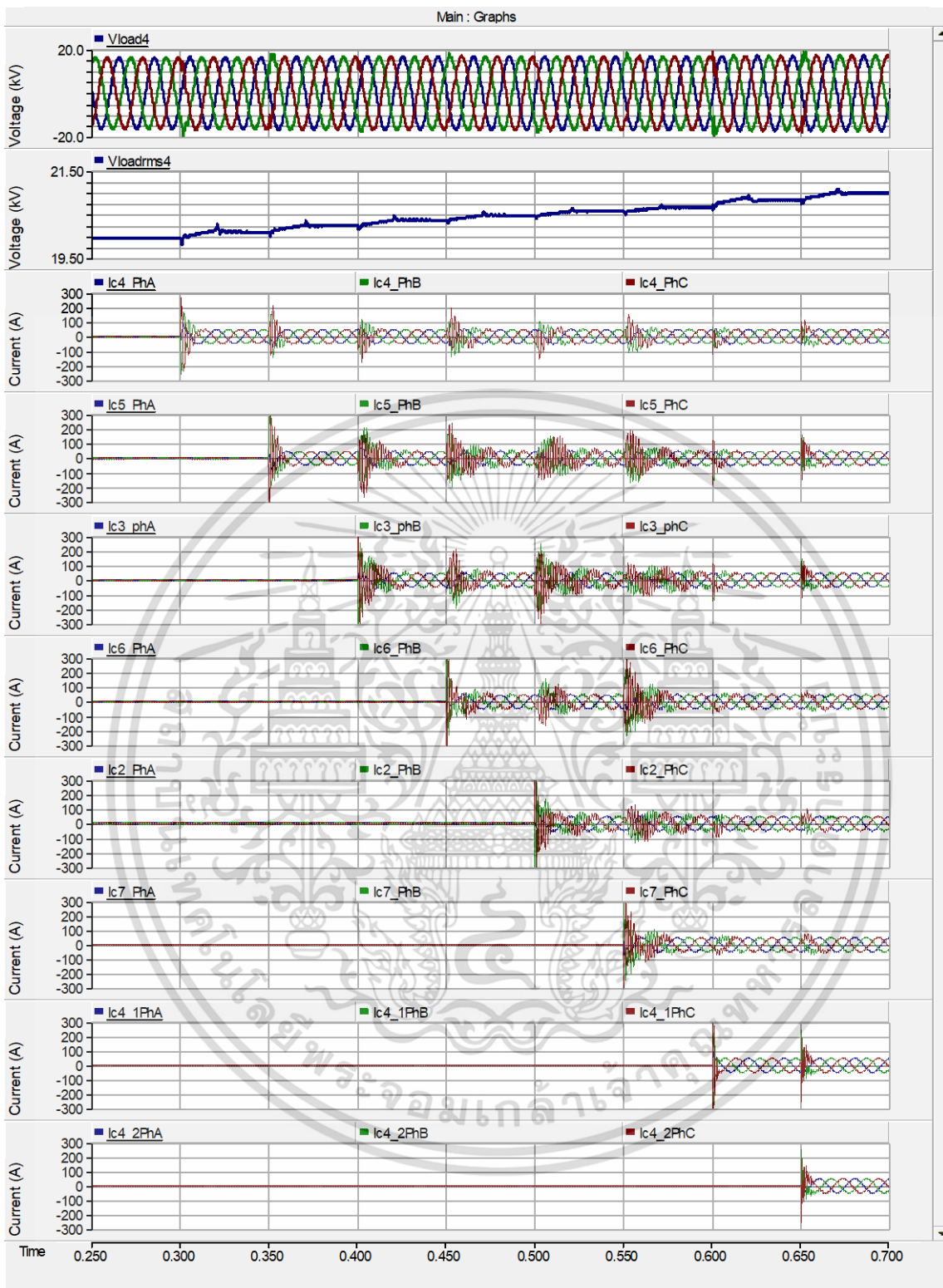
(ก) แสดงภาพกระแสอินรีชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 6×1.5 เมกะวาร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 7×1.5 เมกะวาร์

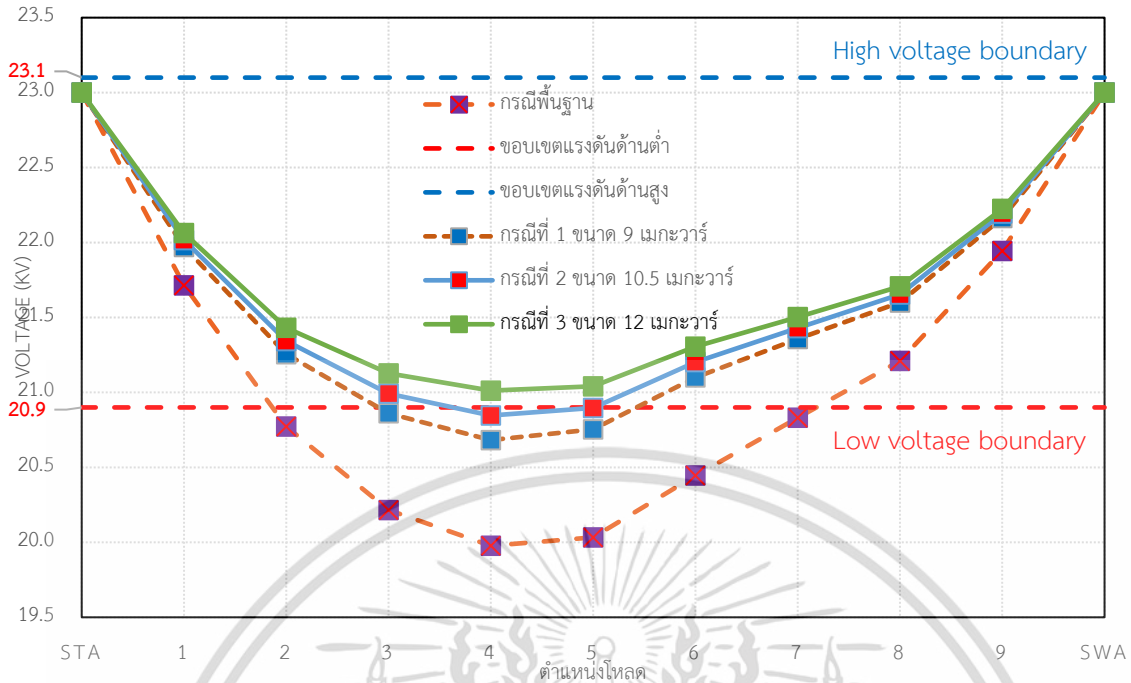
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ค) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 8×1.5 เมกะวาร์

รูปที่ 4.10 แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.11 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมตามเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด

ตารางที่ 4.10 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคของหน้าโหลด (6x1.5 เมกะวัตต์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
			จริง (MW)	รีแอกทีฟ (MVar)		
สพ.สุโขทัย	-	19.636776	19.156140	4.318015	0.492925	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.358899	1.286412	0.437894	0.035710	21.970628
โหลดที่ 2	10	6.958311	6.608670	2.177975	0.189020	21.255429
โหลดที่ 3	14.5	3.636246	3.454731	1.134512	0.100638	20.860728
โหลดที่ 4	17.5	8.421930	8.003993	2.620116	0.235097	20.682138
โหลดที่ 5	20	4.193648	3.981052	1.318296	0.116665	20.753769
โหลดที่ 6	26	1.404906	1.337759	0.429141	0.038448	21.100223
โหลดที่ 7	30.5	3.540755	3.361728	1.111634	0.095735	21.356762
โหลดที่ 8	33.5	4.509224	4.285700	1.402096	0.120531	21.600280
โหลดที่ 9	37.5	0.290803	0.278539	0.083561	0.007575	22.163874
สพ.สวรรคโลก	43	16.123260	15.784769	3.286423	0.404713	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.11 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหนด (7x1.5 เมกะวาร์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สพ.สุโขทัย	-	19.703513	19.369046	3.615036	0.494600	23.000000
โหนดที่ 1	5.5	1.364608	1.291809	0.439754	0.035785	22.016621
โหนดที่ 2	10	7.016171	6.663844	2.195413	0.189799	21.342853
โหนดที่ 3	14.5	3.682594	3.498581	1.149535	0.101277	20.992219
โหนดที่ 4	17.5	8.555991	8.131582	2.661271	0.236962	20.846163
โหนดที่ 5	20	4.251655	4.035940	1.337072	0.117468	20.896538
โหนดที่ 6	26	1.418784	1.350988	0.433334	0.038634	21.202441
โหนดที่ 7	30.5	3.565112	3.384829	1.119355	0.096060	21.429307
โหนดที่ 8	33.5	4.531769	4.307090	1.409223	0.120829	21.653738
โหนดที่ 9	37.5	0.291597	0.279298	0.083793	0.007586	22.193857
สพ.สวรรคโลก	43	16.182250	15.935443	2.815487	0.406212	23.000000

ตารางที่ 4.12 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหนด ขนาด (8x1.5 เมกะวาร์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สพ.สุโขทัย	-	19.806785	19.592594	2.904993	0.497193	23.000000
โหนดที่ 1	5.5	1.370348	1.297232	0.441636	0.035861	22.062975
โหนดที่ 2	10	7.073900	6.718882	2.212845	0.190584	21.431136
โหนดที่ 3	14.5	3.729778	3.543282	1.164646	0.101924	21.127213
โหนดที่ 4	17.5	8.693248	8.262052	2.703896	0.238848	21.012185
โหนดที่ 5	20	4.612968	4.409193	1.355909	0.118279	21.040968
โหนดที่ 6	26	1.432721	1.364303	0.437455	0.038822	21.305719
โหนดที่ 7	30.5	3.589310	3.407756	1.127095	0.096388	21.502521
โหนดที่ 8	33.5	4.554464	4.328550	1.416614	0.121130	21.707638
โหนดที่ 9	37.5	0.292389	0.280058	0.084018	0.007596	22.224043
สพ.สวรรคโลก	43	16.263173	16.093488	2.343167	0.408244	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.13 แสดงการเปรียบเทียบจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลด

รายละเอียด	ตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุ (กม.)	กรณีพื้นฐาน	กรณีศึกษา 1	กรณีศึกษา 2	กรณีศึกษา 3
			9 เมกะวาร์	10.5 เมกะวาร์	12 เมกะวาร์
ขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงทั้งหมด (เมกะวาร์)					
ตำแหน่งที่ติดตั้ง, ขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้า, และ (จำนวนชุด)	10.0	--	1.5	1.5	1.5
	14.5	--	1.5	1.5	1.5
	17.5	--	1.5	1.5x2	1.5x3
	20.0	--	1.5	1.5	1.5
	26.0	--	1.5	1.5	1.5
	30.5	--	1.5	1.5	1.5
ตำแหน่งติดตั้งทั้งหมด(ชุด)	--	--	6	7	8
ขนาดรวมทั้งหมด (MVar)	--	--	9	10.5	12
แรงดันไฟฟ้าที่ต่ำสุด	--	19.976141	20.682138	20.846163	21.001285
% แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น	--	--	3.50%	4.40%	5.16%

4.2.2 เทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคกิ้งำลังไฟฟ้าเสมือน

เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตามขนาดกึ่งพิคกิ้งำลังไฟฟ้าเสมือน สามารถแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 4 กรณีดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4 ตำแหน่งขนาด 4 x 1.5 เมกะวาร์

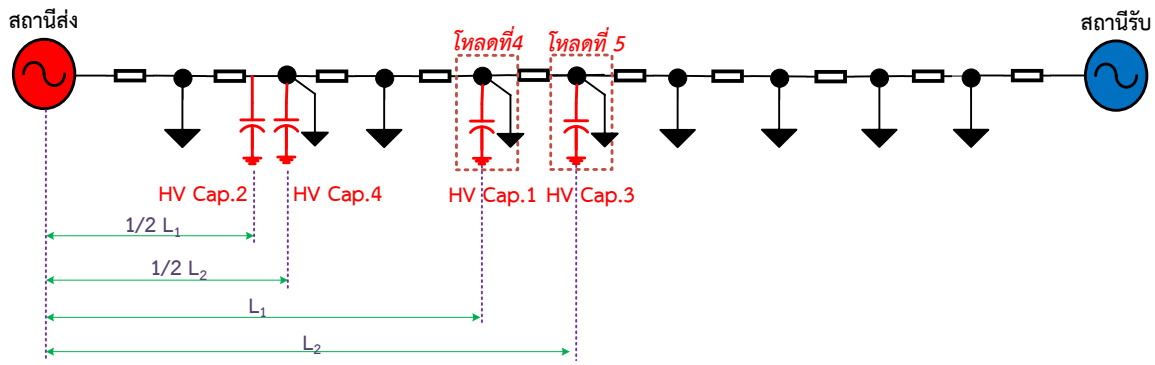
กรณีศึกษาที่ 2 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4 ตำแหน่งขนาด 6 x 1.5 เมกะวาร์(โหลดที่ 4)

กรณีศึกษาที่ 3 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4 ตำแหน่งขนาด 6 x 1.5 เมกะวาร์(โหลดที่ 5)

กรณีศึกษาที่ 4 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4 ตำแหน่ง ขนาด 8 x 1.5 เมกะวาร์

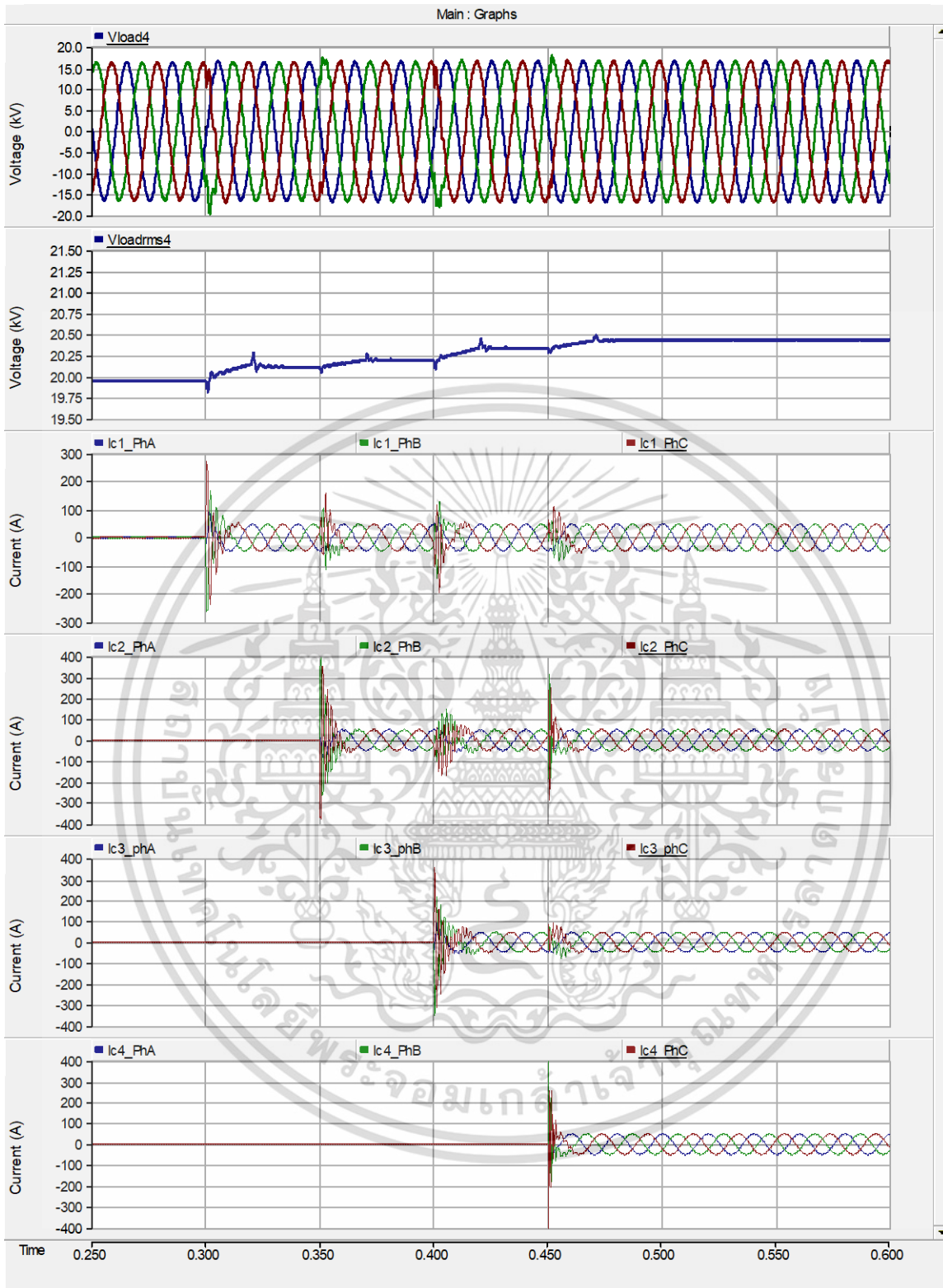
ซึ่งมีการกำหนดตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงทั้งหมด 4 ตำแหน่ง โดยมีระยะทาง 8.75, 10, 17.5, และ 20 กิโลเมตรจากสถานีส่ง เป็นระยะทางระหว่างจากสถานีส่งไปตำแหน่งโหลดที่ 4 และตำแหน่งโหลดที่ 5 ดังแสดงการติดตั้งตามในรูปที่ 4.12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



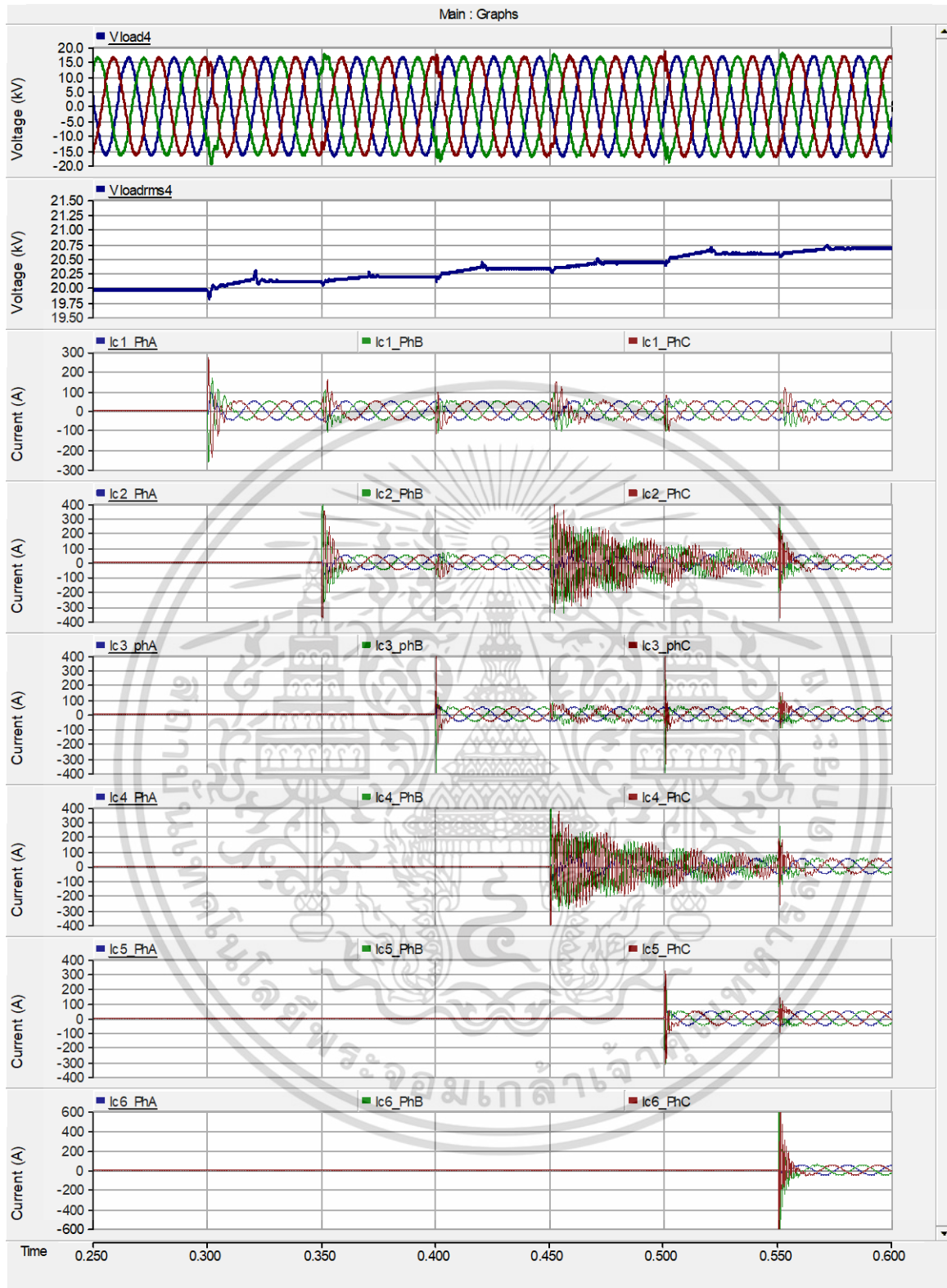
รูปที่ 4.12 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามขนาดกึ่งพิคตกำลังไฟฟ้าเสมือน ($1/2kVar$)

เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาดรวม 6 เมกะวาร ในกรณีศึกษาที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 4.14 และรูปที่ 4.13 (ก) จะเห็นได้ว่าค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหนดมีค่าเพิ่มขึ้นจากกรณีพื้นฐาน จากการสวิตช์ตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าสู่ระบบและพฤติกรรมของกระแสอินรัชที่เกิดขึ้นในแต่ละการเชื่อมต่อตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย ในขณะที่โหนดที่ 3 ถึงโหนดที่ 6 ยังมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐาน เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าในโหนดที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน ในการจำลองกรณีศึกษาที่ 2 และกรณีศึกษาที่ 3 ดังแสดงในรูปที่ 4.13(ข)และ4.13(ค) ตามลำดับ ด้วยการเพิ่มขนาดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 9 เมกะวาร ซึ่งจะเพิ่มในโหนดที่ 4 และโหนดที่ 5 ดังแสดงผลการจำลองในตารางที่ 4.15 และ 4.16 ตามลำดับ จากผลลัพธ์ที่ได้จะเห็นว่าค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหนดมีค่าเพิ่มขึ้นจากกรณีที่ 1 ส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าผ่านเกณฑ์มาตรฐานเพิ่มขึ้นอีก 1 ตำแหน่ง โดยทั้งสองกรณีนี้จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นของค่าแรงดันไฟฟ้าไปในทิศทางเดียวกัน อย่างไรก็ตามค่าแรงดันไฟฟ้าโดยรวมยังไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน ด้วยเหตุนี้จึงมีการเพิ่มขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 12 เมกะวาร ในกรณีศึกษาที่ 4 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหนดเพิ่มขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 4.13(ง) โดยเฉพาะอย่างยิ่งโหนดที่มีปัญหาแรงดันตกจากกรณีก่อนหน้า ผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.กำหนด ดังแสดงในตารางที่ 4.17 นอกจากนี้การเปรียบเทียบในแต่ละกรณีศึกษา ดังแสดงในตารางที่ 4.18 และรูปที่ 4.14



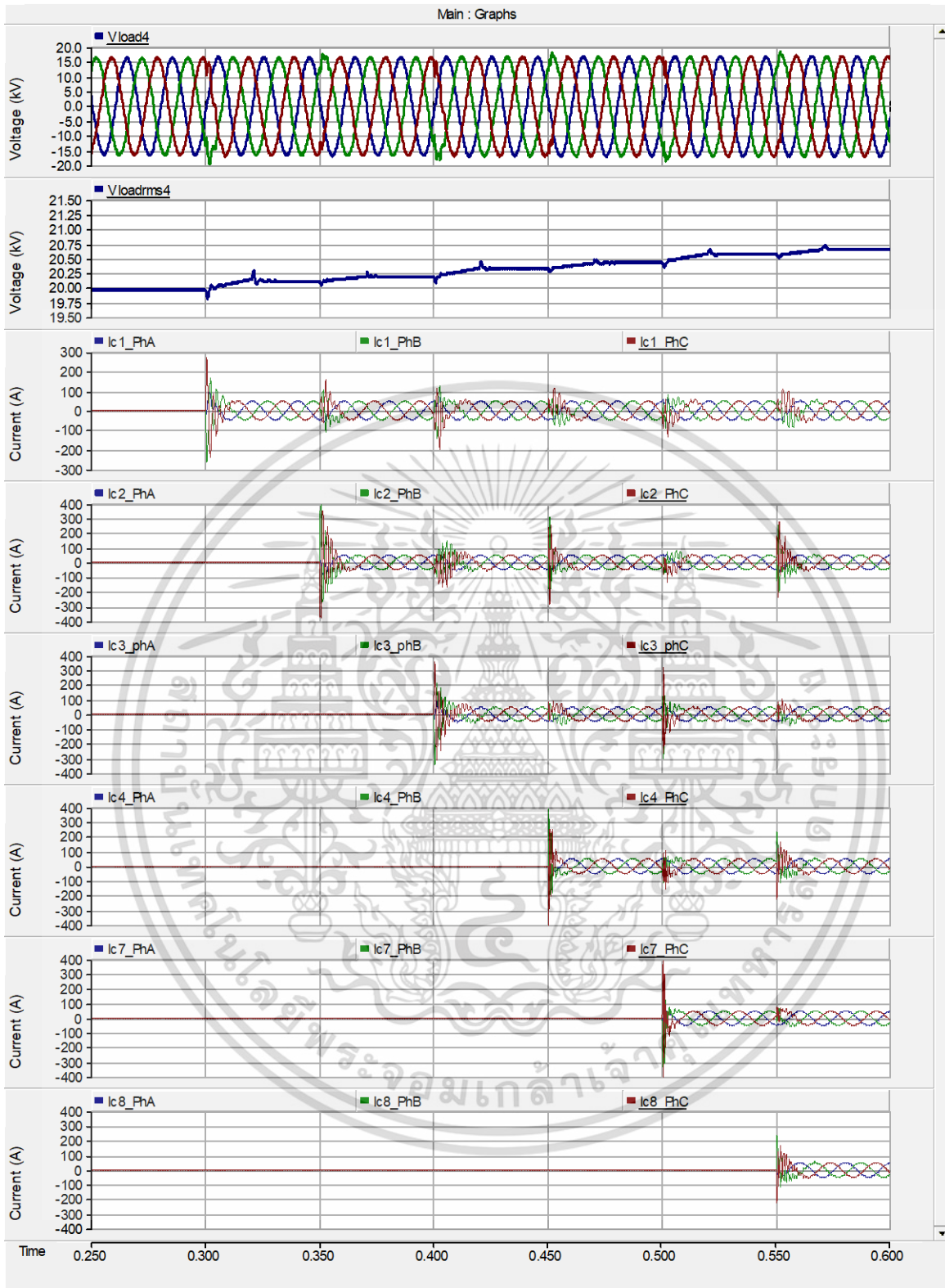
(ก) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตช์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง พิกัด 4×1.5 เมกะวาร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



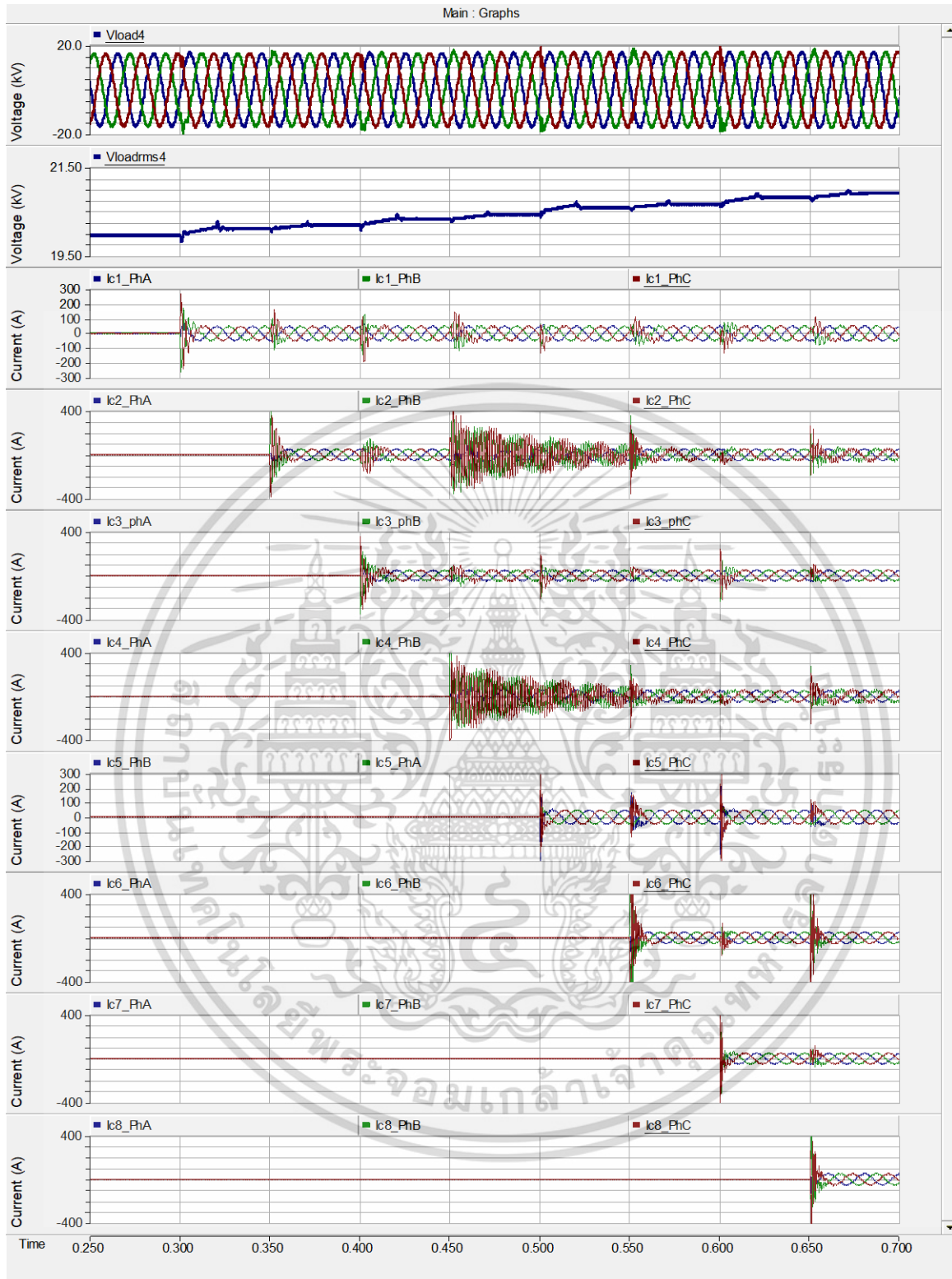
(ข) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิทซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 6×1.5 เมกะวาร์ (โหลดที่ 4)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ค) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิทซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 6×1.5 เมกะวาร์ (โหลดที่ 5)

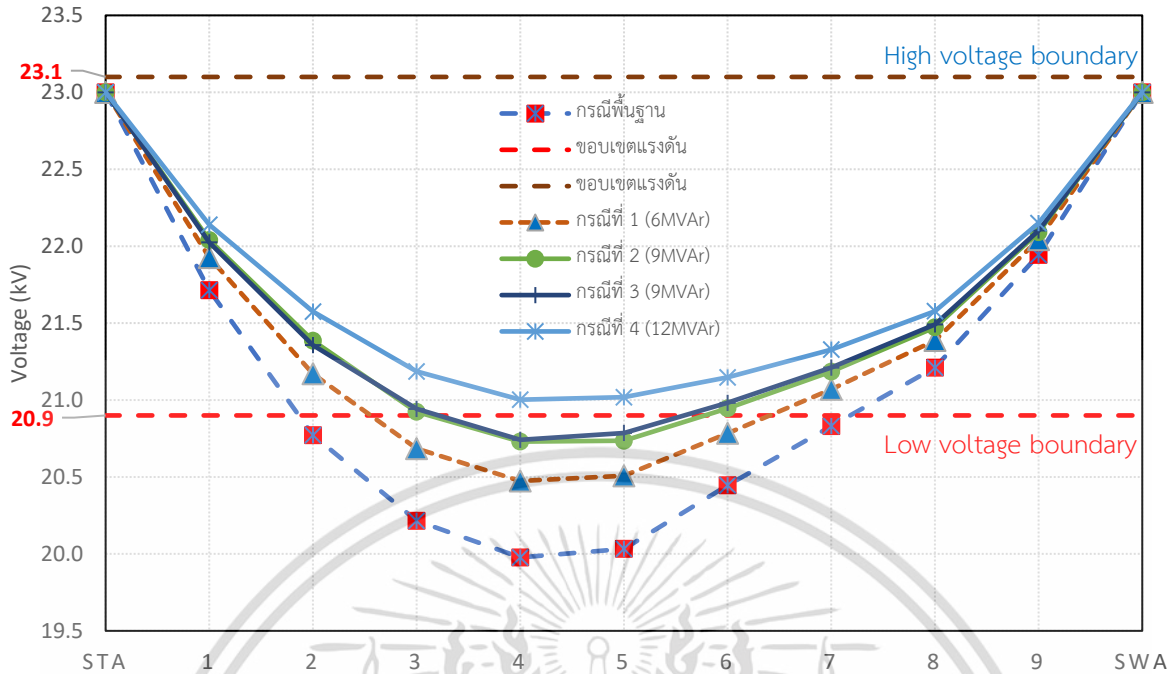
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ง) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 8×1.5 เมกะวาร์

รูปที่ 4.13 แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน ($1/2\text{kVar}$)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.14 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมตามเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)

ตารางที่ 4.14 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาด 6 เมกะวาร์

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
		ปรากฏ (MVA)	จริง (MW)	รีแอกทีฟ (MVar)		
สพ.สุโขทัย	-	19.504131	18.841000	5.042604	0.489595	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.353454	1.281250	0.436160	0.035639	21.926467
โหลดที่ 2	10	6.903534	6.556863	2.160169	0.188268	21.170851
โหลดที่ 3	14.5	3.575131	3.396487	1.115992	0.099789	20.684649
โหลดที่ 4	17.5	8.253336	7.843938	2.567137	0.232733	20.474146
โหลดที่ 5	20	4.095000	3.887232	1.287808	0.115283	20.507952
โหลดที่ 6	26	1.363327	1.298181	0.416397	0.037871	20.783939
โหลดที่ 7	30.5	3.881913	3.727949	1.082424	0.094450	21.070161
โหลดที่ 8	33.5	4.420831	4.201694	1.374595	0.119342	21.387294
โหลดที่ 9	37.5	0.287647	0.275516	0.082653	0.007534	22.043142
สพ.สวรรคโลก	43	16.308610	15.522079	5.003581	0.409383	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.15 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาด 9 เมกะวาร์ (โหลดที่ 4)

จุดที่ทำการวัดค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจากสถานีสูโซทัย (km)	กำลังไฟฟ้าปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สพ.สูโซทัย	-	19.511418	19.258807	3.129501	0.489741	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.371924	1.298931	0.441536	0.035905	22.060630
โหลดที่ 2	10	7.031655	6.678539	2.200293	0.190004	21.366282
โหลดที่ 3	14.5	3.639703	3.457833	1.136146	0.100686	20.870649
โหลดที่ 4	17.5	8.422284	8.004515	2.619658	0.235104	20.729975
โหลดที่ 5	20	4.168957	3.957441	1.311053	0.116320	20.742431
โหลดที่ 6	26	1.380031	1.314087	0.421497	0.038102	20.910867
โหลดที่ 7	30.5	3.478044	3.302095	1.092228	0.094875	21.165141
โหลดที่ 8	33.5	4.453258	4.232505	1.384706	0.119778	21.465414
โหลดที่ 9	37.5	0.288832	0.276651	0.082995	0.007549	22.088371
สพ.สวรรคโลก	43	16.229734	15.626782	4.382688	0.407401	23.000000

ตารางที่ 4.16 แสดงค่าพารามิเตอร์จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 9 เมกะวาร์ (โหลดที่ 5)

จุดที่ทำการวัดค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจากสถานีสูโซทัย (km)	กำลังไฟฟ้าปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สพ.สูโซทัย	-	19.408852	19.133112	3.259996	0.487197	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.368993	1.295947	0.441205	0.035842	22.052198
โหลดที่ 2	10	7.023084	6.670345	2.197772	0.189885	21.352782
โหลดที่ 3	14.5	3.635887	3.454215	1.134934	0.100632	20.859615
โหลดที่ 4	17.5	8.412236	7.994968	2.616525	0.234965	20.741619
โหลดที่ 5	20	4.180818	3.968672	1.314871	0.116487	20.792229
โหลดที่ 6	26	1.383514	1.317398	0.422580	0.038150	20.936985
โหลดที่ 7	30.5	3.482950	3.306751	1.093774	0.094942	21.180039
โหลดที่ 8	33.5	4.454983	4.234134	1.385272	0.119801	21.469641
โหลดที่ 9	37.5	0.288882	0.276698	0.083011	0.007550	22.090406
สพ.สวรรคโลก	43	16.328633	15.747180	4.318633	0.409884	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.17 แสดงค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการจำลองด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ขนาดรวม 12 เมกะวาร์

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVar)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สพ.สุโขทัย	-	18.748791	18.655191	1.871098	0.495620	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.379935	1.306315	0.444705	0.035985	22.139729
โหลดที่ 2	10	7.169096	6.809164	2.243040	0.191862	21.574891
โหลดที่ 3	14.5	3.750436	3.563045	1.170676	0.102207	21.185906
โหลดที่ 4	17.5	8.685028	8.254172	2.701546	0.238737	21.002402
โหลดที่ 5	20	4.293173	4.083323	1.325823	0.118152	21.018300
โหลดที่ 6	26	1.411373	1.343938	0.431050	0.038534	21.147333
โหลดที่ 7	30.5	3.531570	3.352925	1.108999	0.095604	21.327648
โหลดที่ 8	33.5	4.471223	4.246685	1.399108	0.120403	21.577386
โหลดที่ 9	37.5	0.290441	0.278193	0.083456	0.007571	22.149986
สพ.สวรรคโลก	43	16.349477	16.022125	3.255288	0.416916	23.000000

ตารางที่ 4.18 แสดงการเปรียบเทียบจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar)

รายละเอียด	ตำแหน่งที่ ติดตั้งตัวเก็บ ประจุ (km.)	กรณี พื้นฐาน	กรณีที่ 1 (6 MVar)	กรณีที่ 2 (9 MVar)	กรณีที่ 3 (9 MVar)	กรณีที่ 4 (12 MVar)
		ขนาดตัวเก็บตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ใช้งานทั้งหมด (MVar)				
ตำแหน่งที่ติดตั้ง,	8.75	--	1.5	1.5x2	1.5	1.5x2
ขนาดตัวเก็บประจุ	10.0	--	1.5	1.5	1.5x2	1.5x2
ไฟฟ้า, (จำนวนชุด)	17.5	--	1.5	1.5x2	1.5	1.5x2
	20.0	--	1.5	1.5	1.5x2	1.5x2
ตำแหน่งติดตั้งรวม	--	--	4	4	4	4
ขนาดติดตั้งรวม	--	--	6	9	9	12
แรงดันไฟฟ้าที่ต่ำสุด	--	19.976141	20.474146	20.729975	20.741619	21.002402
% ที่เพิ่มขึ้น	--	--	2.49%	3.77%	3.83%	5.14%

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.3 เทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤติ

ในหัวข้อนี้เทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤติ ได้นำเสนอ โดยตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงแบ่งออกเป็นหลายตำแหน่งจากสมการ

$\frac{2}{2n+1} \times 14 \text{ MVar}$ เมื่อกำหนดให้ 14 MVar เป็นค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบไฟฟ้า ดังนี้

- กรณีศึกษาที่ 1 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 1 ตำแหน่ง จะได้ $\frac{2}{2(1)+1} \times 14 \text{ MVar} = 9.33$ เมกะวาร์ หรือเทียบเท่า ขนาด 6×1.5 เมกะวาร์
- กรณีศึกษาที่ 2 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 2 ตำแหน่ง จะได้ $\frac{2}{2(2)+1} \times 14 \text{ MVar} = 5.6$ เมกะวาร์ หรือเทียบเท่า ขนาด 8×1.5 เมกะวาร์
- กรณีศึกษาที่ 3 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 3 ตำแหน่ง จะได้ $\frac{2}{2(3)+1} \times 14 \text{ MVar} = 4.0$ เมกะวาร์ หรือเทียบเท่า ขนาด 9×1.5 เมกะวาร์
- กรณีศึกษาที่ 4 ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4 ตำแหน่ง จะได้ $\frac{2}{2(4)+1} \times 14 \text{ MVar} = 3.1$ เมกะวาร์ หรือเทียบเท่า ขนาด 8×1.5 เมกะวาร์

โดยผลลัพธ์ที่ได้ในแต่ละกรณีได้แสดงในตารางที่ 4.19-4.22 และตัวอย่างการติดตั้งตามเทคนิคนี้ ได้แสดงในรูปที่ 4.16 โดยจากรูปที่ 4.16 จะเป็นตัวอย่างในกรณีติดตั้ง 4 ตำแหน่ง ด้วยสมการ

$\frac{2n}{2n+1} \times 17.5 \text{ km}$ ดังนี้

$$\text{ตำแหน่งที่ 1 } \frac{2}{2(4)+1} \times 17.5 \text{ km} = 5.8 \text{ กิโลเมตร}$$

$$\text{ตำแหน่งที่ 2 } \frac{2(2)}{2(4)+1} \times 17.5 \text{ km} = 7.8 \text{ กิโลเมตร}$$

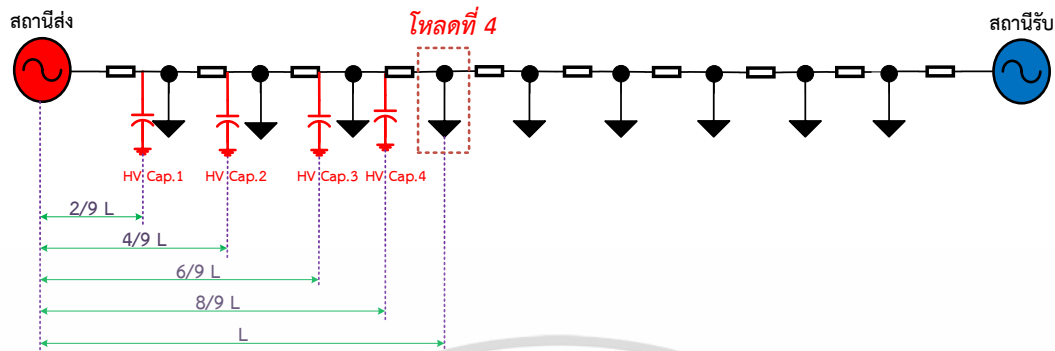
$$\text{ตำแหน่งที่ 3 } \frac{2(3)}{2(4)+1} \times 17.5 \text{ km} = 11.7 \text{ กิโลเมตร}$$

$$\text{ตำแหน่งที่ 4 } \frac{2(4)}{2(4)+1} \times 17.5 \text{ km} = 15.6 \text{ กิโลเมตร}$$

ทำให้ตำแหน่งติดตั้งจากสถานีส่งไปยังโหนดวิกฤติได้แก่ ระยะทาง 5.8, 7.8, 11.7, และ 15.6 กิโลเมตร ตามลำดับ เมื่อพิจารณาดำเนินการที่ได้จากการคำนวณนี้จะแสดงตำแหน่งติดตั้งตามรูปที่ 4.15 ในขณะเดียวกันเมื่อพิจารณาในแต่ละกรณีศึกษาสามารถแสดงพฤติกรรมของกระแสอินรัชที่ตัวเก็บประจุ

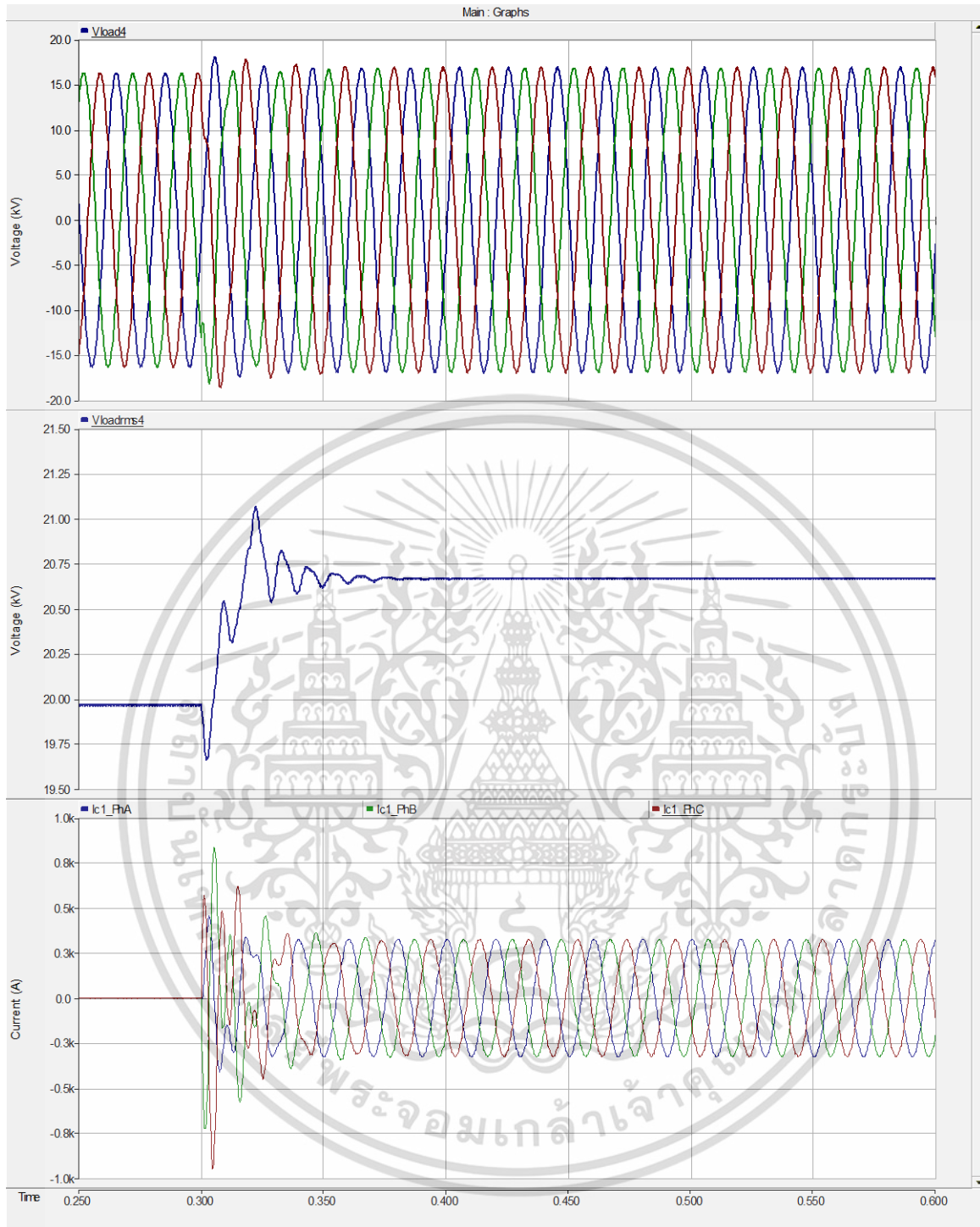
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสู่ระบบและแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปดังในรูปที่ 4.16(ก) – 4.16(ง) และรูปที่ 4.17 ตามลำดับ



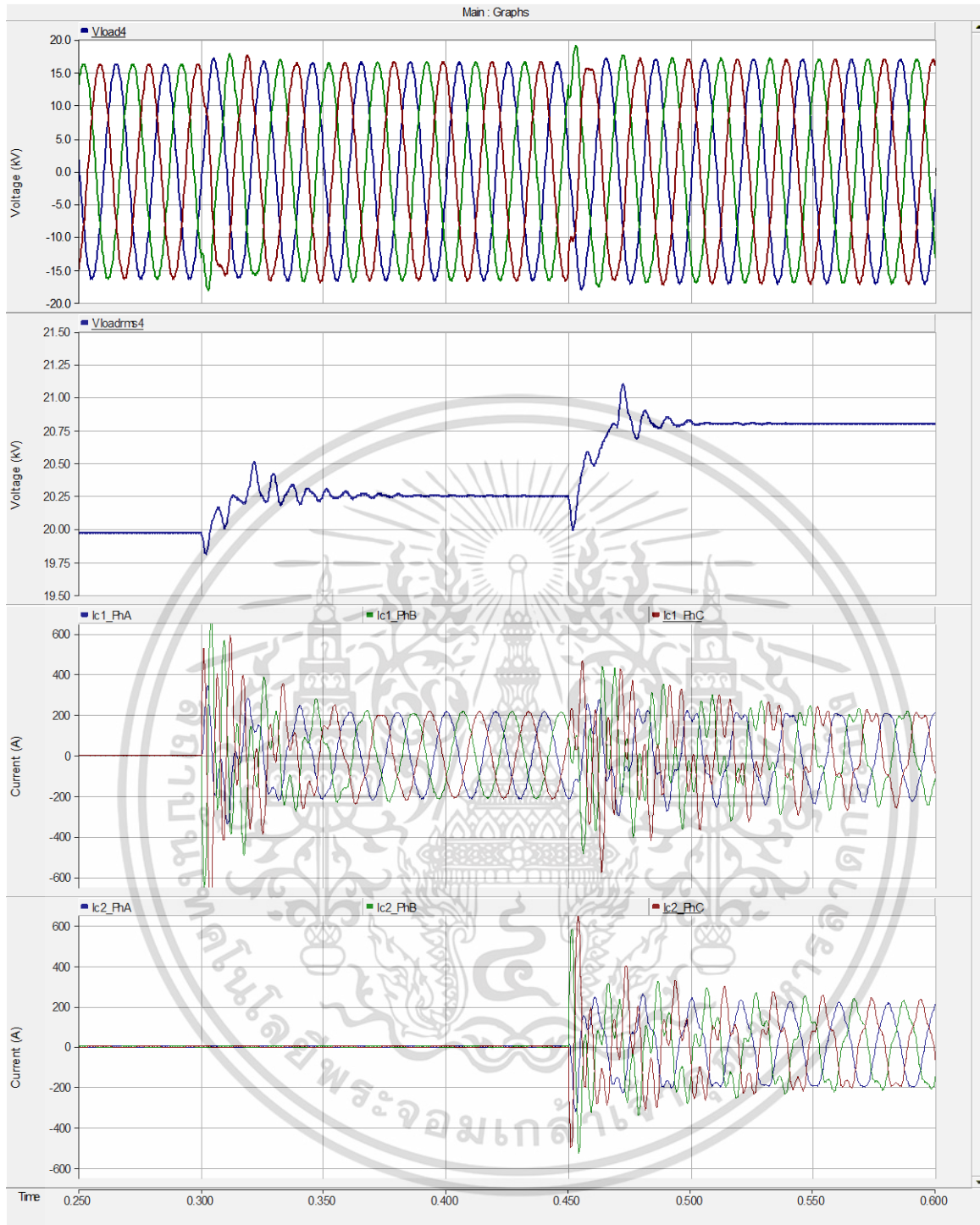
รูปที่ 4.15 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งติดตั้งตามระยะ $2/3$ ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลต
วิกฤต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



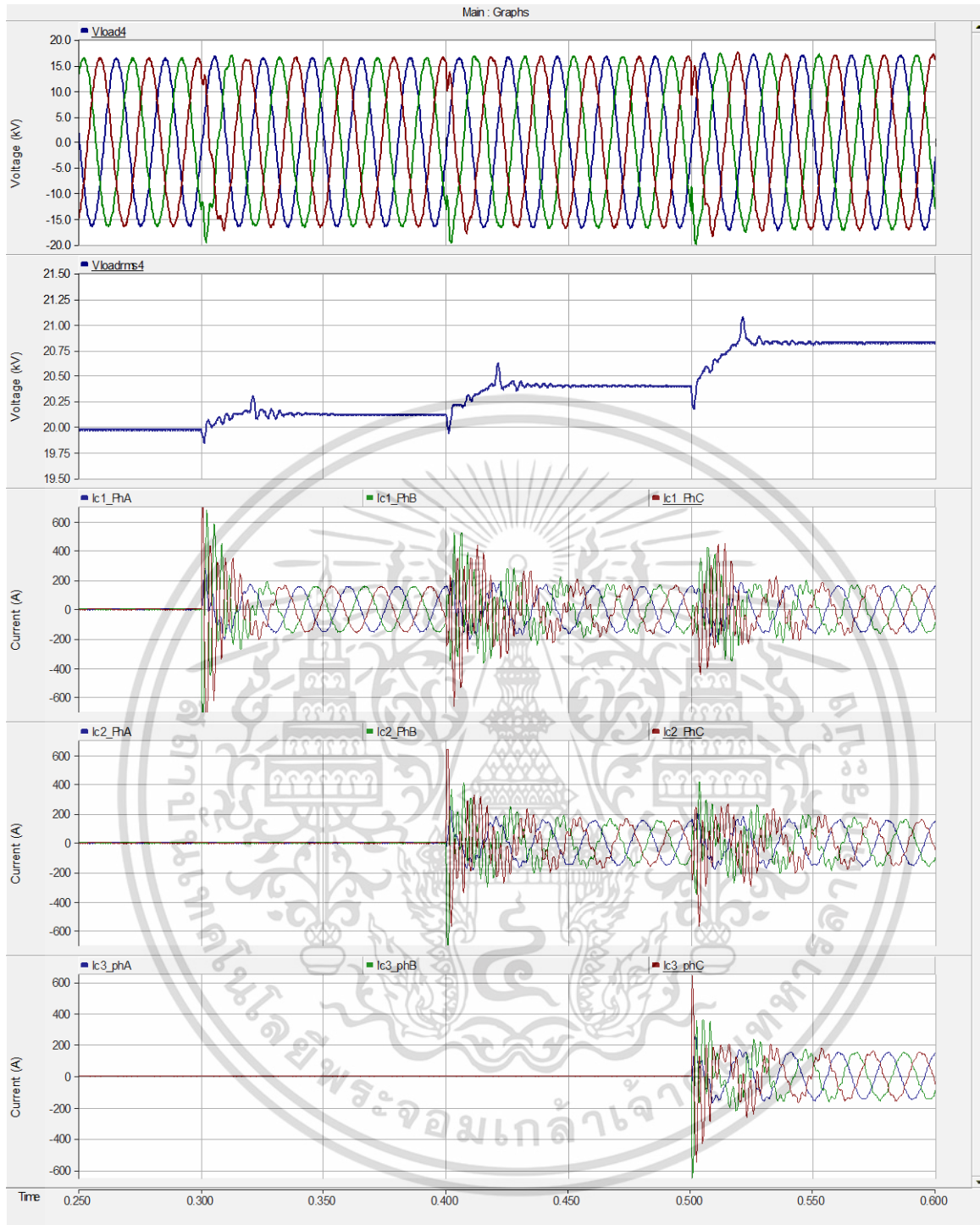
(ก) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 6×1.5 เมกะวาร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



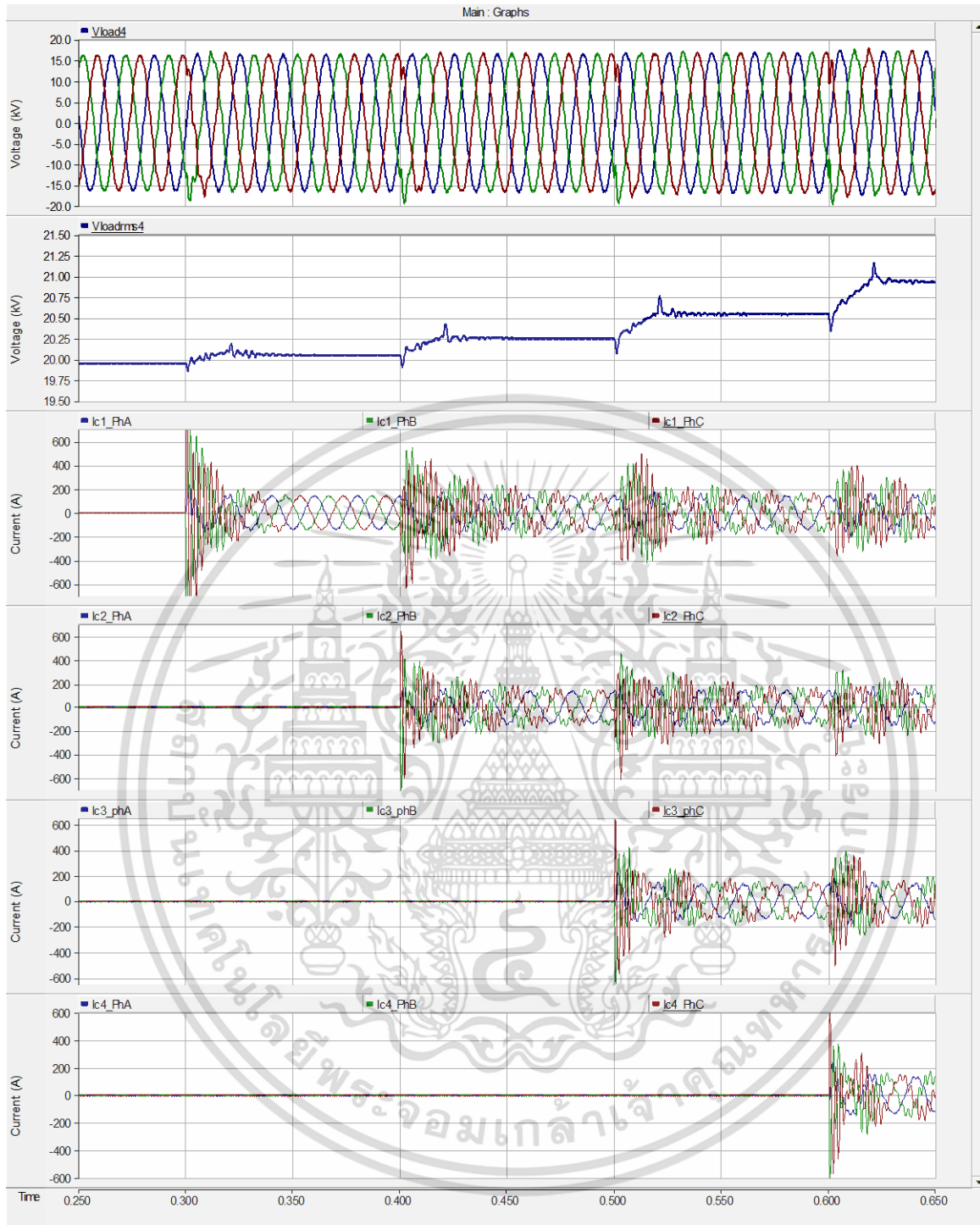
(ข) แสดงภาพกระแสอินรัชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด
8 x 1.5 เมกะวาร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ค) แสดงภาพกระแสอินรีชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด 9×1.5 เมกะวาร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

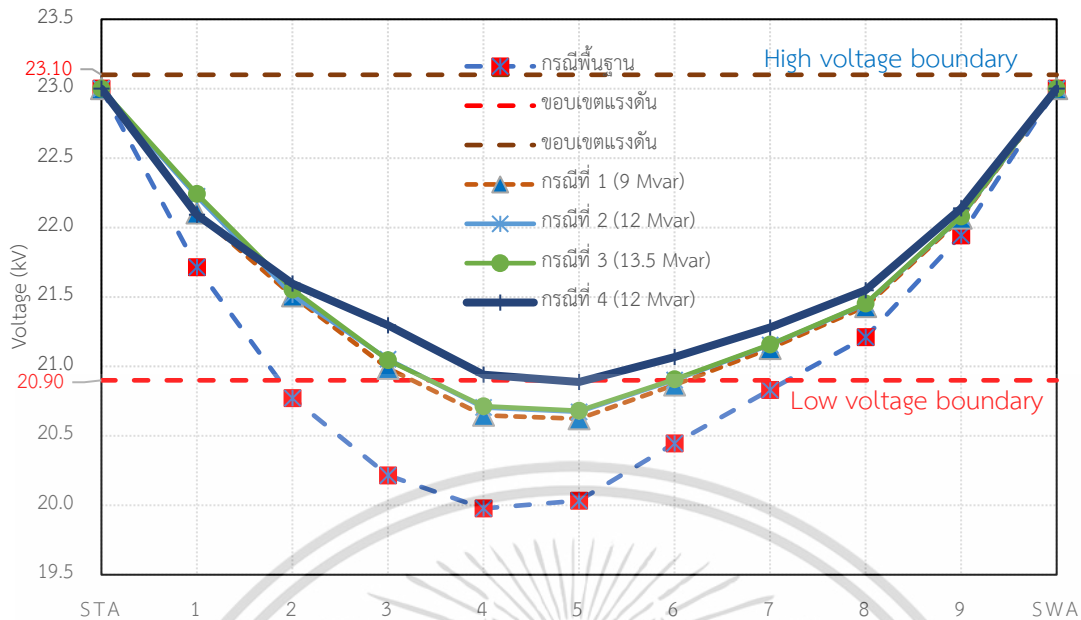


(ง) แสดงภาพกระแสอินรีชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงพิกัด

8 x 1.5 เมกะวาร์

รูปที่ 4.16 แสดงภาพกระแสอินรีชในช่วงก่อนและหลังการสับสวิตซ์ที่ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.17 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต

ตารางที่ 4.19 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 1 ตำแหน่ง ขนาดรวม 9 เมกะวาร์ หรือ (6 × 1.5 เมกะวาร์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สฟ.สุโขทัย	-	19.478190	19.201123	3.273633	0.488944	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.368560	1.295551	0.441027	0.035837	22.105273
โหลดที่ 2	10	7.054412	6.700166	2.207374	0.190315	21.508333
โหลดที่ 3	14.5	3.640680	3.458761	1.136453	0.100699	20.986548
โหลดที่ 4	17.5	8.314565	7.902130	2.586181	0.233595	20.648208
โหลดที่ 5	20	4.106144	3.897811	1.291314	0.115440	20.623056
โหลดที่ 6	26	1.366007	1.300733	0.417216	0.037909	20.866523
โหลดที่ 7	30.5	3.451727	3.277112	1.083953	0.094516	21.129109
โหลดที่ 8	33.5	4.425477	4.206110	1.376041	0.119405	21.431098
โหลดที่ 9	37.5	0.287817	0.275679	0.082702	0.007536	22.067970
สฟ.สวรรคโลก	43	16.258140	15.492094	4.931761	0.408116	23.000000

ในกรณีศึกษาที่ 1 ได้ทำการติดตั้งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ จำนวน 6 ชุดที่ระยะทาง 11.7 กิโลเมตรจากสถานีส่ง ผลสรุปแสดงให้เห็นว่าแรงดันไฟฟ้าที่โหลดในแต่ละตัวมีค่าเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐานอย่างเห็นได้ชัด ดังแสดงในตารางที่ 4.19 รวมไปถึงกระแสอินรัชท์ที่เกิดขึ้นตามรูปที่ 4.17(ก) และแรงดันไฟฟ้าในรูปที่ 4.18 แต่อย่างไรก็ดี ยังมีโหลดที่ 4 โหลดที่ 5 และโหลดที่ 6 ยังไม่ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันของ กฟภ. ด้วยเหตุนี้เองจึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาดำเนินการติดตั้งใหม่ โดยทำการเพิ่มตำแหน่งเป็น 2 ตำแหน่ง ซึ่งผลสรุปดังแสดงในตารางที่ 4.20 และในรูปที่ 4.17(ข)

ตารางที่ 4.20 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 2 ตำแหน่ง ขนาดรวม 12 เมกะวาร์ หรือ (8 x 1.5 เมกะวาร์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสุโขทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟ้า รีแอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สฟ.สุโขทัย	-	19.331350	19.235579	1.921870	0.485257	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.381228	1.307543	0.445110	0.036002	22.224487
โหลดที่ 2	10	7.058559	6.704103	2.208677	0.190371	21.515192
โหลดที่ 3	14.5	3.659952	3.477069	1.142470	0.100965	21.051571
โหลดที่ 4	17.5	8.353344	7.938984	2.598246	0.234139	20.704652
โหลดที่ 5	20	4.123137	3.913941	1.296658	0.115679	20.673124
โหลดที่ 6	26	1.369974	1.304510	0.418427	0.037964	20.902152
โหลดที่ 7	30.5	3.458724	3.283756	1.086149	0.094612	21.15435
โหลดที่ 8	33.5	4.431996	4.212306	1.378067	0.119493	21.44973
โหลดที่ 9	37.5	0.288047	0.275900	0.082768	0.007539	22.078422
สฟ.สวรรคโลก	43	16.265728	15.544168	4.790901	0.408306	23.000000

เมื่อพิจารณาแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลดของตารางที่ 4.20 และรูปที่ 4.17(ข) พฤติกรรมของการสวิตช์ตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ จะพบว่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลดมีค่าเพิ่มขึ้นจากกรณีพื้นฐานและกรณีติดตั้ง 1 ตำแหน่ง ดังแสดงในรูปที่ 4.18 เมื่อพิจารณาตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าจะเห็นได้ว่าโหลดที่ 4 และโหลดที่ 5 ยังไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน เมื่อทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบในกรณีติดตั้ง 1 ตำแหน่ง พบว่า เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ระยะ 7 และ 14 กิโลเมตร จากสถานีไฟฟ้าส่ง โดยขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ติดตั้งในแต่ละตำแหน่งจะมีขนาด 1.5 เมกะวาร์ จำนวน 4 ชุด จากการติดตั้งจะเห็นได้ว่า ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเล็กน้อย สิ่งนี้แสดงให้เห็นว่าการแบ่งตำแหน่งติดตั้งสามารถเพิ่มค่าแรงดันไฟฟ้าให้กับโหลด ดังนั้นจึงได้ทำการเพิ่มตำแหน่งเป็น 3 และ 4 ตำแหน่ง ซึ่งผลสรุปที่ได้ดังแสดงในตารางที่ 4.21 และ 4.22 ตามลำดับ เพื่อหาตำแหน่งและขนาดพิกัดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ที่สามารถปรับปรุงปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.21 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองติดตั้งติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 3 ตำแหน่ง ขนาดรวม 13.5 เมกะวาร์ หรือ (9 x 1.5 เมกะวาร์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสูโซทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟารี แอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สฟ.สูโซทัย	-	21.517039	21.450770	1.687437	0.540122	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.370017	1.296932	0.441492	0.035856	22.242708
โหลดที่ 2	10	7.139707	6.781143	2.234171	0.191460	21.553466
โหลดที่ 3	14.5	3.846523	3.654492	1.200179	0.103510	21.045229
โหลดที่ 4	17.5	8.743965	8.310239	2.719714	0.239551	20.713335
โหลดที่ 5	20	4.297146	4.079124	1.351374	0.118094	20.680785
โหลดที่ 6	26	1.412876	1.345363	0.431530	0.038554	20.907504
โหลดที่ 7	30.5	3.538489	3.359485	1.111200	0.095697	21.158068
โหลดที่ 8	33.5	4.509826	4.286277	1.402271	0.120538	21.452427
โหลดที่ 9	37.5	0.290962	0.278691	0.083606	0.007577	22.079906
สฟ.สวรรคโลก	43	14.594004	14.023144	4.041831	0.366342	23.000000

ตารางที่ 4.22 แสดงพารามิเตอร์จากการจำลองเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต จำนวน 4 ตำแหน่ง ขนาดรวม 12 เมกะวาร์ หรือ (8 x 1.5 เมกะวาร์)

จุดที่ทำการวัด ค่าทางไฟฟ้า	ระยะทางจาก สถานีสูโซทัย (km)	กำลังไฟฟ้า ปรากฏ (MVA)	กำลังไฟฟ้า จริง (MW)	กำลังไฟฟารี แอกทีฟ (MVA _r)	กระแสไฟฟ้า (kA)	แรงดันไฟฟ้า (kV)
สฟ.สูโซทัย	-	19.414671	19.414650	-0.028271	0.487356	23.000000
โหลดที่ 1	5.5	1.387004	1.313008	0.446978	0.036078	22.092059
โหลดที่ 2	10	7.112824	6.755622	2.225723	0.191100	21.596580
โหลดที่ 3	14.5	3.681733	3.497765	1.149261	0.101265	21.296234
โหลดที่ 4	17.5	8.423506	8.005664	2.620075	0.235121	20.941049
โหลดที่ 5	20	4.153949	3.943204	1.306305	0.116110	20.907950
โหลดที่ 6	26	1.377193	1.311386	0.420627	0.038063	21.067372
โหลดที่ 7	30.5	3.471414	3.295800	1.090145	0.094876	21.280094
โหลดที่ 8	33.5	4.444137	4.223840	1.381857	0.119653	21.548432
โหลดที่ 9	37.5	0.288477	0.276312	0.082891	0.007554	22.138075
สฟ.สวรรคโลก	43	16.252239	15.603099	4.547369	0.407968	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อพิจารณาตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ระยะ 5, 10, และ 15 กิโลเมตร จากสถานีส่งซึ่งแต่ละตำแหน่งจะมีขนาด 1.5 เมกะวาร์ จำนวน 3 ชุด จะเห็นได้ว่าภาพรวมค่าแรงดันไฟฟ้ายังต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐาน โดยเฉพาะโหนดที่ 4 และโหนดที่ 5 ถึงแม้ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นจากกรณี 1 และ 2 ตำแหน่ง ดังแสดงในตารางที่ 4.18 ดังนั้นเมื่อพิจารณาแรงดันไฟฟ้ากรณีติดตั้ง 4 ตำแหน่ง ดังแสดงในตารางที่ 4.22 และรูปที่ 4.17(ง) จะเห็นได้ว่าค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหนดผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันของ กฟภ.กำหนด สิ่งนี้แสดงให้เห็นว่าการกระจายตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงหลายตำแหน่ง สามารถช่วยปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าตก ซึ่งในกรณีนี้ได้ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง 4 ตำแหน่ง ที่ระยะ 3.7, 7.8, 11.7, และ 15.6 กิโลเมตรจากสถานีส่ง ซึ่งแต่ละตำแหน่งจะมีตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 1.5 เมกะวาร์ จำนวน 2 ชุด

เมื่อทำการเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าและขนาดที่ติดตั้งระหว่างเทคนิคในหัวข้อนี้กับกรณีพื้นฐาน ดังแสดงในตารางที่ 4.23 จะเห็นได้ว่า เทคนิคนี้สามารถปรับปรุงแรงไฟฟ้าตกได้ทำให้ผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม เทคนิคนี้ต้องพิจารณาเรื่องขนาดและตำแหน่ง ติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงให้เหมาะสม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.23 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าด้วยเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤติ

รายละเอียด	ตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุ (กม.)	กรณีพื้นฐาน	กรณีที่ 1 (9 MVar) (6x1.5)	กรณีที่ 2 (12 MVar) (8x1.5)	กรณีที่ 3 (13.5 MVar) (9x1.5)	กรณีที่ 4 (12 MVar) (8x1.5)
		ค่าคำนวณขนาดตัวเก็บตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่ใช้งานต่อจุดและพิกัดที่ใช้เพื่อการจำลอง (เมกะวาร์)				
ตำแหน่งที่ติดตั้ง, ขนาดตัวเก็บประจุไฟฟ้า, และขนาดที่ได้	3.8	--	--	--	--	3.11(1.5x2)
	5.0	--	--	--	4.0(1.5x3)	--
	7.0	--	--	5.6 (1.5x4)	--	--
	7.8	--	--	--	--	3.11(1.5x2)
	10.0	--	--	--	4.0(1.5x3)	--
จากคำนวณ (จำนวนชุด)	11.7	--	9.33(1.5x6)	--	--	3.11(1.5x2)
	14.0	--	--	5.6(1.5x4)	--	--
	15.0	--	--	--	4.0(1.5x3)	--
	15.6	--	--	--	--	3.11(1.5x2)
ตำแหน่งที่ติดตั้งทั้งหมด (จุด)	--	--	1	2	3	4
ขนาดรวมทั้งหมด (เมกะวาร์)	--	--	9 (6x1.5)	12 (8x1.5)	13.5 (9x1.5)	12 (8x1.5)
แรงดันไฟฟ้าที่โหลดต่ำสุด	--	19.976141	20.648208	20.704652	20.713333	20.941049
% ของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น	--	--	3.36%	3.65%	3.69%	4.82%

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3 เปรียบเทียบเทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง

ผลสรุปที่ได้จากการจำลองตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตามเทคนิคติดตั้งที่หน้าโหลด ติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน และติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤติ ทั้งในกรณีติดตั้งตลอดแนวสายส่งกับกรณีติดตั้งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤติ ดังแสดงในตารางที่ 4.2 ถึง 4.19 พบว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงตลอดแนวสายส่ง ทั้ง 3 เทคนิคไม่ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานของ กฟผ.กำหนด ในขณะที่การติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤติทั้ง 3 เทคนิค สามารถช่วยปรับปรุงแรงดันตกให้ผ่านค่าเกณฑ์มาตรฐานดังแสดงในตาราง 4.24 โดยที่เทคนิคติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงที่หน้าโหลดวิกฤติ ได้ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาดรวม 12 เมกะวาร์ กระจายตำแหน่งติดตั้ง 6 ตำแหน่ง ในขณะที่เทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือนมีขนาดรวม 12 เมกะวาร์เช่นเดียวกันแต่ใช้เพียง 4 ตำแหน่ง เมื่อพิจารณาเทคนิคติดตั้งตามระยะ 2/3 ของระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤติ ซึ่งใช้ตำแหน่งติดตั้งเพียง 4 ตำแหน่ง โดยมีขนาดรวม 12 เมกะวาร์

ตารางที่ 4.24 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าหลังจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเทคนิค

ตำแหน่งวัดค่า	ไม่ได้ติดตั้ง	หน้าโหลด	1/2kVAr	2/3
	ตัวเก็บประจุ	(12 MVar)	(12 MVar)	(12 MVar)
	6 ตำแหน่ง	4 ตำแหน่ง	4 ตำแหน่ง	4 ตำแหน่ง
แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)				
สถานีสุโขทัย	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
1	21.714480	22.062975	22.139729	22.092059
2	20.772055	21.431136	21.574891	21.596580
3	20.215553	21.127213	21.185906	21.296234
4	19.976141	21.001285	21.002402	20.941049
5	20.033139	21.040968	21.018300	20.907950
6	20.445737	21.305719	21.147333	21.067372
7	20.830806	21.502521	21.327648	21.280094
8	21.210697	21.707638	21.577386	21.548432
9	21.943818	22.224043	22.149986	22.138075
สถานีสวรรคโลก	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

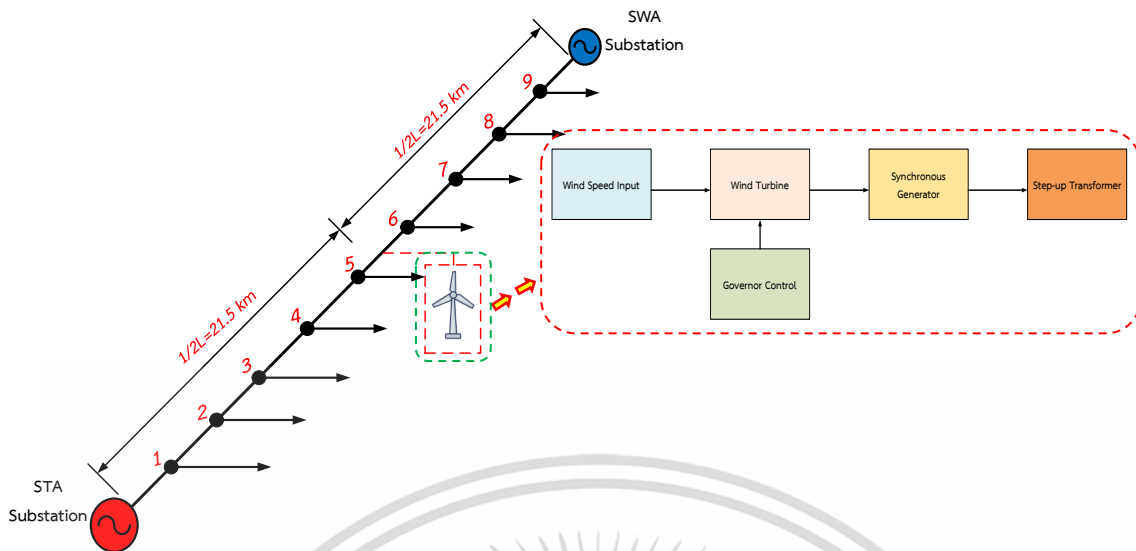
ในหัวข้อที่ผ่านมาได้ใช้หลักการตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง เพื่อช่วยในการปรับปรุงปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อพิจารณาข้อสรุปจากการจำลองในบทก่อนหน้า จะเห็นได้ว่าปัญหาแรงดันตกสามารถแก้ไขได้ อย่างไรก็ตาม ในบทนี้ได้นำเสนอการปรับปรุงปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงแรงดันตกให้ได้ค่าตามเกณฑ์มาตรฐานของ กฟผ. กำหนด ต่อไป ซึ่งรายละเอียดของการจำลองมีรายการดังนี้

- 1) โครงสร้างพื้นฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) แสดงตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตลอดความยาวสายส่ง
- 3) แสดงตำแหน่งติดตั้งระยะทางระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต
- 4) แสดงตำแหน่งติดตั้งระยะทางระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต

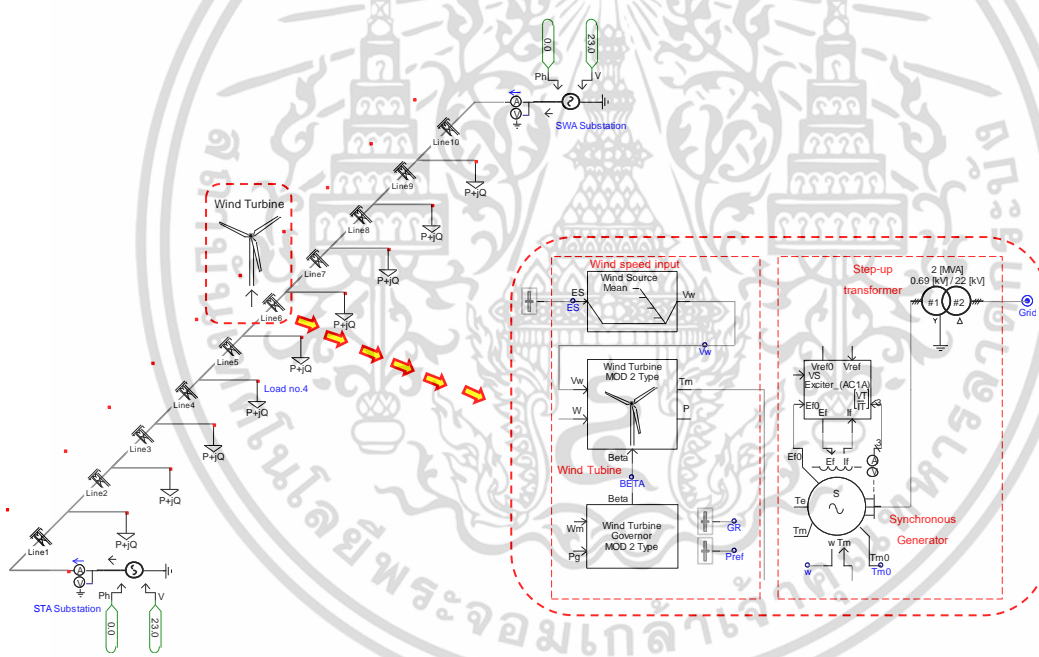
5.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม

ดังที่กล่าวมาข้างต้นในบทนี้จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยรายละเอียดพารามิเตอร์ของกังหันลมที่ใช้ในโปรแกรม PSCAD ได้แสดงไว้ในตารางที่ 5.1 และตารางที่ 5.2 ตามลำดับ จากรูปที่ 5.2 ได้แสดงวงจรจำลองสำหรับโปรแกรม PSCAD ซึ่งจะเห็นว่ากังหันลมมีจำนวนใบพัด 3 ใบ เส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ 87 เมตร ซึ่งทำงานที่ความเร็วตัดเข้า (Cut-in speed) 6 เมตร/วินาที โดยกังหันลมนี้ได้เปลี่ยนจากพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสขนาดกำลังไฟฟ้าจริง 2 เมกะวัตต์ และ 3 เมกะวัตต์ รุ่น Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) ซึ่งข้อมูลทางเทคนิคของกังหันลมผลิตไฟฟ้างแสดงในภาคผนวก ข ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ได้จะเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับที่ความถี่ทางไฟฟ้าเท่ากับ 50 เฮิร์ตซ์ สามารถจ่ายแรงดันไฟฟ้าด้านออกเท่ากับ 690 โวลต์ ไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนของแรงดันไฟฟ้า 0.69/22 กิโลโวลต์ เพื่อเชื่อมเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 5.1 และ รูปที่ 5.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

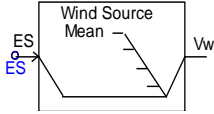
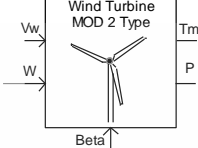
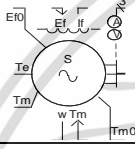
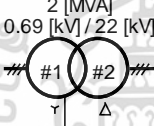


(ข) แผนภาพเส้นเดี่ยวในโปรแกรม PSCAD

รูปที่ 5.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม (PMSG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

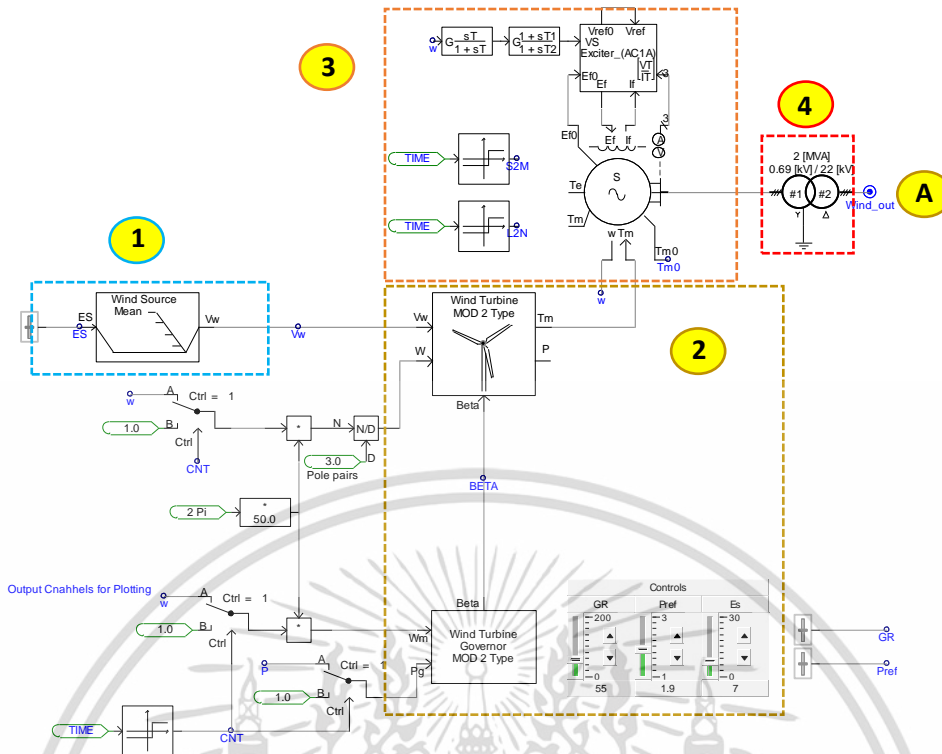
ตารางที่ 5.1 แสดงสัญลักษณ์และการปรับตั้งค่าในโปรแกรม PSCAD ที่พิกัด 2 เมกะวัตต์

ส่วนประกอบ	พารามิเตอร์	การตั้งค่า
1. แหล่งกำเนิดลม 	ความเร็วลมเฉลี่ย	6 เมตรต่อวินาที
2. พิกัดกังหันลม 	พิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	2 เมกะวัตต์
	เส้นผ่านศูนย์กลางของโรเตอร์	41 เมตร
	พื้นที่ใบพัด	3,044 ตร.ม
	ความหนาแน่นอากาศ	1.225 กก./ตร.ม
3. เครื่องกำเนิดซิงโครนัส 	แรงดันไฟฟ้าต่อเฟส	0.398 กิโลโวลต์
	พิกัดกระแสไฟฟ้า	1.840 กิโลแอมป์
	ความถี่	50 เฮิร์ตซ์
	ความถี่	50 เฮิร์ตซ์
4. หม้อแปลงไฟฟ้าย่อย 	กำลังไฟฟ้าปรากฏ	2 เมกะวีเอ
	แรงดันไฟด้านปฐมภูมิ	0.690 กิโลโวลต์
	แรงดันไฟด้านทุติยภูมิ	22 กิโลโวลต์
	แรงดันไฟด้านทุติยภูมิ	22 กิโลโวลต์

ตารางที่ 5.2 แสดงสัญลักษณ์และการปรับตั้งค่าในโปรแกรม PSCAD ที่พิกัด 3 เมกะวัตต์

ส่วนประกอบ	พารามิเตอร์	การตั้งค่า
1. พิกัดกังหันลม 	พิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	3 เมกะวัตต์
	เส้นผ่านศูนย์กลางของโรเตอร์	140 เมตร
	พื้นที่ใบพัด	15,480 ตร.ม
	ความหนาแน่นอากาศ	1.225 กก./ตร.ม
2. เครื่องกำเนิดซิงโครนัส 	แรงดันไฟฟ้าต่อเฟส	0.690 กิโลโวลต์
	พิกัดกระแสไฟฟ้า	2.643 กิโลแอมป์
	ความถี่	50 เฮิร์ตซ์
	ความถี่	50 เฮิร์ตซ์
3. หม้อแปลงไฟฟ้าย่อย 	กำลังไฟฟ้าปรากฏ	3.159 เมกะวีเอ
	แรงดันไฟด้านปฐมภูมิ	0.690 กิโลโวลต์
	แรงดันไฟด้านทุติยภูมิ	22 กิโลโวลต์
	แรงดันไฟด้านทุติยภูมิ	22 กิโลโวลต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.2 แสดงโครงสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม [54]

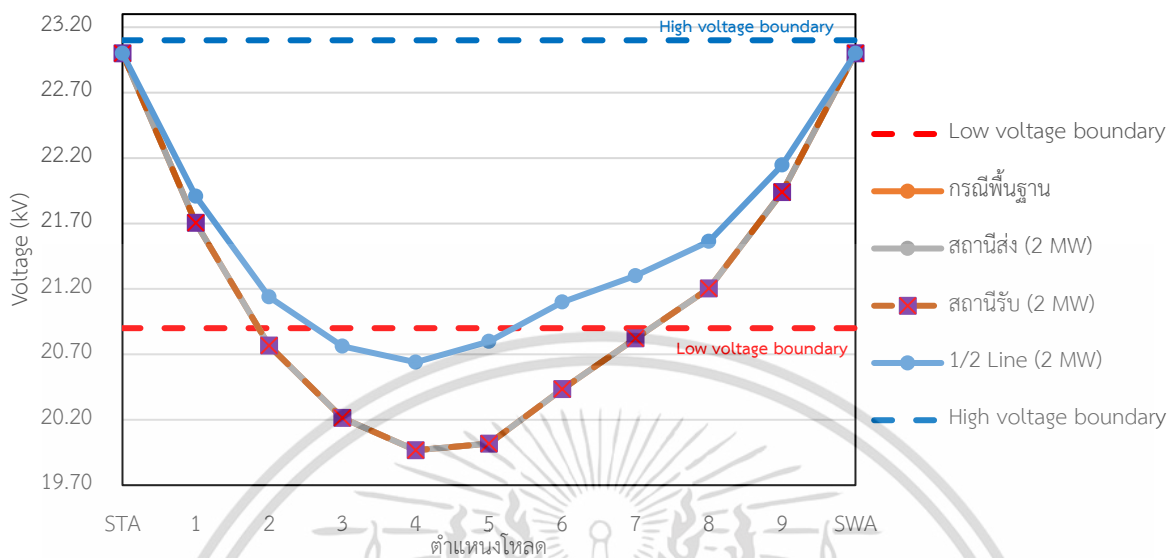
ได้มีการขนาดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ใช้ในการจำลองมีตั้งแต่ 2 เมกะวัตต์ ถึง 8 เมกะวัตต์ ซึ่งกำหนดพิกัดโมเดลในโปรแกรม PSCAD มีดังนี้

- ที่ขนาดพิกัด 2 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 2 เมกะวัตต์
- ที่ขนาดพิกัด 3 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 3 เมกะวัตต์
- ที่ขนาดพิกัด 4 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 2+2 เมกะวัตต์
- ที่ขนาดพิกัด 5 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 2+3 เมกะวัตต์
- ที่ขนาดพิกัด 6 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 3+3 เมกะวัตต์
- ที่ขนาดพิกัด 7 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 2+2+3 เมกะวัตต์
- ที่ขนาดพิกัด 8 เมกะวัตต์ = ใช้โมเดลขนาดพิกัด 2+3+3 เมกะวัตต์

เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 เมกะวัตต์ ทั้งสามตำแหน่ง ได้แก่ ตำแหน่งสถานีส่ง สถานีรับ และกึ่งกลางสายส่ง ผลสรุปที่ได้ จะเห็นได้ว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหนดทั้งสามตำแหน่งจะมีค่าสูงมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐานดังแสดงในรูปที่ 5.3 และตารางที่ 5.3 แต่เมื่อพิจารณาแต่ละตำแหน่งติดตั้ง จะพบว่า ตำแหน่งที่ติดตั้งกึ่งกลางสายส่งให้ค่าแรงดันไฟฟ้ามากกว่าติดตั้งที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีส่งและสถานีรับ อย่างไรก็ตามค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้รับยังไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานทั้งสามตำแหน่ง ดังนั้นในหัวข้อถัดไปจะเป็นการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งตลอดความยาวสายส่ง



รูปที่ 5.3 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมจากเทคนิคติดตั้ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง

ตารางที่ 5.3 แสดงผลค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการติดตั้ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง พิกัด 2 เมกะวัตต์

พารามิเตอร์	ตำแหน่งติดตั้ง			
	กรณีสพื้นฐาน	สถานีส่ง	สถานีรับ	1/2 Line
แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)				
สถานีสุโขทัย	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหนดที่ 1	21.705532	21.705324	21.705361	21.908088
โหนดที่ 2	20.766570	20.766567	20.766642	21.138453
โหนดที่ 3	20.213322	20.213380	20.213555	20.761723
โหนดที่ 4	19.967074	19.967146	19.967360	20.639817
โหนดที่ 5	20.017326	20.017389	20.017638	20.798338
โหนดที่ 6	20.433511	20.433512	20.433847	21.099504
โหนดที่ 7	20.821111	20.821148	20.821548	21.300304
โหนดที่ 8	21.203214	21.203040	21.203488	21.563076
โหนดที่ 9	21.939189	21.939206	21.939720	22.146445
สถานีสวรรคโลก	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

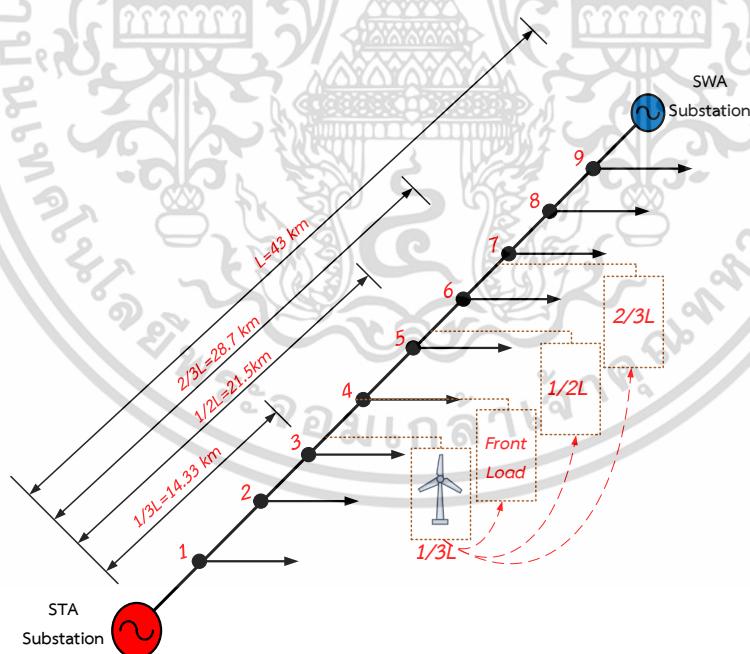
5.2 ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตลอดความยาวสายส่ง

5.2.1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัด 2 เมกะวัตต์ในแต่ละตำแหน่ง

จากรูปที่ 5.4 ได้แสดงการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมตลอดความยาวสายส่งทั้งหมด 4 กรณีด้วยกันดังนี้

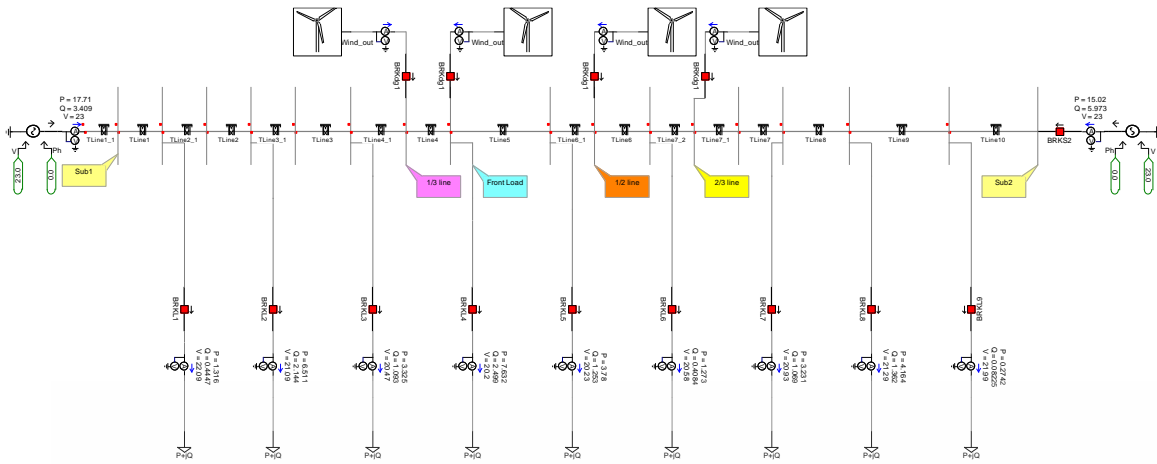
- กรณีศึกษาที่ 1 ติดตั้งที่ตำแหน่งกึ่งกลางของสายส่งหรือที่ระยะทาง 21.5 กิโลเมตร
- กรณีศึกษาที่ 2 ติดตั้งที่ตำแหน่ง $1/3$ ของความยาวสายส่งหรือที่ระยะทาง 14.33 กิโลเมตร
- กรณีศึกษาที่ 3 ติดตั้งที่ตำแหน่ง $2/3$ ของความยาวสายส่งหรือที่ระยะทาง 28.7 กิโลเมตร
- กรณีศึกษาที่ 4 ติดตั้งที่ตำแหน่งหน้าโหลดที่ 4 หรือที่ระยะทาง 17.5 กิโลเมตร

โดยผลลัพธ์ที่ได้ในแต่ละกรณีได้แสดงในรูปที่ 5.4 และตารางที่ 5.4 เมื่อพิจารณาแรงดันไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่ง จะเห็นได้ว่า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมมีขนาดที่เท่ากันส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นไม่เท่ากัน แต่ยังสามารถช่วยเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่แต่ละโหลดได้เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน อย่างไรก็ตาม พิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมที่นำเสนอนี้ยังไม่ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานของกฟผ. กำหนด ดังนั้นในหัวข้อถัดไปจึงได้ทำการพิจารณาเพิ่มพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลมในแต่ละตำแหน่ง



(ก) แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



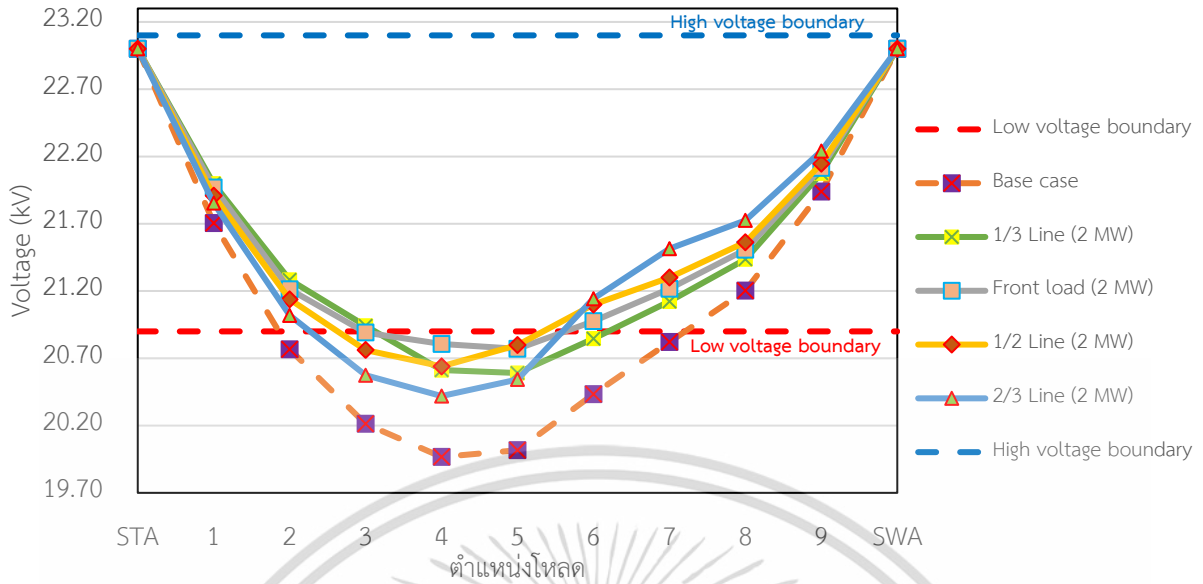
(ข) แผนภาพเส้นเดี่ยวในโปรแกรม PSCAD

รูปที่ 5.4 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่าง ๆ

ตารางที่ 5.4 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัด 2 เมกะวัตต์

ตำแหน่งติดตั้ง	ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย					
	เกณฑ์ กฟภ.	พื้นฐาน	1/3 line (2 MW)	1/2 line (2 MW)	2/3 line (2 MW)	หน้าโหลด (2 MW)
แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)						
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหลดที่ 1	20.900000	21.705532	21.997525	21.908088	21.856693	21.969593
โหลดที่ 2	20.900000	20.766570	21.283246	21.138453	21.025465	21.212344
โหลดที่ 3	20.900000	20.213322	20.941498	20.761723	20.583931	20.891448
โหลดที่ 4	20.900000	19.967074	20.612291	20.639817	20.431458	20.806448
โหลดที่ 5	20.900000	20.017326	20.590723	20.798338	20.557840	20.770453
โหลดที่ 6	20.900000	20.433511	20.845971	21.099504	21.163699	20.976033
โหลดที่ 7	20.900000	20.821111	21.122818	21.300304	21.447891	21.216826
โหลดที่ 8	20.900000	21.203214	21.436168	21.563076	21.682692	21.506962
โหลดที่ 9	20.900000	21.939189	22.074774	22.146445	22.215889	22.114614
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

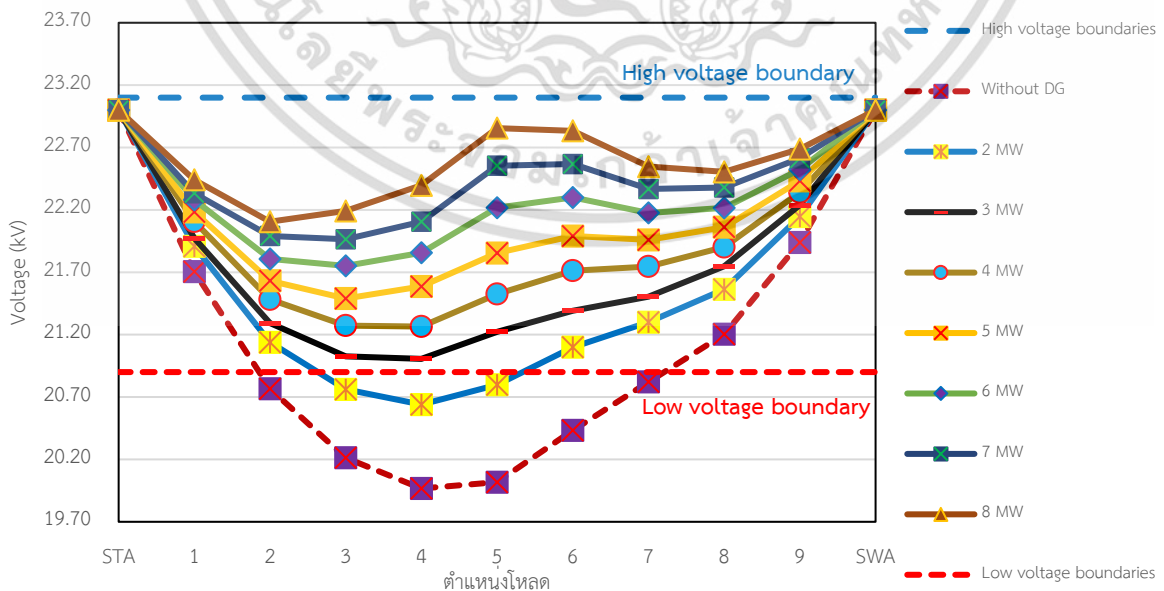
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.5 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัด 2 เมกะวัตต์

5.2.2 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่งกึ่งกลางของสายส่ง

การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าด้วยการเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/2 ตั้งแต่ 2 ถึง 8 (2+3+3) เมกะวัตต์ ซึ่งผลสรุปได้แสดงในรูปที่ 5.6 และตารางที่ 5.5 จะเห็นได้ว่า เมื่อทำการเพิ่มพิกัดที่ 3 เมกะวัตต์ ผลของค่าแรงดันไฟฟ้าในโหลดทั้งหมดสามารถผ่านเกณฑ์มาตรฐานการไฟฟ้ากำหนด เมื่อพิจารณาพิกัดตั้งแต่ 4 เมกะวัตต์ ถึง 8 เมกะวัตต์ จะพบว่า การเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย สามารถช่วยเพิ่มค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลดได้ กล่าวโดยสรุป ขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้งสามารถช่วยปรับปรุงปัญหาแรงดันตกได้ อย่างไรก็ตามจากการติดตั้งด้วยตำแหน่งกึ่งกลางสายส่งเป็นตำแหน่งหนึ่งที่ใช้ในการแก้ปัญหาแรงดันตก ทั้งนี้ยังมีอีกทั้งยังตำแหน่งอื่นที่จะนำเสนอต่อไป



รูปที่ 5.6 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้ารวมจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง

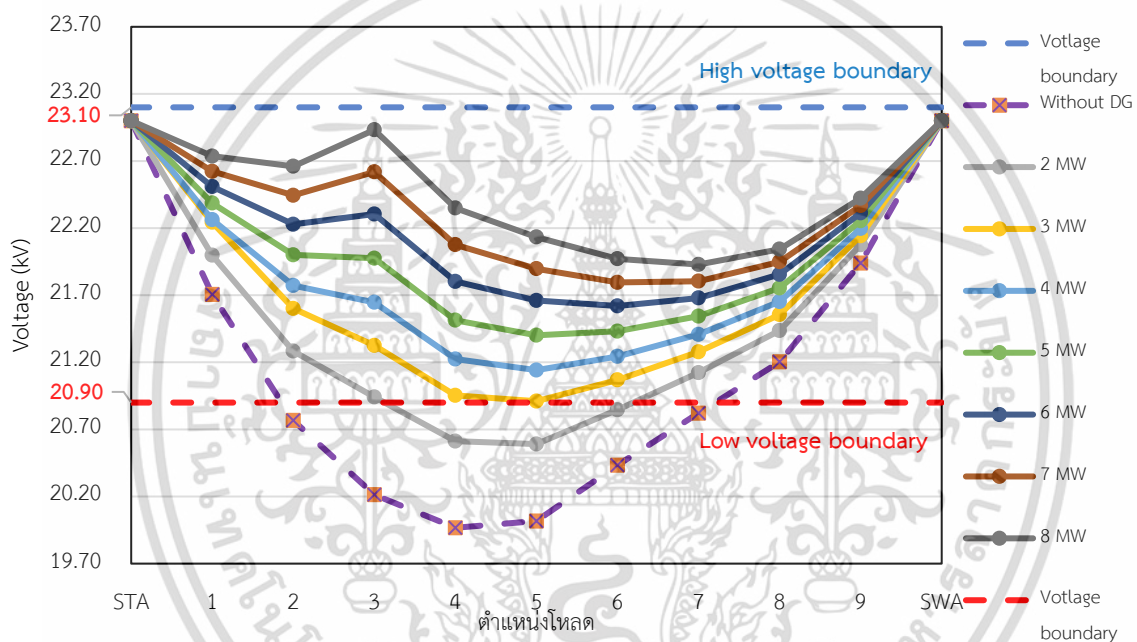
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.5 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง ขนาด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหนดที่ 1	โหนดที่ 2	โหนดที่ 3	โหนดที่ 4	โหนดที่ 5	โหนดที่ 6	โหนดที่ 7	โหนดที่ 8	โหนดที่ 9	SWA
กรณีพื้นฐาน	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.908088	21.138453	20.761723	20.639817	20.798338	21.099504	21.300304	21.563076	22.146445	23.000000
3 MW	23.000000	21.974048	21.293040	21.025706	21.006142	21.222554	21.392216	21.504872	21.748671	22.239908	23.000000
4 MW	23.000000	22.107511	21.482672	21.272889	21.265034	21.525231	21.713015	21.746262	21.901710	22.342198	23.000000
5 MW	23.000000	22.184035	21.632193	21.489586	21.586236	21.854500	21.990732	21.959655	22.061591	22.433231	23.000000
6 MW	23.000000	22.281338	21.807338	21.751126	21.856676	22.217459	22.299483	22.176007	22.216389	22.524413	23.000000
7 MW	23.000000	22.333308	21.990926	21.964674	22.105478	22.554267	22.567886	22.367582	22.380118	22.614138	23.000000
8 MW	23.000000	22.441116	22.105417	22.191798	22.397389	22.855555	22.834169	22.547406	22.504952	22.688590	23.000000

5.2.3 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 ตลอดความยาวสายส่ง

จากกรณีที่ผ่านมาจะเห็นได้ว่าเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย สามารถช่วยการปรับปรุงแรงดันตก ในหัวข้อนี้จะทำการพิจารณาเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งจากกึ่งกลางสายส่งมาอยู่ที่ตำแหน่ง 1/3 ของความยาวสายหรือ 14.33 กิโลเมตรจากสถานีส่ง ซึ่งจากข้อมูลในตารางที่ 5.4 จะเห็นว่า พิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เมกะวัตต์ไม่สามารถแก้ปัญหา ดังนั้นจึงได้ทำการเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ตั้งแต่ 3 ถึง 8 เมกะวัตต์ ซึ่งผลสรุปได้แสดงในรูปที่ 5.7 และตารางที่ 5.6 จะเห็นได้ว่า เมื่อทำการเพิ่มพิกัดตั้งแต่ 3 เมกะวัตต์ขึ้นไป ผลของค่าแรงดันไฟฟ้าในโหลดทั้งหมดสามารถผ่านเกณฑ์มาตรฐานการไฟฟ้ากำหนด



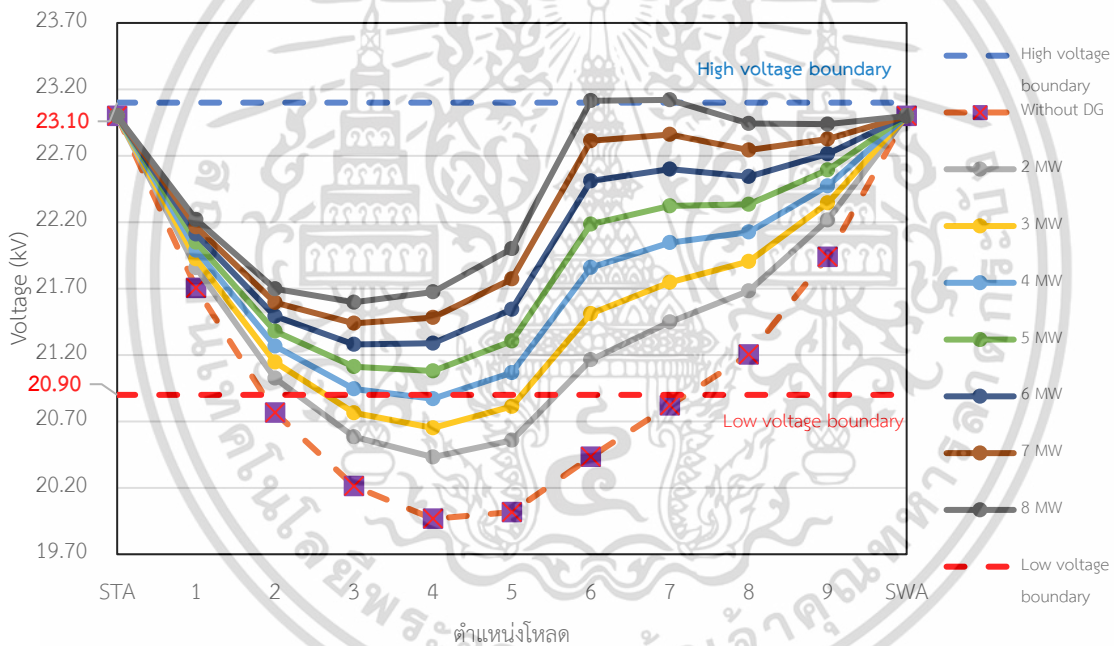
รูปที่ 5.7 แสดงถึงพฤติกรรมของแรงดันไฟฟ้ารวมจากเทคนิคติดตั้ง 1/3 ตลอดความยาวสายส่ง

ตารางที่ 5.6 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ตลอดความยาวสายส่งขนาด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

ขนาดของ เครื่องกำเนิด	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	สถานี สุโขทัย	โหลตที่ 1	โหลตที่ 2	โหลตที่ 3	โหลตที่ 4	โหลตที่ 5	โหลตที่ 6	โหลตที่ 7	โหลตที่ 8	โหลตที่ 9	สถานี สวรรคโลก
กรณีพื้นฐาน	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.997525	21.283246	20.941498	20.612291	20.590723	20.845971	21.122818	21.436168	22.074774	23.000000
3 MW	23.000000	22.243162	21.601103	21.325594	20.953509	20.910297	21.068492	21.277886	21.555149	22.142401	23.000000
4 MW	23.000000	22.262637	21.772240	21.646682	21.224307	21.141659	21.244029	21.407763	21.651951	22.196875	23.000000
5 MW	23.000000	22.385927	22.000211	21.975565	21.513305	21.401235	21.431827	21.543492	21.753369	22.254620	23.000000
6 MW	23.000000	22.509217	22.228182	22.304447	21.802303	21.660811	21.619624	21.679221	21.854786	22.312365	23.000000
7 MW	23.000000	22.622718	22.444334	22.618508	22.075857	21.897164	21.795487	21.804012	21.948651	22.367338	23.000000
8 MW	23.000000	22.736219	22.660486	22.932569	22.349410	22.133517	21.971349	21.928803	22.042515	22.422310	23.000000

5.2.4 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง

เนื่องจากกรณีที่ผ่านมาจะเป็นการจำลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่อยู่ใกล้โหลดวิกฤต ในกรณีนี้จึงทำการพิจารณาตำแหน่งติดตั้งไกลจากโหลดวิกฤต ในหัวข้อนี้จึงได้เลือกตำแหน่งที่ 2/3 ของความยาวสายหรือ 28.7 กิโลเมตรจากสถานีส่ง ซึ่งจากข้อมูลในตารางที่ 5.4 จะเห็นว่า เมื่อทำการติดตั้งพิกัด 2 เมกะวัตต์ ในตำแหน่งดังกล่าวยังไม่สามารถแก้ปัญหาได้ ดังนั้นจึงได้ทำการเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ตั้งแต่ 3 ถึง 8 เมกะวัตต์ ซึ่งผลสรุปดังแสดงในรูปที่ 5.8 และตารางที่ 5.7 จะเห็นได้ว่า เมื่อพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 5 เมกะวัตต์ขึ้นไป แรงดันไฟฟ้าของทุกโหลดจะผ่านเกณฑ์มาตรฐานการไฟฟ้ากำหนด เนื่องมาจากระยะห่างของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับโหลดที่วิกฤตอยู่ห่างมากกว่ากรณีอื่นที่ผ่านมา ดังนั้นขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงต้องมีพิกัดเพิ่มขึ้นด้วยเหตุนี้เองในหัวข้อถัดไป จะพิจารณาติดตั้งตำแหน่งหน้าโหลดวิกฤต



รูปที่ 5.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 2/3 ที่พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

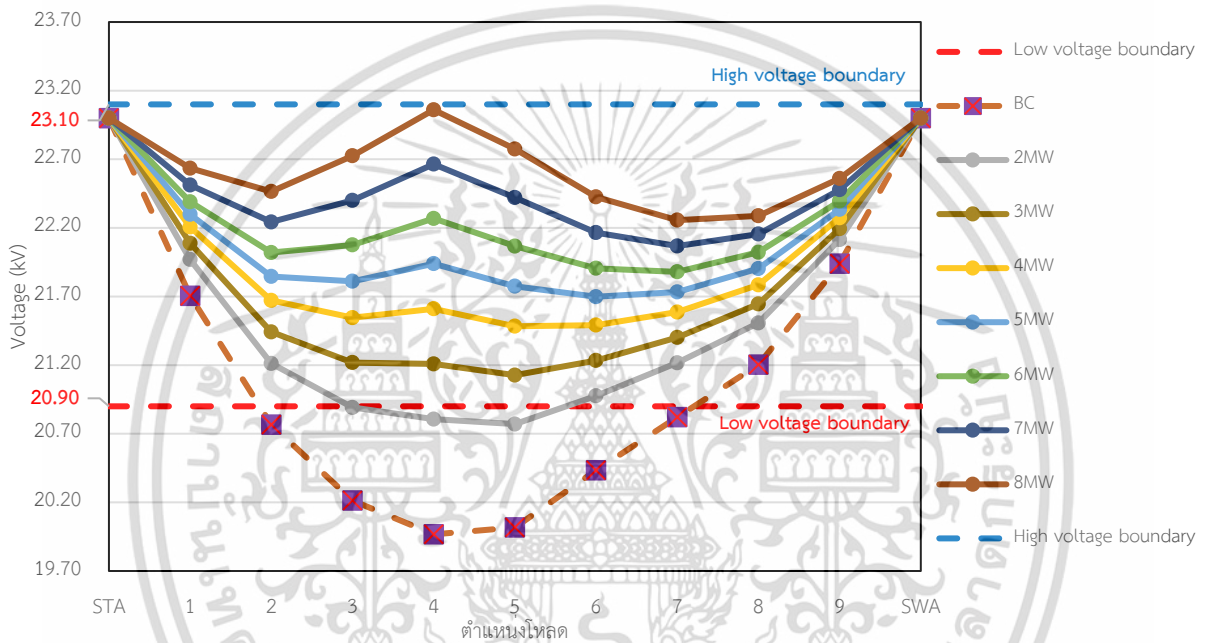
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.7 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 2/3 ตลอดความยาวสายส่ง พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

ขนาดของ เครื่องกำเนิด	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
กรณีพื้นฐาน	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.856693	21.025465	20.583931	20.431458	20.557840	21.163699	21.447891	21.682692	22.215889	23.000000
3 MW	23.000000	21.922500	21.146026	20.764053	20.651058	20.812260	21.511424	21.746710	21.904081	22.344307	23.000000
4 MW	23.000000	21.988307	21.266587	20.944174	20.870658	21.066679	21.859149	22.045529	22.125470	22.472724	23.000000
5 MW	23.000000	22.048894	21.379451	21.111850	21.079686	21.304930	22.184706	22.322465	22.334229	22.593315	23.000000
6 MW	23.000000	22.109481	21.492315	21.279525	21.288714	21.543181	22.510262	22.599400	22.542988	22.713905	23.000000
7 MW	23.000000	22.164528	21.595245	21.438334	21.481666	21.771878	22.812400	22.860124	22.742844	22.825727	23.000000
8 MW	23.000000	22.219574	21.698174	21.597143	21.674618	22.000575	23.114537	23.120848	22.942699	22.937549	23.000000

5.2.5 ปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในกรณีติดตั้งที่ตำแหน่งหน้าโหลดวิกฤต

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่งหน้าโหลดวิกฤต ซึ่งก็คือโหลดที่ 4 ที่ระยะทาง 17.5 กิโลเมตรจากสถานีส่ง จากข้อมูลในตารางที่ 5.4 จะเห็นได้ว่า เมื่อพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 เมกะวัตต์ ไม่สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของโหลดวิกฤตได้ ดังนั้นในหัวข้อนี้จึงได้ทำการปรับ พิกัดขนาด 3 ถึง 8 เมกะวัตต์ ผลสรุปจากการปรับพิกัดได้แสดงในรูปที่ 5.9 และตารางที่ 5.8 จากรูปที่ 5.9 พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าที่ทุกโหลดมีค่าเพิ่มขึ้นและผ่านเกณฑ์มาตรฐานเมื่อพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 3 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.9 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่งหน้าโหลด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.8 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่งหน้าโหลด พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.969593	21.212344	20.891448	20.806448	20.770453	20.976033	21.216826	21.506962	22.114614	23.000000
3 MW	23.000000	22.088074	21.442059	21.218684	21.208513	21.126826	21.233732	21.401707	21.645941	22.194086	23.000000
4 MW	23.000000	22.206555	21.671773	21.545920	21.610578	21.483199	21.491431	21.586587	21.784920	22.273557	23.000000
5 MW	23.000000	22.298336	21.846010	21.810659	21.939453	21.774911	21.698493	21.733022	21.903680	22.334250	23.000000
6 MW	23.000000	22.390117	22.020246	22.075398	22.268327	22.066622	21.905554	21.879456	22.022439	22.394943	23.000000
7 MW	23.000000	22.512359	22.242792	22.400369	22.664313	22.420771	22.165570	22.067890	22.155050	22.477680	23.000000
8 MW	23.000000	22.634601	22.465338	22.725339	23.060299	22.774920	22.425585	22.256323	22.287660	22.560416	23.000000

จากหัวข้อ 5.2.2 ถึง 5.2.5 สามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่งดังแสดงในตารางที่ 5.9 เมื่อพิจารณาพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายชนิดพลังงานลม พบว่าตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ถ้าอยู่ใกล้โหนดวิกฤตต้องเพิ่มพิกัด ในทางกลับกัน ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายยิ่งอยู่ใกล้โหนดวิกฤตยิ่งสามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่โหนดได้ จากข้อสรุปนี้ จึงได้มีแนวความคิดในการพิจารณาดำเนินโหนดมีปัญหาแรงดันตกมากที่สุดเพื่อกำหนดหาระยะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายใหม่ โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนของระยะระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤตและส่วนของระยะระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤต ซึ่งจะได้นำเสนอในหัวข้อถัดไป

ตารางที่ 5.9 ผลการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัดต่าง ๆ

ตำแหน่งติดตั้ง	เกณฑ์ กฟภ.	พื้นฐาน	1/3 line (3 MW)	1/2 line (3 MW)	2/3 line (5 MW)	หน้าโหนด (3 MW)
พารามิเตอร์	ค่าแรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)					
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหนด 1	20.900000	21.705532	22.243162	22.103087	22.048894	22.088074
โหนด 2	20.900000	20.766570	21.601103	21.484344	21.379451	21.442059
โหนด 3	20.900000	20.213322	21.325594	21.276517	21.111850	21.218684
โหนด 4	20.900000	19.967074	20.953509	21.283166	21.079686	21.208513
โหนด 5	20.900000	20.017326	20.910297	21.551956	21.304930	21.126826
โหนด 6	20.900000	20.433511	21.068492	21.732852	22.184706	21.233732
โหนด 7	20.900000	20.821111	21.277886	21.756897	22.322465	21.401707
โหนด 8	20.900000	21.203214	21.555149	21.903494	22.334229	21.645941
โหนด 9	20.900000	21.939189	22.142401	22.339681	22.593315	22.194086
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

5.3 ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหนดวิกฤต

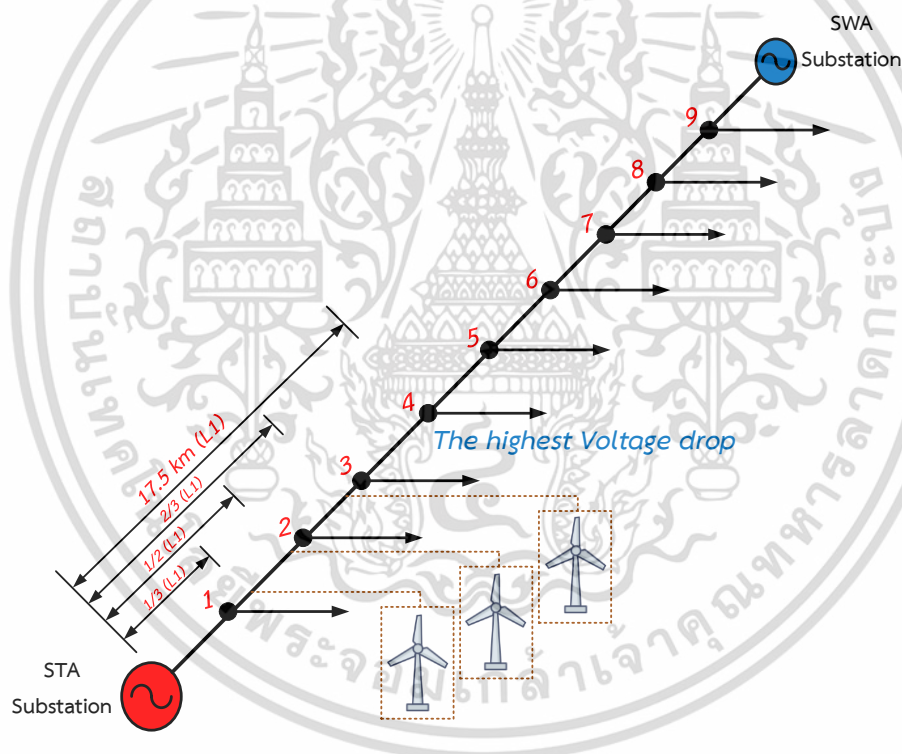
ในหัวข้อนี้ได้ตั้งสมมติฐานว่าโหนดวิกฤตเป็นโหนดที่ 4 ซึ่งอยู่ตำแหน่งระยะ 17.5 กิโลเมตรจากสถานีส่งหรือระยะ 25.5 กิโลเมตรจากสถานีรับ ดังนั้นตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจึงแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ตำแหน่งระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤต และตำแหน่งระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤต ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อย่อยถัดไป

5.3.1 การปรับปรุงแรงดันตกในกรณีติดตั้งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต

ในการจำลองตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ได้แบ่งตำแหน่งติดตั้งออกเป็น 3 ตำแหน่ง มีดังนี้ ที่

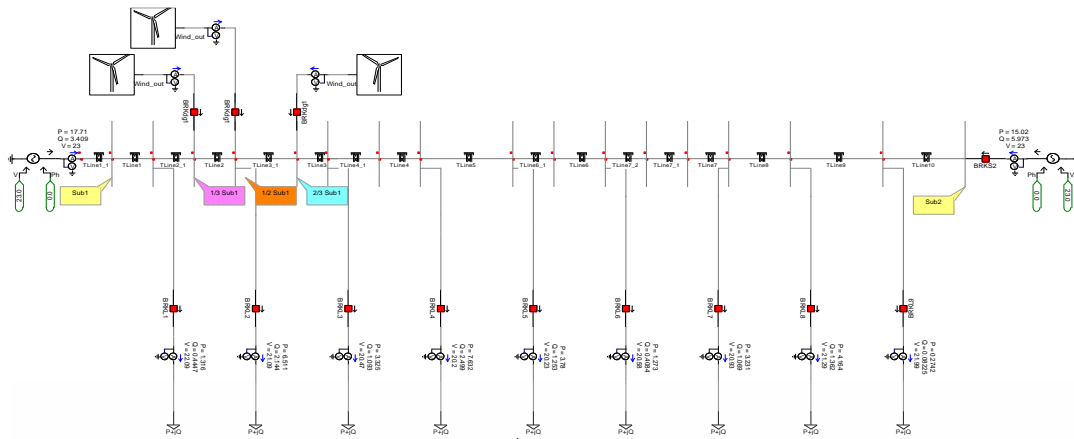
- ระยะ 1/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต (หรือระยะทาง 5.8 กิโลเมตรจากสถานีส่ง)
- ที่ระยะ 1/2 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต (หรือระยะทาง 8.75 กิโลเมตรจากสถานีส่ง)
- ที่ระยะ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต (หรือระยะทาง 11.67 กิโลเมตรจากสถานีส่ง)

ดังแสดงในรูปที่ 5.10 ในขณะที่พิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้กำหนดพิกัดที่ 3 เมกะวัตต์ จากข้อสรุปในที่ได้ตารางที่ 5.8 จะเห็นได้ว่า โดยกรณีส่วนใหญ่พิกัดที่ช่วยปรับปรุงแรงดันตกผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า จะอยู่ที่ 3 เมกะวัตต์ ผลสรุปจากการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งทั้ง 3 ตำแหน่ง ได้แสดงในรูปที่ 5.11 และตารางที่ 5.9



(ก) แผนภาพเส้นเคเบิลแสดงตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ข) แผนภาพเส้นเดี่ยวในโปรแกรม PSCAD

รูปที่ 5.10 แผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงตำแหน่งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต

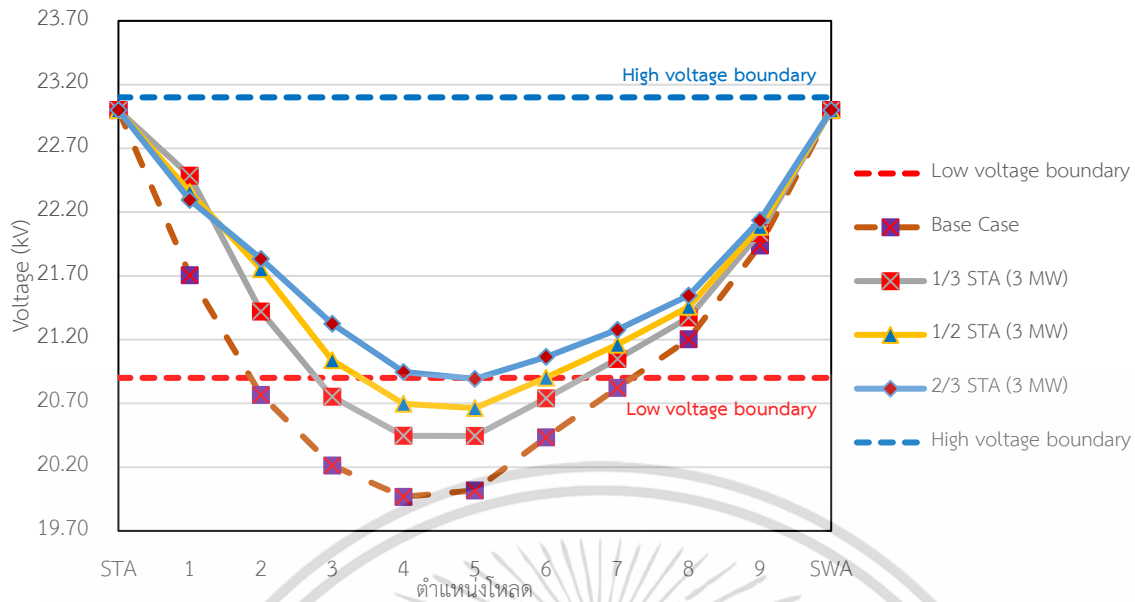
เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองดังแสดงไว้ในตารางที่ 5.10 และ รูปที่ 5.11 จะเห็นว่า ทั้ง 3 ตำแหน่งในบางโหลดไม่เกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า แต่เมื่อพิจารณาในแต่ละโหลดจะเห็นได้ว่า ตำแหน่งที่ติดตั้งแล้วทำให้โหลดวิกฤตสามารถผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า คือ ระยะ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต ทั้งนี้เนื่องจากว่าตำแหน่งที่ติดตั้งอยู่ใกล้โหลดวิกฤตมากกว่าอีกสองตำแหน่ง ซึ่งตำแหน่งอยู่ไกลจากโหลดวิกฤตมีค่าแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นน้อยกว่า สิ่งนี้แสดงให้เห็นว่าตำแหน่งที่ติดตั้ง มีผลกระทบกับระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลด เพื่อให้สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า จึงทำการจำลองด้วยการเพิ่มพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่าง 4 ถึง 8 เมกะวัตต์ ในแต่ละตำแหน่ง ซึ่งผลที่ได้จากการจำลองดังแสดงในรูปที่ 15.12 ถึง รูปที่ 15.14 และตารางที่ 5.11 ถึง ตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.10 ผลการจำลองแรงดันไฟฟ้าติดตั้งระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 3 เมกะวัตต์

ตำแหน่ง	กฟภ.	Without DG	1/3	1/2	2/3
พารามิเตอร์		แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)			
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหลดที่ 1	20.900000	21.705532	22.485560	22.358476	22.225204
โหลดที่ 2	20.900000	20.766570	21.420324	21.752342	21.573269
โหลดที่ 3	20.900000	20.213322	20.752254	21.038692	21.324445
โหลดที่ 4	20.900000	19.967074	20.445909	20.697365	20.946082
โหลดที่ 5	20.900000	20.017326	20.444628	20.662985	20.892433
โหลดที่ 6	20.900000	20.433511	20.740482	20.902333	21.065019
โหลดที่ 7	20.900000	20.821111	21.048724	21.160690	21.277753
โหลดที่ 8	20.900000	21.203214	21.373810	21.457843	21.545951
โหลดที่ 9	20.900000	21.939189	22.037188	22.085381	22.136054
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

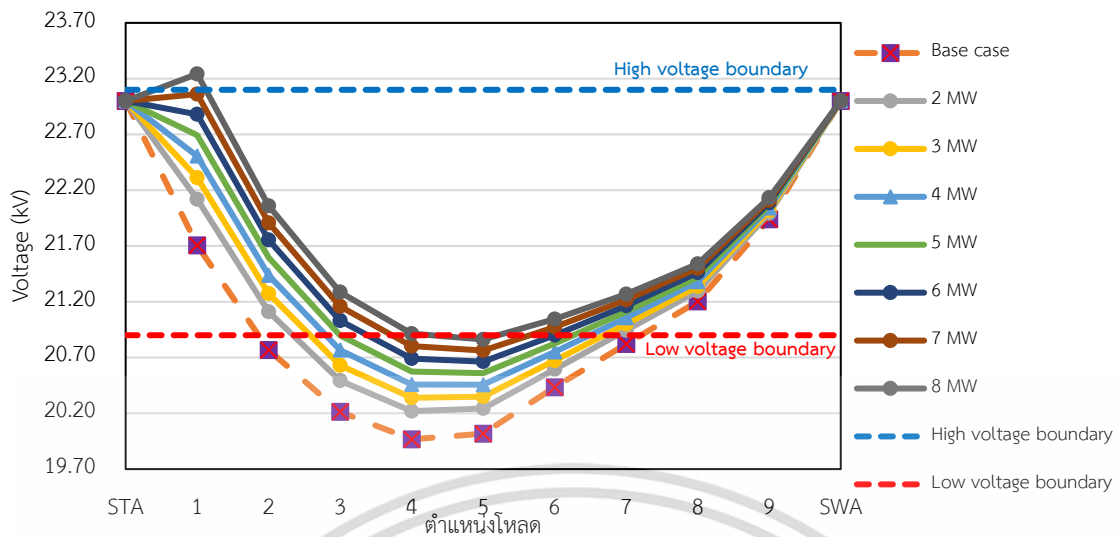
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับครูใช้งานเพื่อการศึกษเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

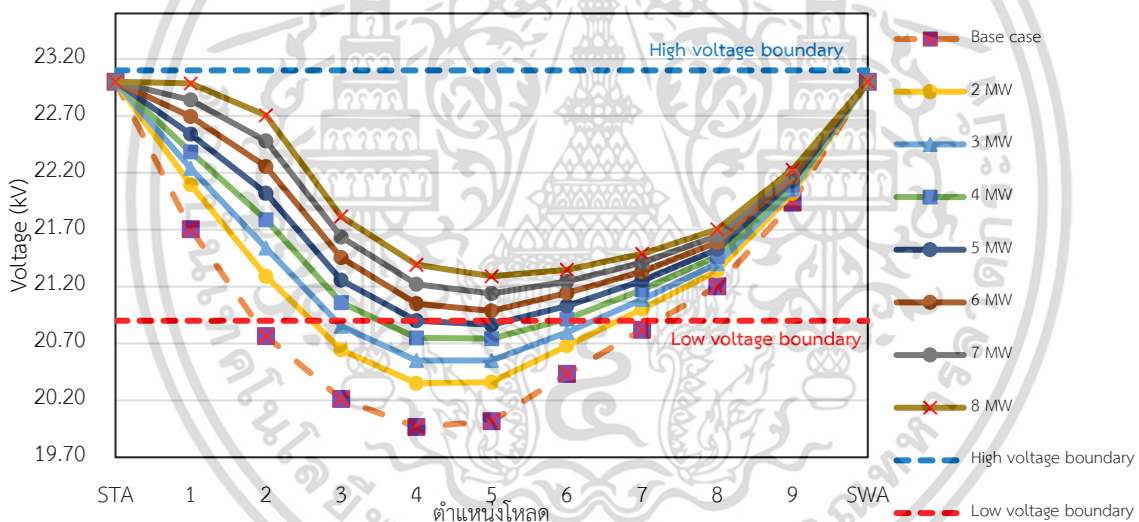


รูปที่ 5.11 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในตำแหน่งติดตั้งต่างๆ ระหว่างสถานีส่งและโหมลตวิกฤต

เมื่อพิจารณารูปที่ 5.12 และตารางที่ 5.10 ซึ่งได้ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหมลตวิกฤต แล้วทำการเปลี่ยนพิกัดจาก 2 ถึง 8 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่าทุกพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายไม่สามารถปรับปรุงแรงดันตกได้ทุกโหมลต เมื่อทำการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งมาอยู่ที่ 1/2 ระหว่างสถานีส่งกับโหมลตวิกฤต โดยทำการเปลี่ยนพิกัดจาก 2 ถึง 8 เมกะวัตต์ เช่นเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 5.13 และตารางที่ 5.11 จะเห็นได้ว่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ขึ้นไป สามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าในทุกโหมลตให้ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า ในขณะที่ เมื่อทำการย้ายตำแหน่งติดตั้งมาอยู่ที่ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหมลตวิกฤต พบว่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 4 เมกะวัตต์ขึ้นไป สามารถปรับปรุงแรงดันตกในทุกโหมลต สิ่งนี้แสดงให้เห็นว่า พิกัดและตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมีความสัมพันธ์กัน เพื่อสนับสนุนแนวความคิดนี้จึงได้มีการพิจารณาตำแหน่งติดตั้งระหว่างสถานีรับกับโหมลตวิกฤต ซึ่งจะนำเสนอในหัวข้อถัดไป

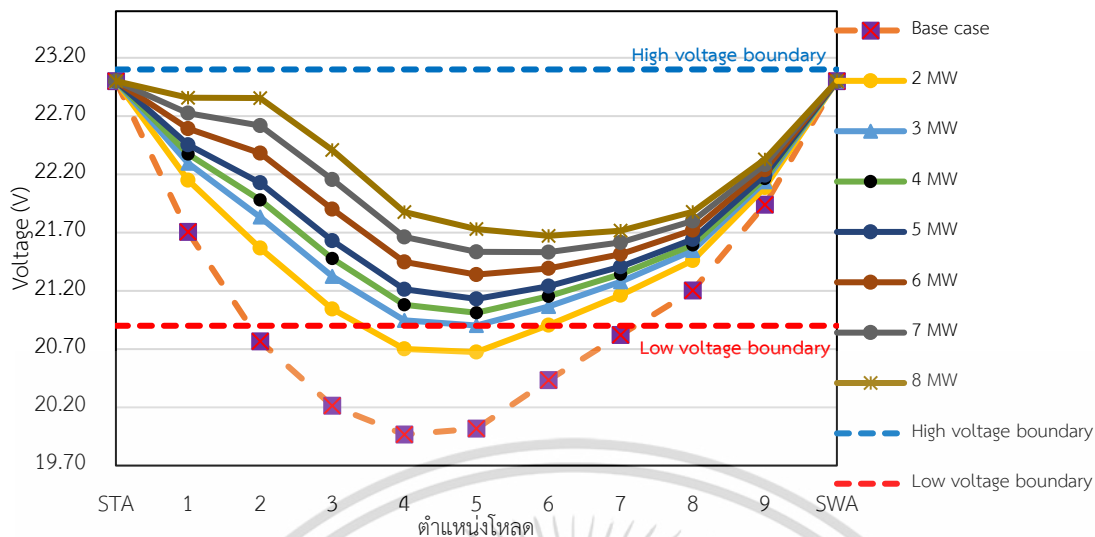


รูปที่ 5.12 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.13 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.14 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหนดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	22.118597	21.109611	20.492805	20.219817	20.242909	20.594939	20.944309	21.295502	21.992711	23.000000
3 MW	23.000000	22.311982	21.273381	20.629667	20.339252	20.349760	20.672568	21.000312	21.337732	22.016872	23.000000
4 MW	23.000000	22.505366	21.437151	20.766529	20.458687	20.456610	20.750197	21.056315	21.379962	22.041032	23.000000
5 MW	23.000000	22.692795	21.595536	20.898810	20.574585	20.559927	20.825240	21.110310	21.420576	22.064329	23.000000
6 MW	23.000000	22.880223	21.753921	21.031090	20.690483	20.663244	20.900282	21.164305	21.461190	22.087625	23.000000
7 MW	23.000000	23.060984	21.906805	21.158747	20.802132	20.762735	20.972543	21.216343	21.500364	22.110112	23.000000
8 MW	23.000000	23.241744	22.059689	21.286403	20.913781	20.862225	21.044804	21.268381	21.539538	22.132599	23.000000

ตารางที่ 5.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	22.095263	21.291038	20.644876	20.350389	20.359793	20.679878	21.003159	21.339141	22.018432	23.000000
3 MW	23.000000	22.239525	21.539346	20.851829	20.550390	20.551415	20.797602	21.087776	21.402655	22.054762	23.000000
4 MW	23.000000	22.383787	21.787654	21.058781	20.750391	20.743036	20.915325	21.172392	21.466169	22.091092	23.000000
5 MW	23.000000	22.539057	22.020929	21.256614	20.899931	20.864565	21.029080	21.252066	21.527609	22.126341	23.000000
6 MW	23.000000	22.694326	22.254203	21.454446	21.049470	20.986093	21.142835	21.331739	21.589048	22.161589	23.000000
7 MW	23.000000	22.839630	22.479553	21.635169	21.220786	21.138504	21.245157	21.410011	21.646201	22.194370	23.000000
8 MW	23.000000	22.984934	22.704902	21.815891	21.392102	21.290915	21.347478	21.488283	21.703353	22.227150	23.000000

ตารางที่ 5.13 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

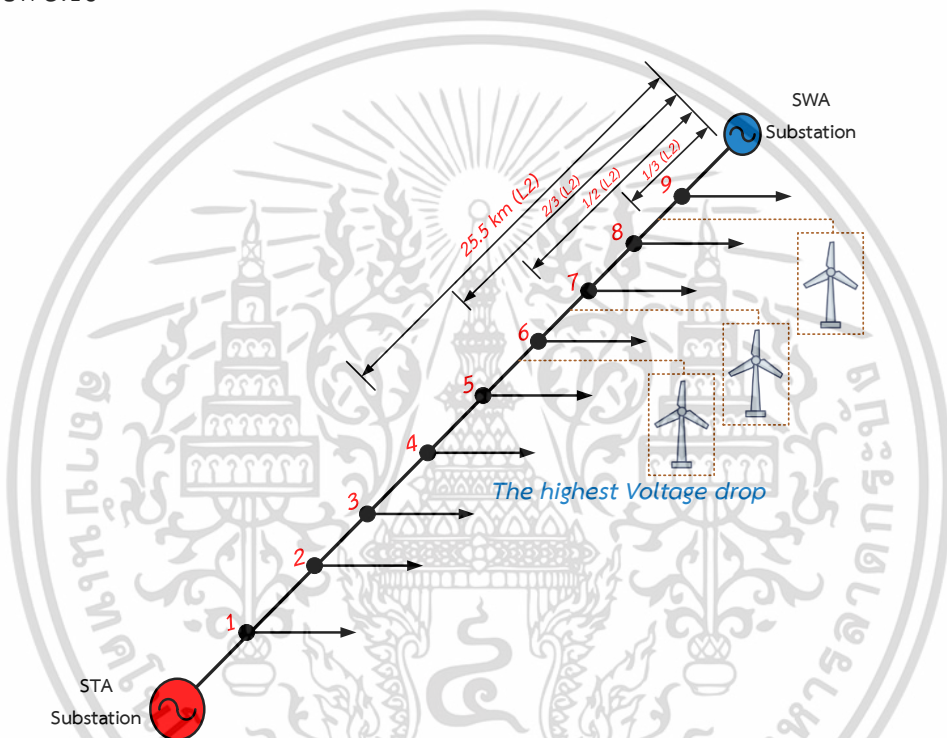
Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	22.149727	21.566271	21.043991	20.701090	20.674116	20.905291	21.161721	21.459866	22.086508	23.000000
3 MW	23.000000	22.225204	21.573269	21.324445	20.946082	20.892433	21.065019	21.277753	21.545951	22.136054	23.000000
4 MW	23.000000	22.374290	21.980153	21.477458	21.079344	21.011442	21.152405	21.342325	21.593748	22.163790	23.000000
5 MW	23.000000	22.453377	22.127036	21.630471	21.212607	21.130452	21.239790	21.406896	21.641545	22.191525	23.000000
6 MW	23.000000	22.591786	22.381718	21.901029	21.447735	21.339112	21.391828	21.514116	21.721451	22.238254	23.000000
7 MW	23.000000	22.724511	22.618074	22.154940	21.662035	21.534566	21.531810	21.615100	21.799531	22.283299	23.000000
8 MW	23.000000	22.857235	22.854429	22.408850	21.876334	21.730020	21.671792	21.716083	21.877610	22.328343	23.000000

5.3.2 การปรับปรุงแรงดันตกในกรณีติดตั้งระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต

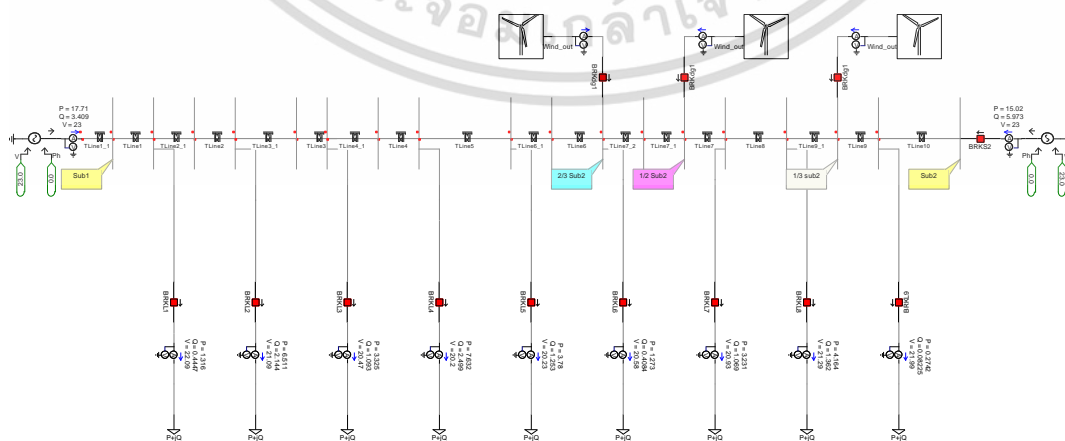
ในการจำลองตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายพิกัด 3 เมกะวัตต์ โดยวัดระยะจากสถานีรับกับโหลดวิกฤต ยังคงแบ่งตำแหน่งติดตั้งออกเป็น 3 ตำแหน่ง ดังนี้

- ที่ระยะ 1/3 (หรือระยะทาง 8.5 กิโลเมตรจากสถานีรับ)
- ที่ระยะ 1/2 (หรือระยะทาง 12.5 กิโลเมตรจากสถานีรับ)
- ที่ระยะ 2/3 (หรือระยะทาง 17 กิโลเมตรจากสถานีรับ)

ดังแสดงในรูปที่ 5.15 ผลสรุปจากการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งทั้ง 3 ตำแหน่ง ได้แสดงในตารางที่ 5.14 และรูปที่ 5.16



(ก) แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมแบบกระจาย



(ข) แผนภาพเส้นเดียวแสดงในโปรแกรม PSCAD

รูปที่ 5.15 แผนภาพเส้นเดียวแสดงตำแหน่งระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้เพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้ใช้ประโยชน์ด้านการค้า

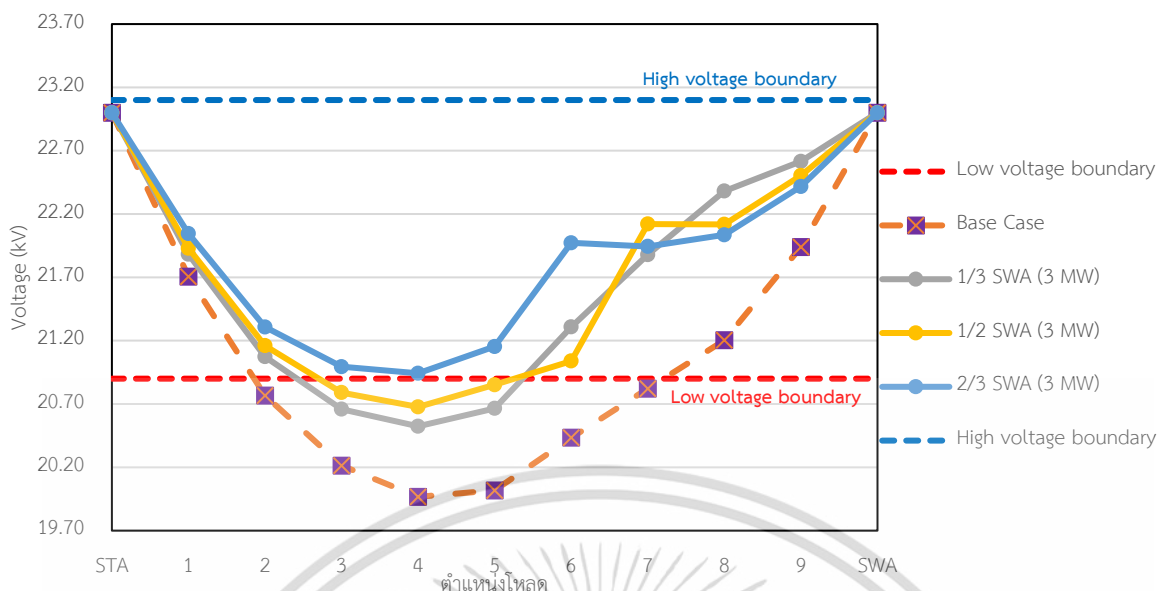
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองดังแสดงไว้ในตารางที่ 5.13 และ รูปที่ 5.16 จะเห็นว่า มีเพียงระยะ 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหนดวิกฤตเท่านั้น ที่สามารถปรับปรุงแรงดันตกให้ผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของ กพท.กำหนด ในขณะที่อีกสองตำแหน่งแรงดันไฟฟ้าของโหนดวิกฤตและโหนดข้างเคียงไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน ทั้งนี้เนื่องจากระยะห่างระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับโหนดวิกฤตมีระยะห่างที่มากขึ้น ส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าลดลงตามระยะห่างที่มากขึ้น ดังนั้นจึงได้ทำการปรับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและผลสรุปได้แสดงในรูปที่ 5.17 ถึง รูปที่ 5.19 และตารางที่ 5.15 ถึง ตารางที่ 5.17

ตารางที่ 5.14 ตารางเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย พิกัด 3 เมกะวัตต์

ตำแหน่ง	กพท.	Without DG	1/3	1/2	2/3
พารามิเตอร์	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)				
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหนดที่ 1	20.900000	21.705532	21.882017	21.929262	22.044738
โหนดที่ 2	20.900000	20.766570	21.073144	21.160343	21.307471
โหนดที่ 3	20.900000	20.213322	20.659026	20.790060	20.994476
โหนดที่ 4	20.900000	19.967074	20.523887	20.676767	20.942229
โหนดที่ 5	20.900000	20.017326	20.665313	20.851191	21.153709
โหนดที่ 6	20.900000	20.433511	21.308351	21.039275	21.972595
โหนดที่ 7	20.900000	20.821111	21.879043	22.120871	21.943635
โหนดที่ 8	20.900000	21.203214	22.381187	22.118350	22.035538
โหนดที่ 9	20.900000	21.939189	22.615722	22.503547	22.417215
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

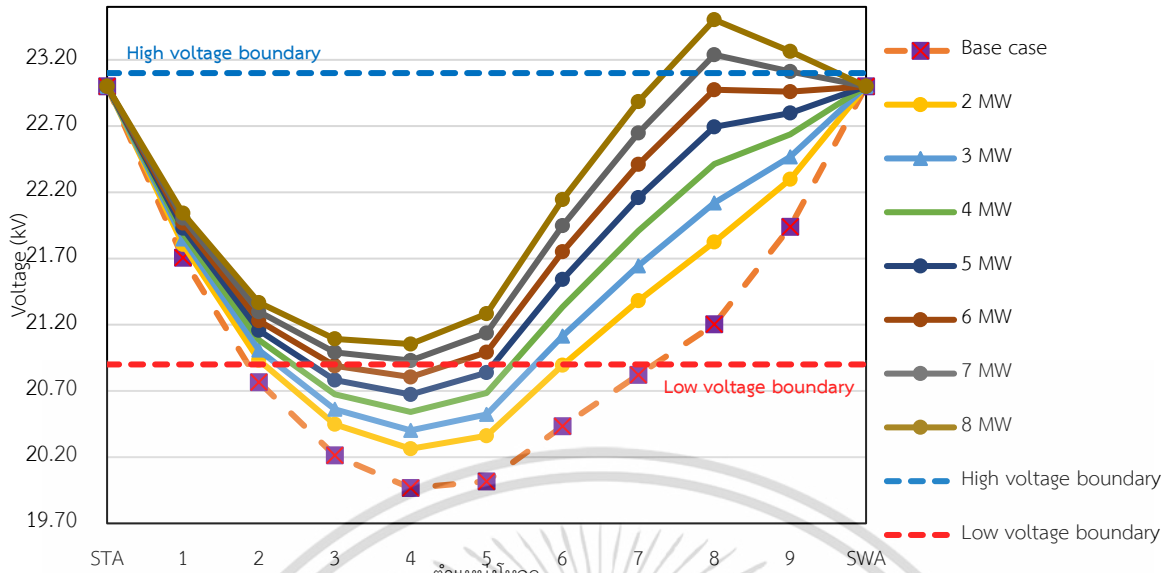
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



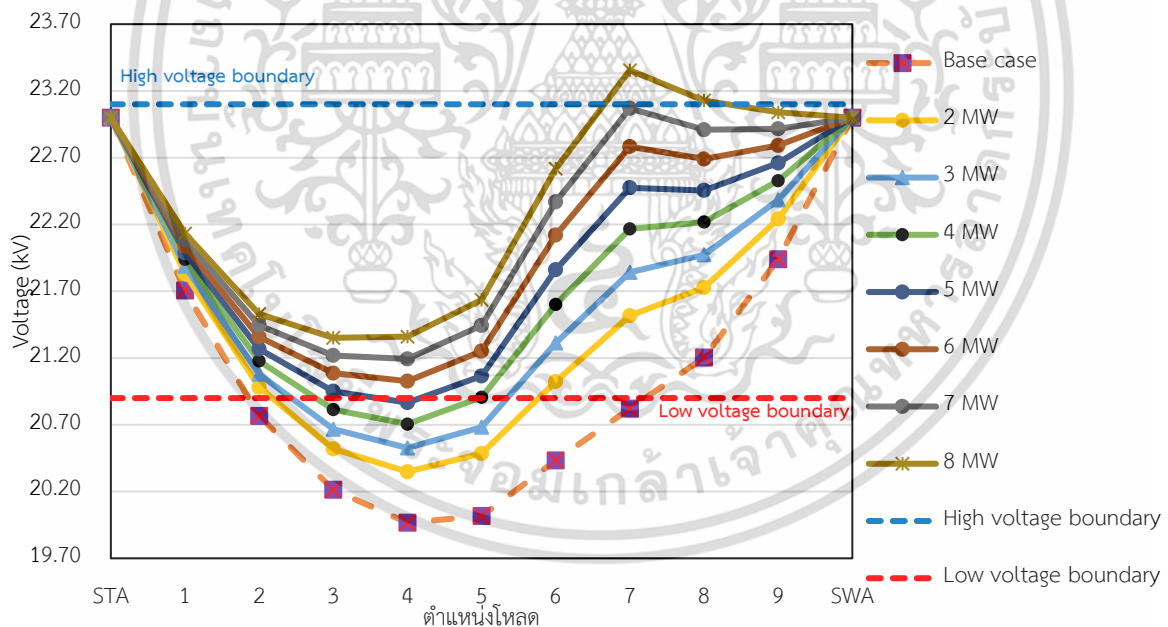
รูปที่ 5.16 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าในตำแหน่งติดตั้งต่างๆ ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต

เมื่อพิจารณารูปที่ 5.17 และตารางที่ 5.14 ซึ่งได้ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต จะเห็นได้ว่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 7 เมกะวัตต์ขึ้นไป สามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าในทุกโหลดให้ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต ต้องใช้พิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 5 เมกะวัตต์ขึ้นไป จึงสามารถผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าทุกโหลด ส่วนระยะ 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต สามารถผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าโดยใช้พิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตั้งแต่ 3 เมกะวัตต์ขึ้นไป

เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละโหลดกับระยะ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต ดังแสดงในตารางที่ 5.9 จะเห็นได้ว่าแรงดันไฟฟ้าในโหลดที่ 5 ของกรณีระยะ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต มีค่าน้อยกว่ากรณีระยะ 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต ถึงแม้ว่าระยะ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤตซึ่งติดตั้งอยู่ใกล้กับโหลดวิกฤตมากกว่ากรณีระยะ 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต เมื่อพิจารณาขนาดของโหลดในแต่ละฝั่งสถานีไฟฟ้า พบว่า ความหนาแน่นของโหลดที่ฝั่งสถานีส่งมีความหนาแน่นของโหลดมากกว่าฝั่งสถานีรับ สิ่งนี้แสดงให้เห็นว่า ความหนาแน่นของโหลดเป็นปัจจัยที่ส่งผลต่อแรงดันไฟฟ้า

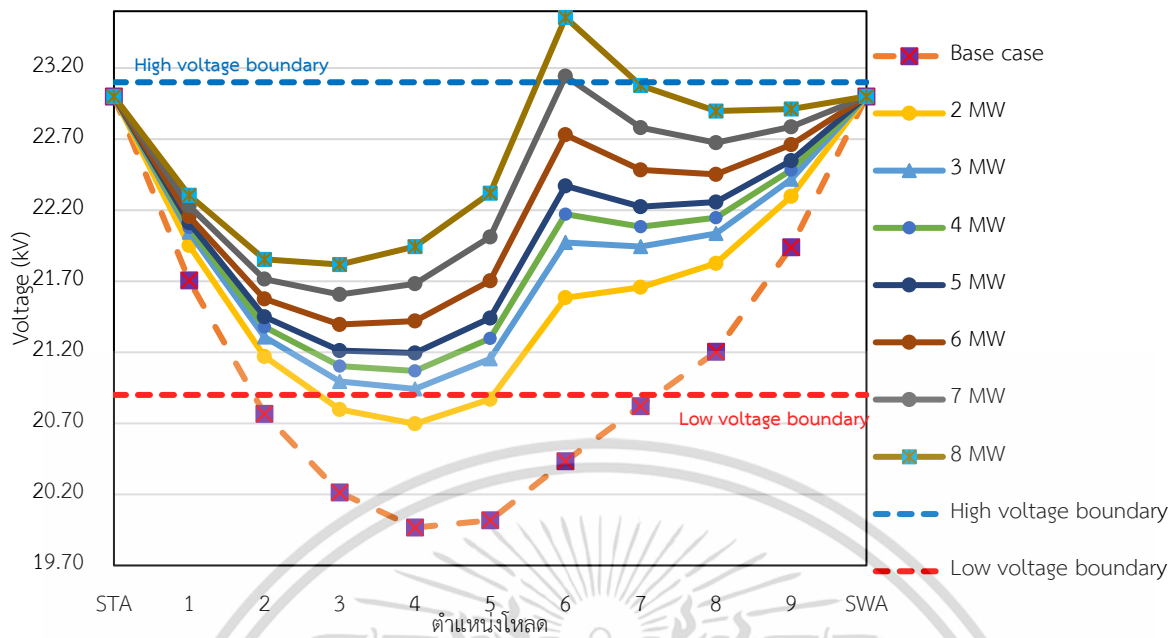


รูปที่ 5.17 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.18 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.19 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าจากพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.15 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.806218	20.931957	20.448044	20.263529	20.361171	20.894027	21.380837	21.825081	22.297822	23.000000
3 MW	23.000000	21.847632	21.008286	20.561341	20.402453	20.522873	21.113595	21.644731	22.119357	22.467454	23.000000
4 MW	23.000000	21.889046	21.084615	20.674638	20.541377	20.684575	21.333163	21.908624	22.413633	22.637086	23.000000
5 MW	23.000000	21.928291	21.157153	20.782182	20.673190	20.838172	21.541690	22.159300	22.693749	22.798138	23.000000
6 MW	23.000000	21.967535	21.229691	20.889725	20.805002	20.991768	21.750217	22.409976	22.973865	22.959190	23.000000
7 MW	23.000000	22.004630	21.298221	20.991412	20.929477	21.137384	21.947218	22.647316	23.238358	23.111598	23.000000
8 MW	23.000000	22.041724	21.366750	21.093098	21.053951	21.282999	22.144219	22.884656	23.502851	23.264005	23.000000

ตารางที่ 5.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/2 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.833339	20.980863	20.519791	20.348272	20.485186	21.023265	21.516949	21.727265	22.240511	23.000000
3 MW	23.000000	21.886312	21.079235	20.667027	20.526742	20.681884	21.312281	21.841767	21.972796	22.384085	23.000000
4 MW	23.000000	21.939285	21.177607	20.814263	20.705211	20.878582	21.601296	22.166585	22.218326	22.527658	23.000000
5 MW	23.000000	21.987835	21.267596	20.950486	20.905862	21.065035	21.860706	22.474797	22.454263	22.659764	23.000000
6 MW	23.000000	22.036385	21.357584	21.086708	21.026513	21.251488	22.120115	22.783008	22.690200	22.791869	23.000000
7 MW	23.000000	22.084710	21.443674	21.218958	21.193068	21.443463	22.368940	23.069063	22.909212	22.915935	23.000000
8 MW	23.000000	22.133035	21.529764	21.351208	21.359623	21.635437	22.617765	23.355118	23.128224	23.040001	23.000000

ตารางที่ 5.17 ค่าแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีรับกับโหลดวิกฤต พิกัด 2 ถึง 8 เมกะวัตต์

Single DG Capacity	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)										
	STA	โหลดที่ 1	โหลดที่ 2	โหลดที่ 3	โหลดที่ 4	โหลดที่ 5	โหลดที่ 6	โหลดที่ 7	โหลดที่ 8	โหลดที่ 9	SWA
Without DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.951825	21.169891	20.797186	20.696642	20.869411	21.583807	21.657044	21.825314	22.296638	23.000000
3 MW	23.000000	22.044738	21.307471	20.994476	20.942229	21.153709	21.972595	21.943635	22.035538	22.417215	23.000000
4 MW	23.000000	22.078027	21.378369	21.103179	21.068574	21.297137	22.171556	22.083944	22.146291	22.482711	23.000000
5 MW	23.000000	22.111316	21.449267	21.211882	21.194919	21.440566	22.370517	22.224252	22.257044	22.548206	23.000000
6 MW	23.000000	22.154234	21.575770	21.395632	21.419643	21.702928	22.730103	22.483225	22.451779	22.660648	23.000000
7 MW	23.000000	22.229370	21.714723	21.606571	21.681765	22.011459	23.142829	22.780223	22.674683	22.786069	23.000000
8 MW	23.000000	22.304505	21.853676	21.817510	21.943887	22.319990	23.555556	23.077221	22.897586	22.911490	23.000000

5.4 เปรียบเทียบเทคนิคติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เมื่อทำการพิจารณาพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีพิกัดน้อยที่สุด สามารถทำให้ทุกโหลดผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า คือ พิกัด 3 เมกะวัตต์ โดยติดตั้งที่ตำแหน่ง ติดตั้งที่ตำแหน่ง 1/3 (ระยะ 14.33 กิโลเมตรจากสถานีส่ง), 1/2 ตลอดความยาวสายส่ง (ระยะ 21.5 กิโลเมตรจากสถานีส่ง) และติดตั้งที่ตำแหน่ง 2/3 ระหว่างสถานีรับและโหลดวิกฤต (ระยะ 26 กิโลเมตรจากสถานีส่ง) เมื่อเปรียบเทียบผลของแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองดังแสดงในตารางที่ 5.18 ที่พิกัด 2 เมกะวัตต์ ซึ่งจะเห็นได้ว่าผลของแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นยังไม่สามารถผ่านเกณฑ์ของการไฟฟ้ากำหนด ในขณะที่ผลที่ได้จากการจำลองในตารางที่ 5.18 ที่พิกัด 3 เมกะวัตต์ สามารถช่วยให้แรงดันไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ของมาตรฐานของแรงดันไฟฟ้ากำหนด ดังนั้นจากกรณีติดตั้งทั้งหมดที่กล่าวมาข้างต้นสามารถจำแนกปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าออกเป็น 3 ประการได้แก่ ความหนาแน่นของโหลด ระยะห่างระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดวิกฤต และรวมถึงพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น

ตารางที่ 5.18 ตารางเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย พิกัด 2 เมกะวัตต์

ตำแหน่ง	กฟภ.	Without DG	1/3 Line (2 MW)	1/2 Line (2 MW)	2/3 SWA (2 MW)
พารามิเตอร์	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)				
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหลดที่ 1	20.900000	21.705532	21.997525	21.908088	21.951825
โหลดที่ 2	20.900000	20.766570	21.283246	21.138453	21.169891
โหลดที่ 3	20.900000	20.213322	20.941498	20.761723	20.797186
โหลดที่ 4	20.900000	19.967074	20.612291	20.639817	20.696642
โหลดที่ 5	20.900000	20.017326	20.590723	20.798338	20.869411
โหลดที่ 6	20.900000	20.433511	20.845971	21.099504	21.583807
โหลดที่ 7	20.900000	20.821111	21.122818	21.300304	21.657044
โหลดที่ 8	20.900000	21.203214	21.436168	21.563076	21.825314
โหลดที่ 9	20.900000	21.939189	22.074774	22.146445	22.296638
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

อย่างไรก็ตามการติดตั้งที่ได้กล่าวมาข้างต้นในการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้มีการนำเสนอมา ตั้งแต่บทที่ 3 ว่าด้วยการติดตั้งสถานีไฟฟ้าใหม่ บทที่ 4 เป็นการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง และบทที่ 5 การติดตั้งด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ตามลำดับ ซึ่งล้วนเป็นการวิเคราะห์เพื่อหาแนวทางในการปรับปรุงแรงดันตกเพื่อให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานของ กฟผ.กำหนด เท่านั้น ซึ่งในการพิจารณาเลือกใช้ควรให้ถูกต้องในการแก้ปัญหาแรงดันตกที่เกิดขึ้น เพื่อสร้างความมั่นคงทางไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ดีขึ้น โดยรายละเอียดของบทสรุปจะได้นำเสนอต่อไป

ตารางที่ 5.18 ตารางเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย พิกัด 3 เมกะวัตต์

ตำแหน่ง	กฟผ.	Without DG	1/3 Line (3 MW)	1/2 Line (3 MW)	2/3 SWA (3 MW)
พารามิเตอร์	แรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)				
สถานีสุโขทัย	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000
โหนดที่ 1	20.900000	21.705532	22.243162	22.103087	22.044738
โหนดที่ 2	20.900000	20.766570	21.601103	21.484344	21.307471
โหนดที่ 3	20.900000	20.213322	21.325594	21.276517	20.994476
โหนดที่ 4	20.900000	19.967074	20.953509	21.283166	20.942229
โหนดที่ 5	20.900000	20.017326	20.910297	21.551956	21.153709
โหนดที่ 6	20.900000	20.433511	21.068492	21.732852	21.972595
โหนดที่ 7	20.900000	20.821111	21.277886	21.756897	21.943635
โหนดที่ 8	20.900000	21.203214	21.555149	21.903494	22.035538
โหนดที่ 9	20.900000	21.939189	22.142401	22.339681	22.417215
สถานีสวรรคโลก	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 6

บทสรุป

6.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาแนวทางการปรับปรุงปัญหาแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาด 22 กิโลโวลต์ เนื่องจากขนาดของโหลดในระบบที่เพิ่มขึ้น โดยเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. กำหนดไว้ไม่ควรเปลี่ยนแปลงมากกว่าหรือน้อยกว่า 5 เปอร์เซ็นต์ของระดับแรงดันปกติ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้ทำการเปรียบเทียบ 2 แนวทางประกอบไปด้วย การติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง และการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เมื่อพิจารณาแนวทางในการติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง จากข้อสรุปจะพบว่า พิกัดของตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาด 12 เมกะวาร์ สามารถทำให้ผ่านเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า สำหรับการพิจารณาตำแหน่งติดตั้งจากผลการทดลองสามารถสรุปได้ว่า สามารถใช้การพิจารณาเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) และ ติดตั้งตามระยะ 2/3 ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต อย่างไรก็ตาม แนวทางการปรับปรุงนี้สามารถช่วยแก้ปัญหาที่เกิดขึ้นในระยะสั้น ใช้งบประมาณน้อยที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับอีก 2 แนวทาง

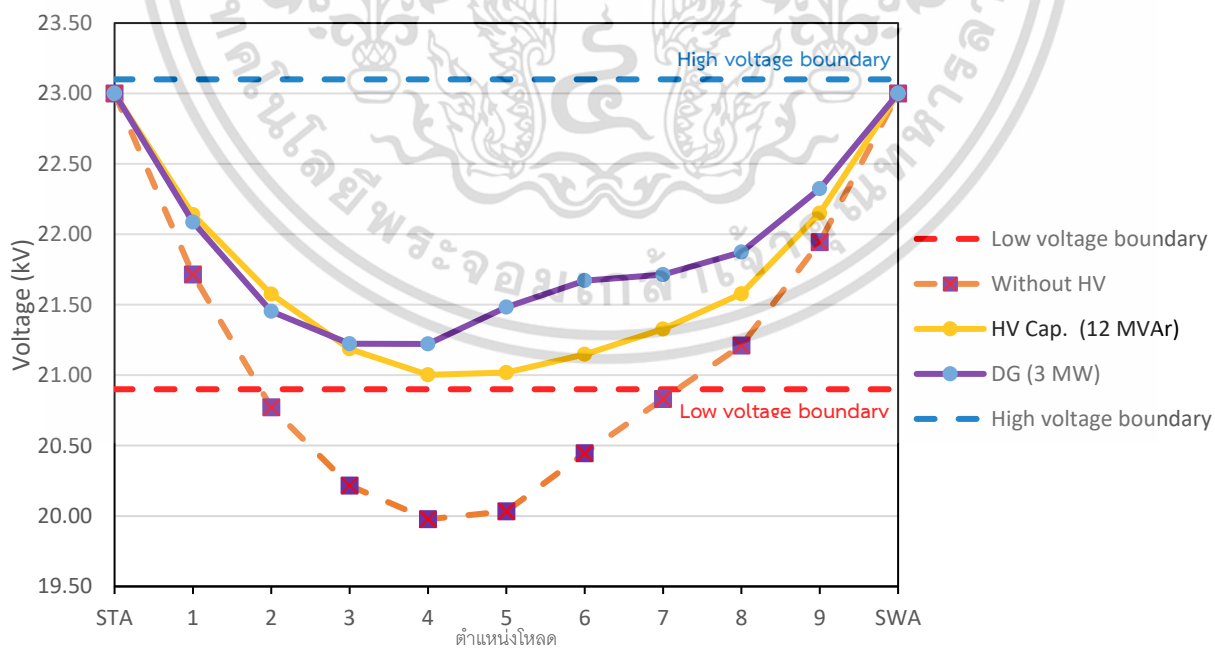
จากผลสรุปที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถสรุปได้ว่า ถ้าต้องการพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในการติดตั้งที่น้อยที่สุดควรพิจารณาติดตั้งใกล้โหลดวิกฤต นอกจากนี้ควรพิจารณาความหนาแน่นของโหลดข้างเคียงประกอบในการพิจารณาด้วย อย่างไรก็ตามข้อจำกัดในการติดตั้งแนวทางนี้คือ ตำแหน่งติดตั้ง ขนาดพื้นที่ งบประมาณก่อสร้าง และระยะเวลาในการก่อสร้าง อาจรวมไปถึงศักยภาพของพลังงานทดแทนในพื้นที่ที่กำลังพิจารณาในการติดตั้ง

เมื่อพิจารณาจากผลการจำลองในทุกกรณีศึกษาค่าแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นหลังจากติดตั้งในแต่ละกรณี ดังแสดงในตารางที่ 6.1 สรุปว่าค่าแรงดันตกที่ได้จากการจำลองในแต่ละแนวทาง คือ แนวทางตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงขนาดกึ่งกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) ระหว่างสถานีส่งกับโหลดวิกฤต แนวทางติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่งกึ่งกลางของความยาวสายส่ง และแนวทางติดตั้งสถานีไฟฟ้าใหม่ เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเปอร์เซ็นต์ที่เพิ่มขึ้นของค่าแรงดันไฟฟ้าในโหลดวิกฤตในแต่ละแนวทางกับกรณีพื้นฐาน ได้แก่ การติดตั้งด้วยเครื่องกำเนิดแบบกระจายเท่ากับ 6.22 เปอร์เซ็นต์ และเทคนิคการติดตั้งด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงเท่ากับ 5.13 เปอร์เซ็นต์ เป็นต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 6.1 เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าหลังจากการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเทคนิค

ตำแหน่ง	ค่าแรงดันไฟฟ้า ตามมาตรฐาน	กรณีพื้นฐาน (ไม่มีอุปกรณ์)	HV Cap. (12 MVar) (1/2kVar)	DG (3 MW) (1/2 Line)
STA	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000
1	20.900000	21.714480	22.139729	22.086599
2	20.900000	20.772055	21.574891	21.453132
3	20.900000	20.215553	21.185906	21.223149
4	20.900000	19.977208	21.002402	21.221524
5	20.900000	20.033139	21.018300	21.482396
6	20.900000	20.445737	21.147333	21.671377
7	20.900000	20.830806	21.327648	21.713784
8	20.900000	21.210697	21.577386	21.873182
9	20.900000	21.943818	22.149986	22.324052
SWA	20.900000	23.000000	23.000000	23.000000



รูปที่ 6.1 แสดงการเปรียบเทียบผลการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละแนวทาง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.2 ข้อเสนอแนะ

จากผลการจำลองในการปรับปรุงแรงดันตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ที่ผ่านมานั้น สามารถสรุปแนวทางปฏิบัติได้แก่ แนวทางการปรับปรุงด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง สามารถดำเนินการได้ทันทีจากหน่วยงานรัฐเนื่องจากระบบไม่ซับซ้อนและแก้ไขปัญหาได้อย่างรวดเร็ว ในขณะที่การติดตั้งด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายนั้น จะมีขั้นตอนที่เพิ่มมากขึ้นจากเทคนิคการติดตั้งด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง ซึ่งจะต้องมีการวางแผนการศึกษาความพร้อมทางด้านเทคโนโลยี ความพร้อมด้านที่ดิน ความพร้อมด้านเงินลงทุน เป็นต้น ทั้งนี้ล้วนแต่ต้องใช้เวลาในการดำเนินการพอสมควร ดังนั้นตามที่ได้กล่าวมาในงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้ จึงสมควรใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูงด้วยเทคนิคติดตั้งตามขนาดกึ่งพิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือน (1/2kVar) เพื่อแก้ปัญหาแรงดันตกที่เกิดขึ้นนี้และเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนด อีกทั้งยังช่วยเพิ่มเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในการสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของผู้ใช้งานตลอดเวลาในอนาคต โดยการเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการเลือกแนวทางเพื่อติดตั้งดังแสดงในตารางที่ 6.2 สรุปให้เห็นว่าแนวทางที่เลือกติดตั้งนี้ทั้งประหยัดคุ้มค่าและง่ายต่อการบำรุงรักษา ในการเลือกใช้เพื่อให้ความเหมาะสม

ตารางที่ 6.2 เปรียบเทียบการคุ้มค่าการลงทุนในแต่ละแนวทางของอุปกรณ์

แนวทางการติดตั้ง	ตัวเก็บประจุไฟฟ้าแรงดันสูง (High Voltage Capacitor)	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator, DG)	Automatic Voltage Regulator with OLTC
รายละเอียด			
1) งบการลงทุน	ปานกลาง	สูง	ต่ำ
2) ระยะเวลาติดตั้ง	ปานกลาง	ระยะยาว	สั้น
3) ความซับซ้อนของอุปกรณ์	ปานกลาง	ยาก	ง่าย
4) ขนาดพื้นที่ติดตั้ง	ปานกลาง	มาก	น้อย
5) การบำรุงรักษา	ง่าย	ยาก	ปานกลาง
6) การตอบสนองทางด้านแรงดันไฟฟ้า	ช้า	เร็ว	ปานกลาง
7) มีการพิจารณาศักยภาพพื้นที่	ปานกลาง	มาก	น้อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บรรณานุกรมและเอกสารอ้างอิง

- [1] C. K. Wachjoe, and H. Zein, “A Method for Voltage Drop Monitoring on load sides in medium voltage feeder,” 7th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT’20), Pp.1215-1220, 2020.
- [2] K. Gokbayrak and H. Avci, “A voltage drop limited decentralized electric power distribution network,” Computers and Operations Research, vol. 118, 104907, pp.1-18, 2020.
- [3] A. Ymeri, L. Dervishi, and A. Qorolli, “Impacts of Distributed Generation in Energy Losses and voltage drop in 10 kV line in the Distribution System,” In 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), pp. 1315-1319, 2014.
- [4] P. Chiradeja, S. Yoomak, A. Ngaopitakkul “Optimal Allocation of Multi-DG on Distribution System Reliability and Power Losses Using Differential Evolution Algorithm,” Energy Procedia, Vol. 141, pp. 512-516, 2017.
- [5] PEA Command Center, 2016. Control and operation of the power distribution procedure for the power distribution commander center of Thailand, Provincial Electricity Authority.
- [6] B. C. Neagu and G. Grigoras, “Optimal Voltage Control in Power Distribution Networks Using an Adaptive On-Load Tap Changer Transformers Techniques,” International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), pp.1-6, 2019.
- [7] T. R. Matsumoto, S. I. Nabeta, I. E. Chabu, S. Nagao, R. Nerivaldo, and A. Dominice, “Induction Voltage Regulator Performance in Primary Distribution Networks With a High Degree of Distributed Generation,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 36, no. 3, pp.1837-1846, 2021.
- [8] C. Kumar, M. K. Mishra, and S. Mekhilef, “A New Voltage Control Strategy to Improve Performance of DSTATCOM in Electric Grid,” CES Transactions on Electrical Machines and Systems, vol .4, no. 4, pp.295-302, 2020
- [9] S. B Masikana, G. Sharma, K. Akindeji and I. E. David, “Voltage Stability Enhancement Studies for Distribution Network with Installation of FACTS,” International Conference on Artificial Intelligence, Big Data, Computing and Data Communication Systems (icABCD), pp.1-6, 2020

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [10] B. S. Adusumilli, V. Raj, and V. B. Adusumilli, “Capacitor placement and sizing to minimize losses in a radial distribution network considering uncertainty using modified affine arithmetic division,” *Sustainable Energy, Grids and Networks* 27, pp.1-11, 2021.
- [11] A. Kumar and R. S. Bhatia, “Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution System,” 2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE), pp.1-6, 2014.
- [12] S.Joyallsac, K.Suresh Kumar and P. Vijaya Kumar : “Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution System to minimize the loss using Fuzzy Logic Control”, *International Conference on Smart Structures & Systems (IC555)*, pp.33-40 (2013).
- [13] Christeen G.Boktor, Abdel-Raheem Youssef, Asmaa H. Ali, Salah Kamel : “Optimal Distribution Power Flow Including Shunt Capacitor Allocation Based on Voltage Deviation and Power Loss minimization”, *Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pp. 909-914 (2017).
- [14] D.Karthikaikannan, Gayathri, Niranjana and Priyadharshni : “Optimal Sizing Of Capacitors In Radial Distribution System Using Improved Harmony Search Algorithm”, *IEEE International Conference on System, Computation, Automation and Networking (ICSCA)*, pp. 1-5 (2018).
- [15] Vittal Bhat. M and Manjappa. N : “Placement of Capacitors by Nature Inspired Algorithm for Cost Saving by Minimizing the Losses in Radial Distribution Systems”, *4th International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, pp.1-5 (2018).
- [16] Ali Selim, Salah Kamel and Francisco Jurado: “Power losses and Energy Cost Minimization Using Shunt Capacitors Installation in Distribution Systems”, *The 10th International Renewable Energy Congress (IREC 2019)*, pp.1-6 (2019).
- [17] Salah Kamel, Ali Selim, Francisco Jurado, Juan Yu, Kaigui Xie and Tao Wu: “Capacitor Allocation in Distribution Systems Using Fuzzy Loss Sensitivity Factor with Sine Cosine Algorithm”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia*, pp.1276-1281 (2019).
- [18] Satish Kumar Injeti, Sd. Meera Shareef, and T. Vinod Kumar: ”Optimal Allocation of DGs and Capacitor Banks in Radial Distribution Systems”, *Distributed Generation and Alternative Energy Journal*, Vol. 33, No.3, pp.6-34, 2018.
- [19] Sushma Lohia, Om Prakash Maheia, and Sheesh Ram Ola: “Optimal Capacitor Placement in Distribution System Using Genetic Algorithm”, *IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*, Bikaner, India, 25–27, pp.1-6, November 2016.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [20] S Bhongade and Sachin Arya “Optimal Capacitors in Radial Distribution System for Loss Reduction and Voltage Enhancement”, Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science, Vol. 2, No. 3, June 2016, pp. 566 – 582.
- [21] Gian Giuseppe Soma: “Optimal Sizing and Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks Using a Genetic Algorithm”, **MDIP, Electricity** 2021, 2, pp. 187–204. May 2021.
- [22] S. H. Lee and J. J. Grainger, "Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on Primary Distribution Feeders," in **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-100, no. 1, pp. 345-352, Jan. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316862.
- [23] J. J. Grainger and S. H. Lee, "Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders," in **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1105-1118, March 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316577.
- [24] Sanamehreen, M.; Binal, M.; Divyesh, M. Grid Integration of Distributed Generation: Issues and Challenges. In Proceedings of the 2022 International Conference for Advancement in Technology (ICONAT), Goa, India, 21–22 January 2022; pp. 1–6.
- [25] Ministry of Energy. Thailand Power Development Plan 2018–2037 (PDP 2018 Revision 1); Ministry of Energy: Bangkok, Thailand, 2020. Available online: https://www.eppo.go.th/images/Infomation_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf (accessed on 20 October 2020).
- [26] Ministry of Energy. Alternative Energy Development Plan 2018–2037 (AEDP 2018); Ministry of Energy: Bangkok, Thailand, 2020. Available online: https://www.dede.go.th/download/Plan_62/20201021_TIEB_AEDP2018.pdf (accessed on 20 October 2020).
- [27] Laura, M.; Deane, P.; Gallachóir, B.; Bertsch, V. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. *Energies* 2018, 163, 822–836.
- [28] Toloo, M.; Taghizadeh-Yazdi, M.; Mohammadi-Balani, A. Multi-objective centralization-decentralization trade-off analysis for multi-source renewable electricity generation expansion planning: A case study of Iran. *Comput. Ind. Eng.* 2022, 164, 107870.
- [29] ChithraDevi, S.A.; Lakshminarasimman, L.; Balamurugan, R. Stud Krill herd Algorithm for multiple DG placement and sizing in a radial distribution system. **Eng. Sci. Technol. Int. J.** 2017, 20, 748–759. [CrossRef]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [30] Nawaz, S.; Tandon, A. A New Technique to Solve Dg Allocation Problem for Distribution Power Loss Minimization. *ICIC Express Lett. Part B Appl. Int. J. Res. Surv.* 2018, 9, pp.701–706.
- [31] Alok, K.B.; Venkataramana, A. Investigation of Relevant Distribution System Representation with DG for Voltage Stability Margin Assessment. *IEEE Trans. Power Syst.* 2020, 35, pp.2072–2081.
- [32] Suresh, M.C.V.; Edward, J.B. A hybrid algorithm based optimal placement of DG units for loss reduction in the distribution system. *Appl. Soft Comput.* 2020, 91, 106191. [CrossRef]
- [33] Muhammad, M.A.; Chuangxin, G.; Muhammad, S.S.; Munsif, A.J.; Caiming, Y.; Jianguang, Z. A Review of Technical Methods for Distributed Systems with Distributed Generation (DG). In Proceedings of the 2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), Sukkur, Pakistan, 30–31 January 2019; pp. 1–7.
- [34] Iqbal, F.; Khan, M.T.; Siddiqui, A.S. Optimal placement of DG and DSTATCOM for loss reduction and voltage profile improvement. *Alex. Eng. J.* 2018, 57, 755–765.
- [35] Pankita, M.; Praghesh, B.; Vivek, P. Optimal selection of distributed generating units and its placement for voltage stability enhancement and energy loss minimization. *Ain Shams Eng. J.* 2018, 9, 187–201.
- [36] Paschalis, A.G.; Aggelos, S.B.; Dimitrios, I.D.; Kallisthenis, I.S.; Dimitris, P.L. Load variations impact on optimal DG placement problem concerning energy loss reduction. *Electr. Power Syst. Res.* 2017, 152, 36–47.
- [37] Haijun, X.; Xin, S. Distributed Generation Locating and Sizing in Active Distribution Network Considering Network Reconfiguration. *IEEE Access.* 2017, 5, 14768–14774.
- [38] Sirine, E.; Adel, B.; Adel., K. Optimal Sizing and Placement of DG Units in Radial Distribution System. *Int. J. Renew. Energy Res.* 2018, 8, 167–177.
- [39] Alwash, S.F.; Ramachandaramurthy, V.K.; Mithulananthan, N. Fault-Location Scheme for Power Distribution System with Distributed Generation. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2015, 30, 1187–1195. [CrossRef]
- [40] Mohsin, S.; Waseem, A.; Muhammad, A.; Uzair, K.; Barkat, U. Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators by Strawberry Plant Propagation Algorithm. *Energies* 2021, 14, 3–13.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [41] Ali, T.; Faissal, E.; Abdelaziz, B.; Touria, H.; Naima, A.; Rabiaa, G. Meta-heuristics Applied to Multiple DG Allocation in Radial Distribution Network: A comparative study. In Proceedings of the 2022 International Conference on Intelligent Systems and Computer Vision (ISCV), Fez, Morocco, 18–20 May 2022; pp. 1–8.
- [42] Mohammad, I.; Mohsin, S.; Noman, U. Analytical Method for Optimal Reactive Power Support in Power Network. In Proceedings of the 2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), Sukkur, Pakistan, 30–31 January 2019; pp. 1–6.
- [43] T. Boonraksa and B. Marungsri, “Development of Fast Charging Station for Public Transport in Nakhon Ratchasima, Thailand”, *GMSARN International Journal* 13 (2019), pp.36 – 44.
- [44] Technical Specification Division. 2560. **Spaced Aerial Cables for Rated Voltages of 22 kV and 33 kV.** No. RCBL-038/2560, No. 2. กรุงเทพฯ: Provincial Electricity Authority.
- [45] คณะกรรมการการมาตรฐานระบบไฟฟ้า. 2549. **หลักเกณฑ์การออกแบบการติดตั้งและการเลือกใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า, ครั้งที่ 1.** กรุงเทพฯ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- [46] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. “การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง 1” จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- [47] กองระบบงานองค์กร ฝ่ายนโยบายและยุทธศาสตร์ สายงานยุทธศาสตร์. 2563. **มาตรฐานคุณภาพบริการ, ครั้งที่ 1.** กรุงเทพฯ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- [48] William H. Kersting. **Distribution System Modeling and Analysis, Fourth Edition.** CRC PRESS, Inc.2017.
- [49] Rohit Mehta, V K Mehta. “**Principle of transmission line**”, Fourth Edition. S. Chand Publishing 2005.
- [50] Power System Standard Division. 2555. **Automatic Switching Equipment for HV Power Capacitor Bank.** No.: RPRO-008/2555. No.3. กรุงเทพฯ: Provincial Electricity Authority.
- [51] T.A. Short. **Electric Power Distribution Handbook.** CRC PRESS, Inc.2014.
- [52] Edward C., Johanna M., and Wil K. “Effect of DG on distribution grid protection”, *Computer Science*, 2010, pp.93-118.
- [53] สถานะโหลตสูงสุดประจำเดือน พฤษภาคม 2562, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอศรีสำโรง จังหวัดสุโขทัย.
- [54] สันติพันธ์ อนันต์วัฒนาพร. “การวินิจฉัยฟอลต์ในระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ในระบบจำหน่ายโดยใช้การแปลงเว็ปส์” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง. 2561.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ก
ผลงานวารสารวิชาการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Article

Characteristic Evaluation of Wind Power Distributed Generation Sizing in Distribution System

Issarachai Ngamroo, Wikorn Kotesakha, Suntiti Yoomak * and Aththapol Ngaopitakkul

School of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok 10520, Thailand

* Correspondence: suntiti.yo@kmitl.ac.th

Abstract: Energy consumption and environmental issues have become major drivers of increasing renewable energy penetration levels. The electricity generated from renewable energy sources is decentralized throughout distributed generation (DG), which is located at the distribution level. However, the presence of DG can change distribution system characteristics and affect protection systems. Thus, this study aims to investigate the impact of DG in term of its sizing and placement on distribution systems under both normal and fault conditions. In addition, the effects on voltage improvement under normal conditions and current under fault conditions are also considered. The case study system in this study was modelled after an actual section of a 22 kV distribution line from the Provincial Electricity Authority of Thailand using PSCAD software. For DG, wind turbine generation was selected as a renewable energy source. The simulation results demonstrated that the presence of DG has a significant impact on both voltage and current characteristics under both normal and fault conditions. These impacts on the distribution system caused by DG can affect the operation of conventional distribution systems, which require further analysis and preventive measures in order to ensure good system reliability.

Keywords: distributed generation; distribution system; voltage drop; fault; wind power generation



check for updates

Citation: Ngamroo, I.; Kotesakha, W.; Yoomak, S.; Ngaopitakkul, A. Characteristic Evaluation of Wind Power Distributed Generation Sizing in Distribution System. *Sustainability* **2023**, *15*, 5581. <https://doi.org/10.3390/su15065581>

Academic Editor: Dalei Wang

Received: 14 February 2023

Revised: 20 March 2023

Accepted: 21 March 2023

Published: 22 March 2023



Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

Currently, energy and environmental problems have become major concerns in many countries because of the increasing consumption of fossil fuels and the corresponding release of greenhouse gases. In addition, populations and economies have been growing rapidly, which means that energy production cannot keep up with energy consumption rates. To address this, increasing energy production from renewable energy sources is among the methods that have gained attention from both governments and the private sector to replace the usage of fossil fuels. To achieve this goal, small-scale forms of renewable electric power generation called “distributed generation (DG)” systems must be adopted on a larger scale [1]. DG systems generate power from energy sources such as solar, wind, biomass, and biogas and are installed close to end users. In Thailand, the government plans to increase the proportion of energy generated from renewable energy sources by investing in renewable energy sources such as solar, wind, waste, biomass, and biogas in every region of the country that has potential for their use. In addition, the government has expanded its transmission and distribution system to keep up with increases in renewable energy penetration levels. According to data from the Ministry of Energy, Thailand created a long-term integration plan called The Power Development Plan (PDP2018 Revision 1) in 2018, which includes the objective of increasing renewable energy in power generation to 18.9% by 2037 [2]. The Alternative Energy Development Plan (AEDP2018) has the objective of increasing the proportion of renewable energy to 34.23% of total energy consumption by 2037. In particular, wind power generation will increase from 1102.82 MW in 2018 to 2989 MW in 2037, according to the plan [3]. This trend of rising DG penetration levels in the power system will affect the overall system characteristics in both positive and negative ways [4].

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The connection of DG to the distribution system, including elements such as PV, thermal, wind, and water power plants, causes shifts in the characteristics of the power system [5–10]. Thus, the impacts of DG, both negative and positive, are reviewed in this paragraph. The conventional distribution system is a centralization generation (CG) type [5] with a large power generation unit that is placed near the energy source for generation and transmission of energy to customers through a distribution system. However, DG systems directly generate active power (P) [6] and reactive power (Q) [7] to the load customers via the distribution feeder. There are also side benefits of DG installations in distribution systems, such as voltage drop improvement [8], power loss reduction [9], improved power quality [10], and reactive power reduction. Literature reviews on DG placements in distribution systems and their effects on system characteristics [11–16] have been conducted. Optimal DG placement to improve voltage profiles and reduce power loss on distribution feeders in comparison to existing networks has also been studied [11]. In Ref. [12], the author proposed that DG placement along the distribution feeder impacts the bi-directional power flow of the distribution system. Various load characteristics were studied before determining the optimal DG placement and locating the weak bus of the primary feeder [13]. Furthermore, a technique to place DG to improve the power loss and reactive power compensation has been proposed [14]. Compared to the conventional technique, the results showed that DG installation achieved greater benefits, such as voltage drop improvement and an increase in the voltage profile. In addition, DG penetration with better allocation reduced the power loss of the system. In [15], the author reported that the voltage drop on the distribution line improved with the DG system, especially in the case of load unbalancing placement.

According to the above literature review, most DG systems can be improved through loss reductions and voltage deviations in the distribution system. These techniques have not been conducted for determining optimal locations to select the best position. Thus, DG placement techniques are proposed in [16–19]. DG placement techniques utilize the power loss and voltage profile. The DG placement technique has an impact on distribution feeders in term of voltage drop and power loss minimization, affecting the reliability of power systems [16]. In Ref. [17], studies were conducted regarding planning the optimal DG placement using the Strawberry Plant Propagation Algorithm (SPPA), which was applied on 33 and 69 nodes for testing. Ref. [18] studied the Meta-heuristics technique for optimal placements in multiple DG sizing variations, totaling 7 positions, which were performed on an IEEE 33-bus radial distribution system. Other devices that used capacitors were also proposed and placed on every weakness bus, using the analytical method technique for determining the optimal sizing and placement testing on the IEEE 37-bus [19].

Wind turbine generation (WTG) is one of the main types of DG that uses renewable energy sources that is on par with solar power systems. Past studies on the impacts of various WTG placements on distribution systems have been presented in [20,21]. The results indicated that operational issues that occur in systems with other types of DG also occur in the case of wind farm projects. Various phase faults in a distribution system consisting of wind power generation that uses a doubly fed induction generator (DFIG) can affect relay operation and are caused by a malfunction in a conventional directional relay. Research on a new approach to fault classification also demonstrated the effect of DFIG on the wave shape of the fault current, as can be seen in [22,23]. A smart grid system with a high level of renewable energy penetration, especially in wind farms, requires accurate and rapid fault location algorithms to prevent any tripping out of wind power generators [24]. Moreover, the fault current on the distribution system will be more affected by the installed WTG according to parameters such as sizing and placement [25]. To determine the type of fault and identify the fault line, simulation programs have been utilized to determine the correct location [26]. In addition, fault currents have been monitored from the load side and fault point occurrence to improve the relay-setting coordination along with the distribution system. The fault current will increase in the system depending on the DG installation size [27,28]. The reason for this is the penetration of DG, which injects continuous current

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สามารถเข้าถึงได้โดยไม่เสียค่าใช้จ่าย

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

into the system when the fault is still occurring. The WTG still provides power under fault conditions through the distribution system because the wind power comes from the flow of wind speed, which drives the mechanisms of the wind turbine and generates power regardless of whether a fault occurs on the distribution line [29]. In [30], the researcher employed the reduction amplitude method when the fault occurred through fault current limiter (FCL) installation to the distribution system. Thus, the sizing and placement of the DG were optimized to avoid high FLC sizing selection.

In [31–35], research on the impact of DG placement on distribution systems when various faults occur was conducted. The optimal DG placement was determined based on the right placement location and sizing of the DG [31]. Investigations analyzing the root causes of DG integration in a distribution system used for resetting relay protection have also been conducted [32,33]. In [34], the authors proposed the optimal placement of fault detection for identifying the zone of the fault location along with the distribution system, and the results could be used to improve the reliability of the system. Furthermore, DG causes significant changes in various aspects of the power system characteristics when connected to the system in both steady and transient states. In addition, the DG placement on the distribution system must consider the fault occurrence among the feeders to identify and determine the fault location, thus helping to minimize the major fault occurrences in the distribution system [35]. Ref. [36] determined the various DG types to connect with the grid for monitoring performance.

From the literature review it can be seen that the integration of DG has various impacts on conventional distribution systems. However, many research articles focused on case studies with fixed DG sizes and locations. Thus, this paper aims to present the effect of DG on various parameters such as voltage under normal conditions and system currents during fault conditions. The case study distribution system using a 22-kV distribution network located in the northern part of Thailand's central region was simulated using PSCAD software. The evaluation of system characteristics considered various factors such as DG location, number of DGs, and fault locations in consideration. Various case studies have been conducted in order to anticipate the system behavior in case of an increase in the penetration level on the distribution line and to analyze the trend to ensure that the traditional distribution system can operate under the new condition reliability.

The contribution of this study as follows:

- The case study replicated an actual distribution line from the Provincial Electricity Authority (PEA) 22 kV distribution network, which represents real load and connection;
- The voltage characteristic under a normal condition and the side benefits of DG installation on the distribution in terms of voltage drop improvement were analyzed using various DG sizes, numbers, and locations;
- The current characteristic of the distribution system with various cases of DG installations under fault occurrences were also observed.

The results from this study can be used to anticipate both the positive effects (in terms of improving the voltage drop) and negative effects (in terms of its impact on the current characteristics of the system) of DG implementation, which can help ensure reliable operation of the distribution system with higher distributed generator penetration.

The remainder of this paper can be divided into the following sections. Section 2 provides details and a configuration of the distribution system used in the case study. The results in terms of voltage improvement obtained by using DG are presented in Section 3. Section 4 evaluates the impact of fault conditions on the distribution system characteristics under different DG conditions. Finally, the findings of the study are summarized and discussed in the conclusion.

2. Case Study Distribution System

The characteristics of the distribution system used in the case study were modelled after the actual PEA 22-kV distribution line connected between the Sukhothai (STA) and Sawankhalok (SWA) substations in the northern region of Thailand. The distance between

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่หรือใช้ซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

the substations is 43 km, and the configuration of the cable in this section of the distribution line is summarized in Table 1.

Table 1. Configuration of the case study distribution system.

Parameters	Configurations
1. Rated voltage (V_{L-L}, V_{rms})	22 kV
2. Boundary voltage	20.9–23.1 kV
3. Lean conductor	3 conductors
■ SAC cable	185 mm ²
■ Outer diameter	0.00799 m
■ DC resistance	0.164 Ω
4. Distribution line length	43 km
5. Total loads	9 loads
6. PF loads	0.95

The parameters of each customer load on the distribution system are summarized in Table 2. The customer load requirement in this section was 23.59 MVA with an average power factor of 0.95, which can be simplified into nine connected points along a 43 km distribution line. The largest load was number 4, located 27.5 km from the STA substation, and the smallest load was number 9, located 37.5 km from the STA substation.

Table 2. Parameters of the interconnected load in the distribution system.

Load No.	Distance (STA–Load) (km)	Apparent Power (MVA)	PF.
1	5.5	0.86	0.95
2	10	4.71	0.95
3	14.5	2.55	0.95
4	17.5	6.02	0.95
5	20	2.97	0.95
6	26	0.97	0.95
7	30.5	2.36	0.95
8	33.5	2.96	0.95
9	37.5	0.19	0.95
		23.59 MVA	

The distribution line used as a case study can be represented by a single-line diagram, as shown in Figure 1. In Figure 1a, the simplified diagram consists of nine connected loads with varying power demands, with the largest connected load of 6.02 MVA located at bus No. 4, slightly near the STA substation. The PSCAD diagram is illustrated in Figure 1b, where the substation is replaced with a voltage source and the load is connected to the transmission line model with a bus, circuit breaker, and measurement device.

To evaluate the characteristics of the distribution system used in the case study, a simulation using PSCAD software was performed. System parameters such as voltage and current were obtained through measurement devices installed on the substation and each load bus. The three-phase voltage waveform obtained in front of the STA and SWA substation displayed in Figure 2 shows the sinusoidal wave characteristic with each phase according to 120°, which is common in alternate current systems. For the load parameter, the obtained results are summarized in Table 3. The voltage level on the load bus decreased as the distance between the load bus and the substation increased. This resulted from

the voltage drop on the load and cable as power was fed along the distribution line. The voltage was the lowest on load No. 4, which was also the largest load on the distribution line and was located farthest from both substations. On the other hand, the current from both substations was a combination of the current that flowed through each load, and the amplitude depended on the sizing of the load, which was highest for load No.4. The current on the STA substation was higher than that on the SWA because the sizing of the load near the STA substation was larger than that near the SWA substation. Thus, a larger amount of power was fed from the STA substation.

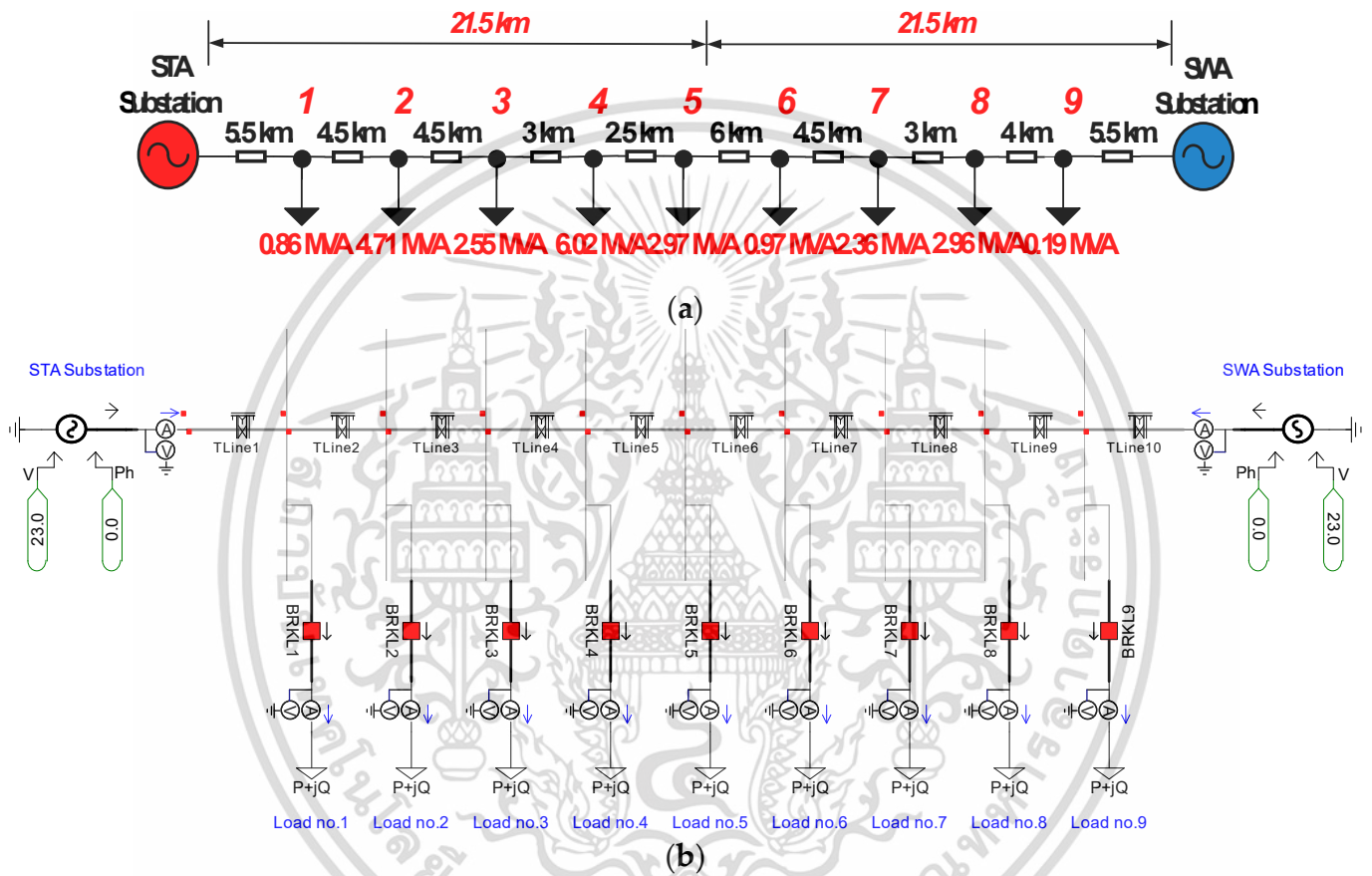


Figure 1. The 22 kV distribution system used in the case study. (a) Single-line diagram; (b) PSCAD diagram.

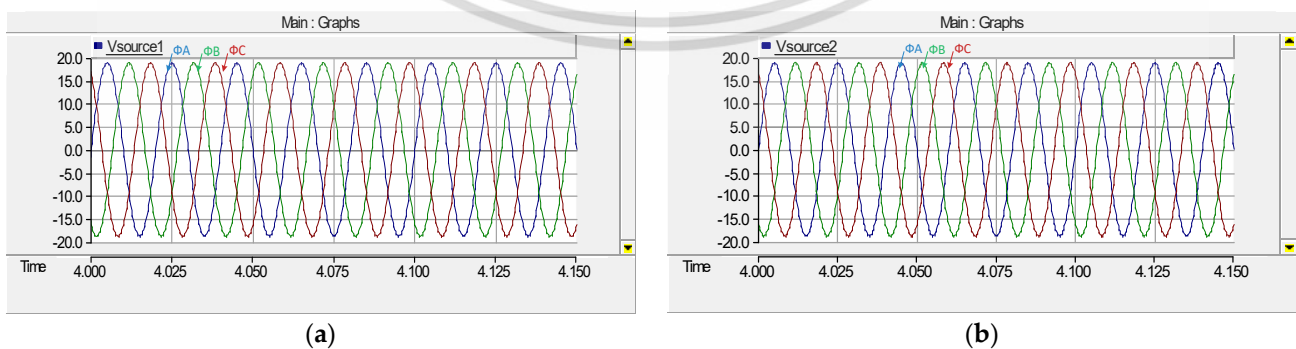


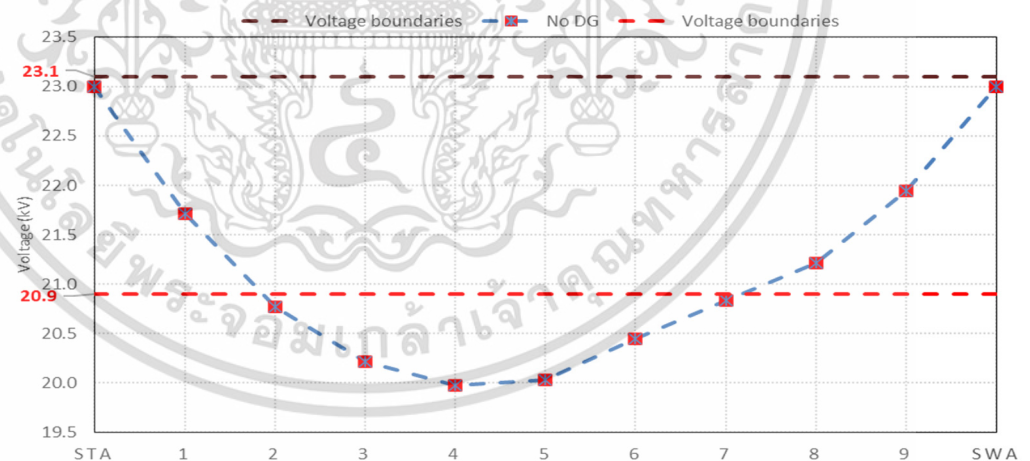
Figure 2. Three-phase voltage waveform in case study distribution system. (a) STA substation; (b) SWA substation.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 3. Parameter results of base case (no DG) simulation.

Descriptions	Parameters Recorded					
	V (kV)	I (kA)	P (MW)	Q (MVA _r)	S (MVA)	
STA (S1)	23.000000	0.499433	19.174202	8.096472	20.813526	
Load No. 1	21.705532	0.035279	1.255549	0.427419	1.326307	
Load No. 2	20.766570	0.184679	6.308891	2.078501	6.642459	
Load No. 3	20.213322	0.097514	3.243475	1.065713	3.414070	
Load No. 4	19.967074	0.226968	7.460242	2.441514	7.849598	
Measuring Points	Load No. 5	20.017326	0.112525	3.703464	1.226886	3.901396
	Load No. 6	20.433511	0.037232	1.254766	0.402474	1.317734
	Load No. 7	20.821111	0.093333	3.195578	1.056986	3.365848
	Load No. 8	21.203214	0.118314	4.129579	1.351087	4.344980
	Load No. 9	21.939189	0.007498	0.272923	0.081175	0.284739
SWA (S2)	23.000000	0.413103	15.078666	6.592662	16.456894	

From a voltage perspective, the voltage drop level that occurred on the distribution line is significant because of its impact on the end user. The PEA has set a standard that regulates the voltage level, which should not exceed 5% of that of the substation. The voltage level of the 22-kV case study distribution system is plotted in comparison with the PEA standard, as shown in Figure 3. The 5% voltage boundaries are 23.1 kV and 20.9 kV for the upper and lower boundaries of the PEA standard, respectively. From the figure, it can be seen that the voltages on the bus nos. 2 through nos. 7 were lower than the minimum imposed by the standard.

**Figure 3.** Voltage level of the case study distribution system.

This under-voltage issue on the majority of the load can impact end users on this specific distribution line. However, the presence of DG at the distribution level may be able to improve the voltage level on the distribution line. Thus, a characteristic evaluation of the distribution system with a connected wind-type DG under different conditions, particularly at the voltage level, is presented in the next section.

3. Distribution System with Distributed Generation

In this case study, WTG was selected as the type of DG to be connected to a distribution system. The diagrams of the wind turbine model and its PSCAD counterpart used in the case study are illustrated as shown in Figure 4a,b, respectively. The WTG components consist of a wind source (point 1), which can be used to control the input wind speed for

the WTG. The next part is the wind turbine governor, which controls the pitch angle of the turbine blade and the turbine modulation that generates mechanical torque (point 2). The output torque provides a synchronous machine with AC exciters that generate voltage and current (point 3). Finally, the output power flows through the power transformer (point 4) to synchronize a generator with the distribution grid (point A). In addition, the detailed WTG configurations are described as displayed in Table 4.

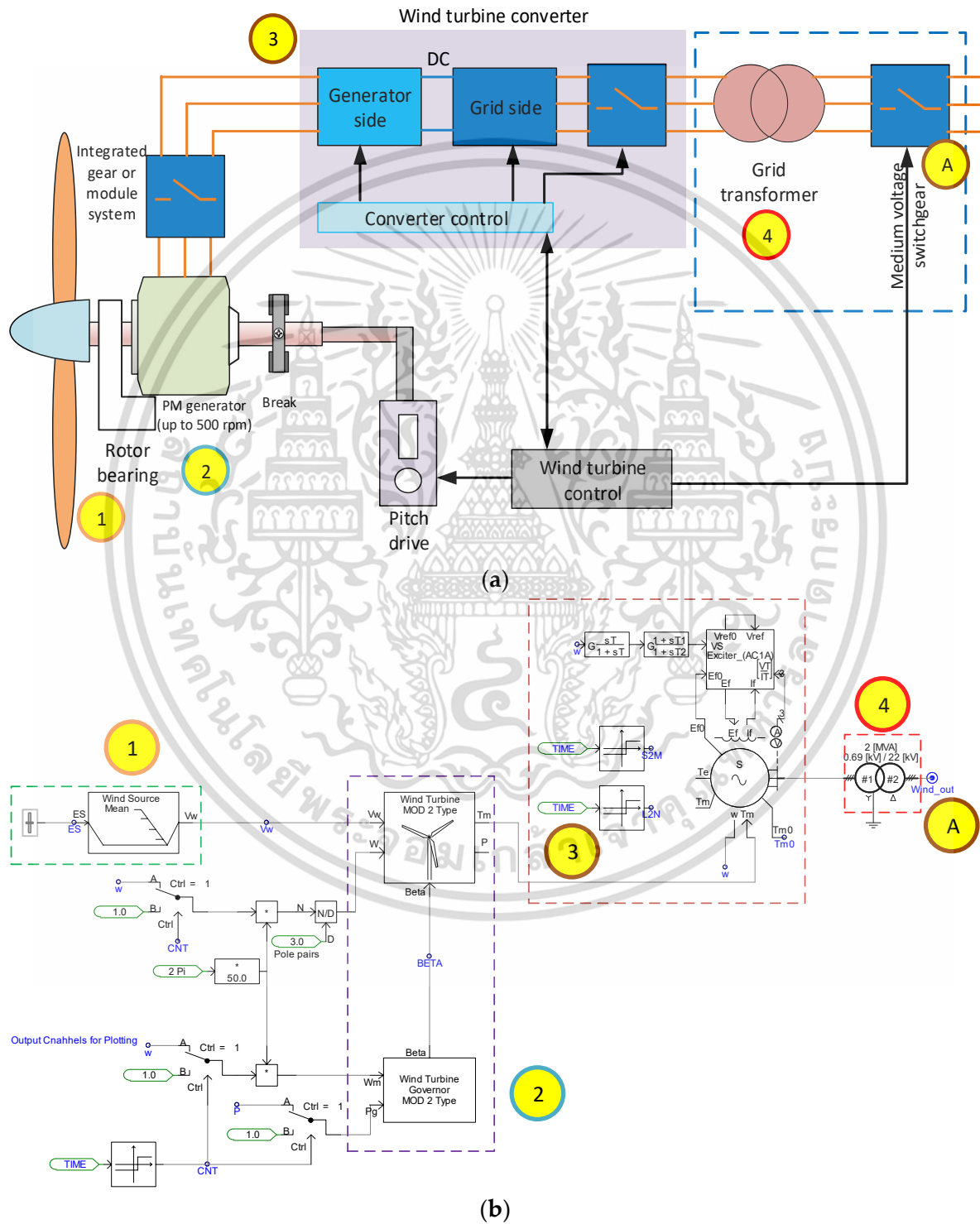


Figure 4. Detail of the WTG used in the case study. (a) Simplified diagram of the WTG; (b) PSCAD diagram of the WTG.

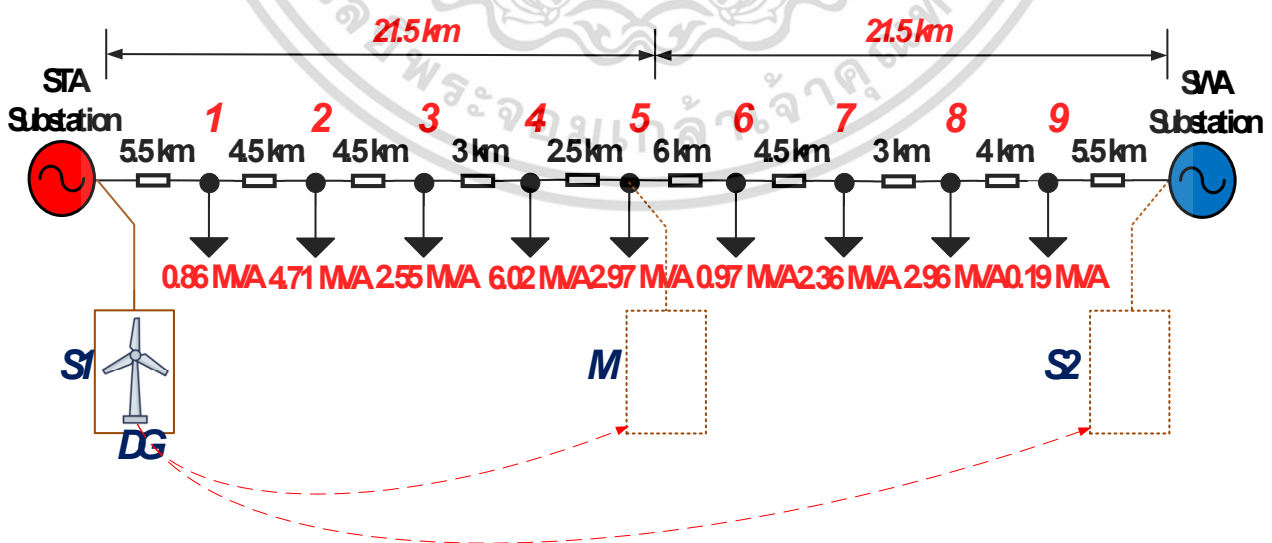
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 4. WTG parameters used in the case study.

Components	Parameters	Configurations
1. Wind Source	Average wind Speed (m/s)	6
	Generator rated (MVA)	2
2. Wind Turbine Generator	Rotor radius (m)	43.5
	Rotor area (m ²)	5944
	Air density (kg/m ³)	1.225
	Rate voltage per phase (kV)	0.398
3. Synchronous Machine	Rate current (kA)	1.840
	Frequency (Hz)	50
	Frequency (Hz)	50
4. Unit Transformer	Apparent power (MVA)	2
	Primary voltage (kV)	0.690
	Secondary voltage (kV)	22

From Table 4, the average wind speed at the case study location was 6 m/s. The parameters of the generator in the turbine had a rated power of 2 MVA, mechanical speed of 16.667 Hz, rotor diameter of 43.5 m, and air density of 1.225 kg/m³. The generator type was synchronous with a rated configuration voltage of 0.398 kV and 1.84 kA and a power converter control frequency for synchronization to the grid at 50 Hz. The power transformer was a step-up voltage Delta-Wye connection with a voltage ratio of 0.69/22 kV connected between the WTG and the distribution line.

The DG placement consisted of three main locations: near the STA substation (S1), on the middle point of the distribution line (M), and near the SWA substation (S2). Moreover, the sizing of the WTG varied from 2 MW to 8 MW, which is the maximum allowable DG output to connect with the grid according to PEA regulations. A simplified diagram of the case study distribution system with the WTG is shown in Figure 5a,b, which show a diagram from PSCAD software. The simulation results from PSCAD with different DG sizing and placement are discussed in the next section.



(a)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

Figure 5. Cont.

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

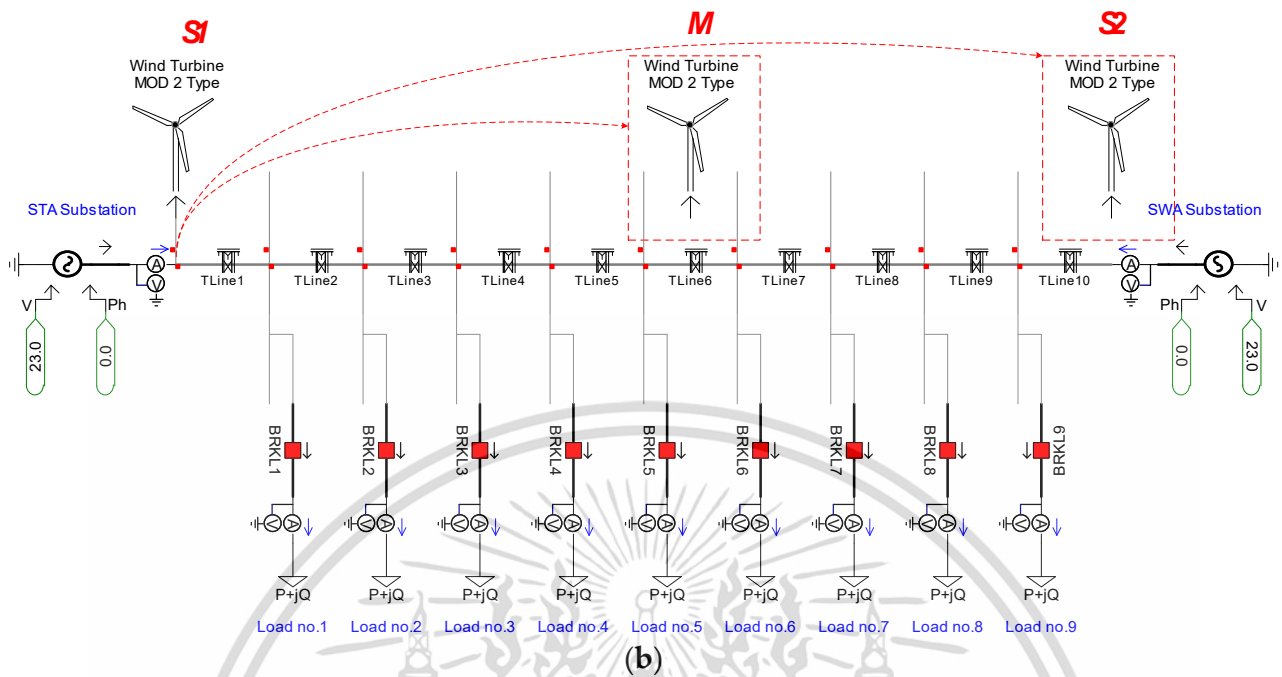


Figure 5. Case study diagram with single DG placement on the distribution system. (a) Single-line diagram; (b) PSCAD model.

3.1. Distribution Characteristics in the Case of a Single 2 MW DG with Different Placement

The evaluation of distribution characteristics with different DG placements was conducted by simulating a 2 MW DG at three different positions. The selected positions consisted of the STA substation, the middle of the distribution line, and the SWA substation. The simulation results in terms of sinusoidal voltage and current waveform for the three different DG placements are shown in Figure 6. The amplitude of both the sinusoidal voltage and current waveform from the STA substation (Figure 6a) were similar to those of the substation (Figure 6b) and those of the case without DG (Figure 2). This result is due to the DG installed on the substation bus, where the voltage level is constant. On the other hand, DG placement at the middle of the distribution line (Figure 6c) had a lower peak-to-peak voltage compared to the substation placement because of the voltage drop that occurred on the distribution line. For the current waveform, the amplitude depended on the power provided by the DG sizing.

The obtained current and voltage of each measuring point from three different 2 MW DG placement locations in comparison with the case without DG are summarized in Table 5. With respect to the voltage level, the RMS voltages at each measurement point in the cases of DG placement near both substations were similar to that in the base case without DG. This results from the constant voltage level on the substation bus; therefore, the DG does not have an effect on the voltage. In the case of DG placement in the middle of the distribution line, the RMS voltages on each load bus increased compared to those in the base case. This is because DG provides power to the nearest load instead of power feeding from the substation, resulting in a reduction in the voltage drop. For the current, the DG had an impact on the current level by feeding power to the nearest load instead of the substation. Thus, the current level of a substation reduced when DG placement was near it compared with to base case without DG. However, the sizing of DG was small in comparison to the load, and the effect did not reach the substation on the other side. When the DG was placed in the middle of the distribution line, the additional power generated from the DG resulted in an increase in the current level on the nearest load and a reduction in the substation current level.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

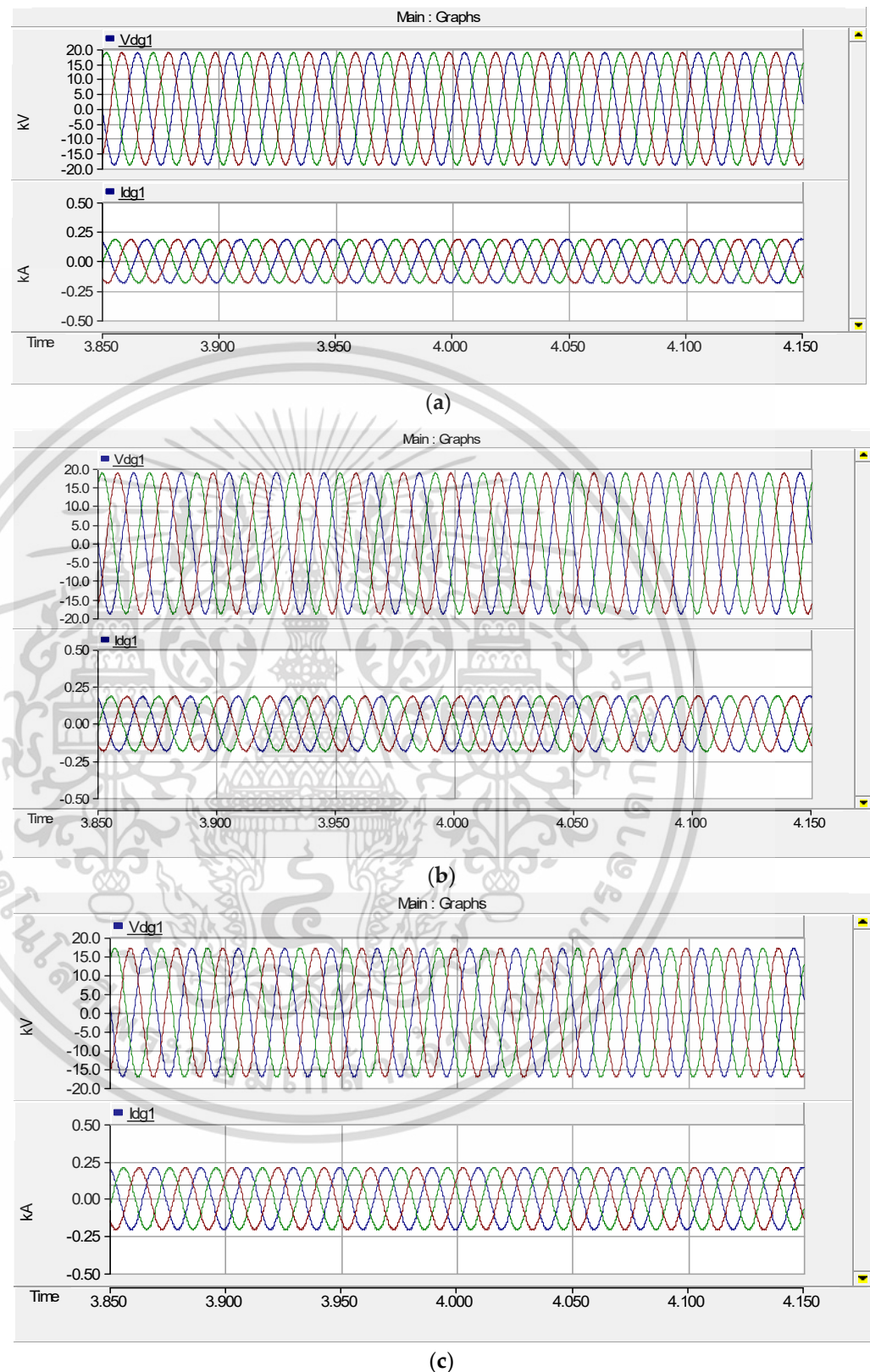


Figure 6. Sinusoidal voltage and current waveform for distribution system with 2 MW DG placement. (a) DG placement near STA substation; (b) DG placement near SWA substation; (c) DG placement in middle of distribution line.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 5. Simulation results for single 2 MW DG with different placements.

Items	Measuring Points	Descriptions							
		Base Case (No DG)	Near STA Substation (DG-STA)	On the Middle Point of the Distribution Line (DG-Middle)	Near SWA Substation (DG-SWA)	Base Case (No DG)	Near STA Substation (DG-STA)	On the Middle Point of the Distribution Line (DG-Middle)	Near SWA Substation (DG-SWA)
Voltage (kV)				Current (kA)					
1	STA (S1)	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000	0.499433	0.411413	0.468915	0.499443
2	Load No. 1	21.705532	21.705543	21.908088	21.705561	0.035279	0.035279	0.035607	0.035279
3	Load No. 2	20.766570	20.766675	21.138453	20.766642	0.184679	0.184673	0.187696	0.184673
4	Load No. 3	20.213322	20.213380	20.761723	20.213555	0.097514	0.097515	0.100147	0.097515
5	Load No. 4	19.967074	19.967146	20.639817	19.967360	0.226968	0.226969	0.234555	0.226972
6	Load No. 5	20.017326	20.017389	20.798338	20.017638	0.112525	0.112525	0.116922	0.112526
7	Load No. 6	20.433511	20.433512	21.099504	20.433847	0.037232	0.037232	0.038440	0.037233
8	Load No. 7	20.821111	20.821148	21.300304	20.821548	0.093333	0.093333	0.095484	0.093335
9	Load No. 8	21.203214	21.203240	21.563076	21.203488	0.118314	0.118314	0.120318	0.118316
10	Load No. 9	21.939189	21.939206	22.146445	21.939720	0.007498	0.007498	0.007569	0.007498
11	SWA (S2)	23.000000	23.000000	23.000000	23.000000	0.413103	0.413099	0.381220	0.330026

The voltage level at each measurement point was plotted in the voltage profile along the distribution line in comparison with the voltage regulation, as shown in Figure 7. The PEA standards of maximum and minimum voltage levels indicated that under normal conditions, the 22 kV system had an upper voltage boundary of 23.1 kV and a lower voltage boundary of 20.90 kV. From the figure, the distribution system without DG had voltage levels on loads 2 through 7 that were lower than the minimum regulation boundary. Although the voltage level improved in the case of DG placement in the middle of the distribution line, the voltage levels on loads 3 through 5 were still lower than the minimum regulation boundary. However, the PEA interconnection code allows up to 8 MW of a DG unit to be connected to a single bus. Thus, the evaluation of different DG sizing and the corresponding effects in cases where the penetration level is higher than 2 MW were performed.

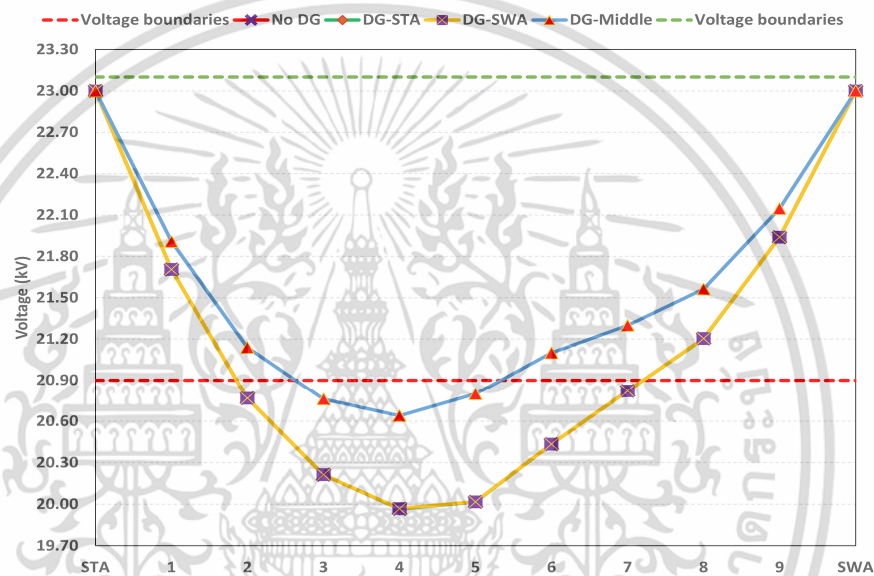


Figure 7. Voltage profile of the distribution system with different 2 MW DG placements.

3.2. Characteristics of Voltages in the Case of Varying DG Sizing

From a previous case study, only the case of DG placement in the middle of the distribution line showed results in terms of voltage improvement on load buses. Thus, this section will focus only on the case of DG placement at the middle of the distribution line and varied sizing from 2 MW to 8 MW. The voltage levels when the DG sizing varied are summarized in Table 6. The RMS voltage level loads increased in comparison with that of the distribution system without DG and the voltage increased as the DG sizing increased. As for the voltage regulation, the DG size of 3 MW at the middle of the distribution line had a voltage level at all load buses higher than the lower boundary of voltage regulation. This is because the DG was located near the load and provided power to the load instead of to the substation. Thus, there was a smaller voltage drop from the distance of the load to the substation. For the sinusoidal voltage waveform, the voltage amplitude at the connected point increased depending on DG sizing, as shown in Figure 8.

Table 6. The voltage results in the case of 2 MW to 8 MW DG placement at the middle of the distribution line (M).

Single DG Sizing	Measuring Points										
	STA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	SWA
no DG	23.000000	21.705532	20.766570	20.213322	19.967074	20.017326	20.433511	20.821111	21.203214	21.939189	23.000000
2 MW	23.000000	21.908088	21.138453	20.761723	20.639817	20.798338	21.099504	21.300304	21.563076	22.146445	23.000000

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 6. Cont.

Single DG Sizing	Measuring Points										
	STA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	SWA
3 MW	23.000000	21.974048	21.293040	21.025706	21.006142	21.222554	21.392216	21.504872	21.748671	22.239908	23.000000
4 MW	23.000000	22.107511	21.482672	21.272889	21.265034	21.525231	21.713015	21.746262	21.901710	22.342198	23.000000
5 MW	23.000000	22.184035	21.632193	21.489586	21.586236	21.854500	21.990732	21.959655	22.061591	22.433231	23.000000
6 MW	23.000000	22.281338	21.807338	21.751126	21.856676	22.217459	22.299483	22.176007	22.216389	22.524413	23.000000
7 MW	23.000000	22.333308	21.990926	21.964674	22.105478	22.554267	22.567886	22.367582	22.380118	22.614138	23.000000
8 MW	23.000000	22.441116	22.105417	22.191798	22.397389	22.855555	22.834169	22.547406	22.504952	22.688590	23.000000

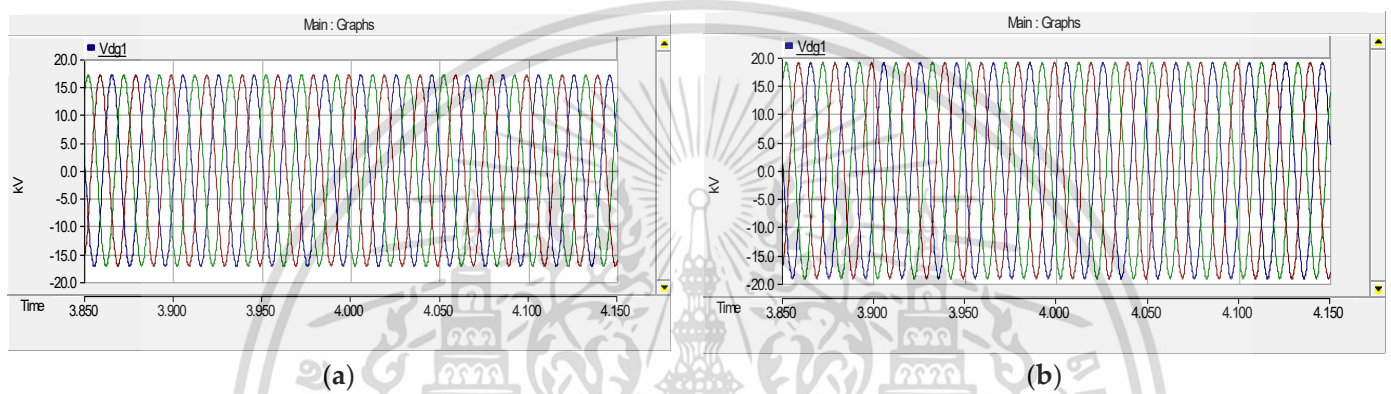


Figure 8. The sinusoidal voltage waveform in the case of DG connected at the middle of the distribution line. (a) 2 MW DG; (b) 8 MW DG.

The voltage characteristics of each case study compared with the PEA voltage regulation are summarized in Figure 9. The voltage levels on all load buses increased as the DG sizing increased from 2 MW to 8 MW. The DG installation was located in the middle of the transmission line, that is, between buses 5 and 6. This resulted in the voltage level in these two buses being higher than the other buses because of the proximity of the DG. At the maximum connected DG allowance of 8 MW, the voltage level did not exceed the upper boundary of the PEA voltage regulation. This change in distribution system characteristics represents a positive effect. However, the change in current characteristics under normal conditions due to DG can impact the system, especially under fault conditions. Thus, the next section discusses the impact of DG on the distribution system under fault conditions.

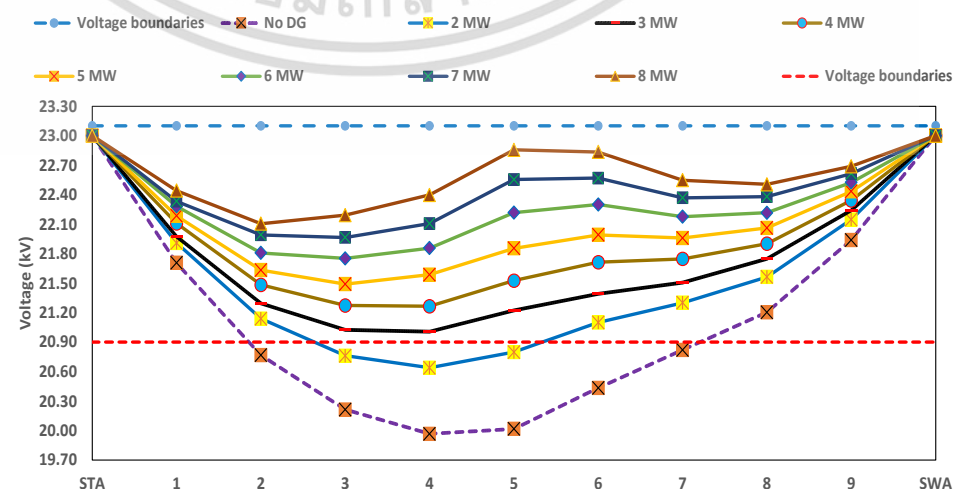


Figure 9. The voltage profile of DG placement at the middle position of the distribution line.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. Distribution System with Distributed Generation in the Case of Fault Occurrence

The simulation results under normal conditions show that DG interconnected into a distribution system can indeed alter the system characteristics by increasing the voltage level along the distribution line. However, the characteristics of the system under fault conditions may be affected by the presence of DG. Thus, an evaluation of a system with DG under fault conditions must be performed.

4.1. Distribution System in the Case without dg under Fault Conditions

To evaluate the characteristics under fault conditions, a case study distribution system without DG was simulated. The location of the fault was varied across six different locations: L1 at 5.5 km, L2 at 10 km, L3 at 17.5 km (on the bus connected with load No. 4), L4 at 20 km (middle point), L5 at 33.5 km (10 km from SWA substation), and L6 at 37.5 km (5.5 km from the SWA substation). The single-line diagram of the distribution system under fault conditions and its PSCAD counterpart are shown in Figure 10a,b, respectively.

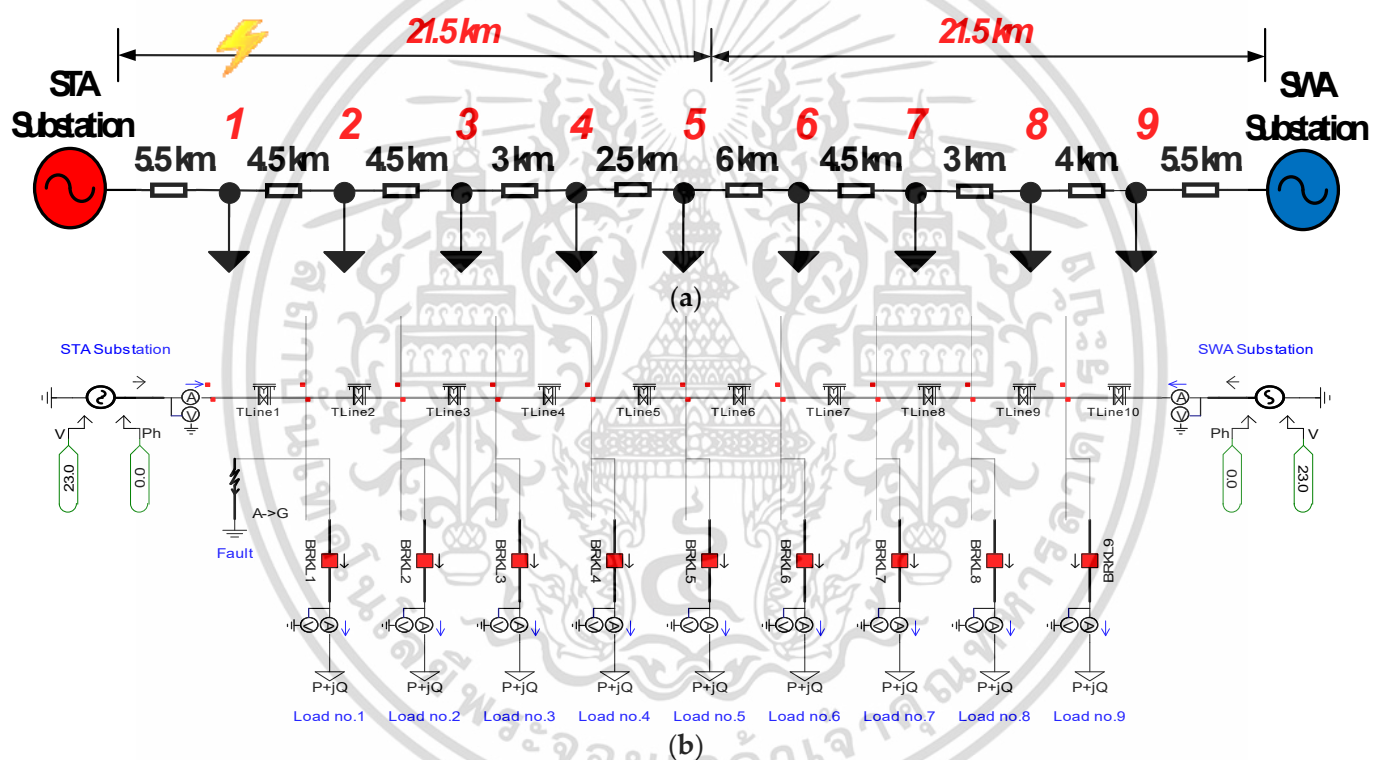


Figure 10. Distribution system without DG under fault condition. (a) Single-line diagram; (b) PSCAD diagram.

The sinusoidal current waveforms at the STA and SWA substations under normal conditions are displayed in Figure 11a,b, respectively. The different amplitudes obtained from the load sizing on the STA side were larger than those on the SWA size. Thus, the STA substation needed to provide more power, which resulted in a higher current amplitude compared to that of the SWA substation. Under the fault condition at L1, the single line to ground fault in Figure 11c shows that the fault phase current from the STA was significantly higher than that of the other phases, and it was also higher than the fault phase measured from the SWA side because the fault location was near the STA substation. For the three-phase fault in Figure 11d, the currents from both the STA and SWA in all phases had similar characteristics that were significantly higher than under pre-fault conditions. However, the current from the STA substation was higher than that from the SWA substation because the location of the fault was similar to that of the case with single-phase to ground fault.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้เผยแพร่ให้ผู้อื่นใช้

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

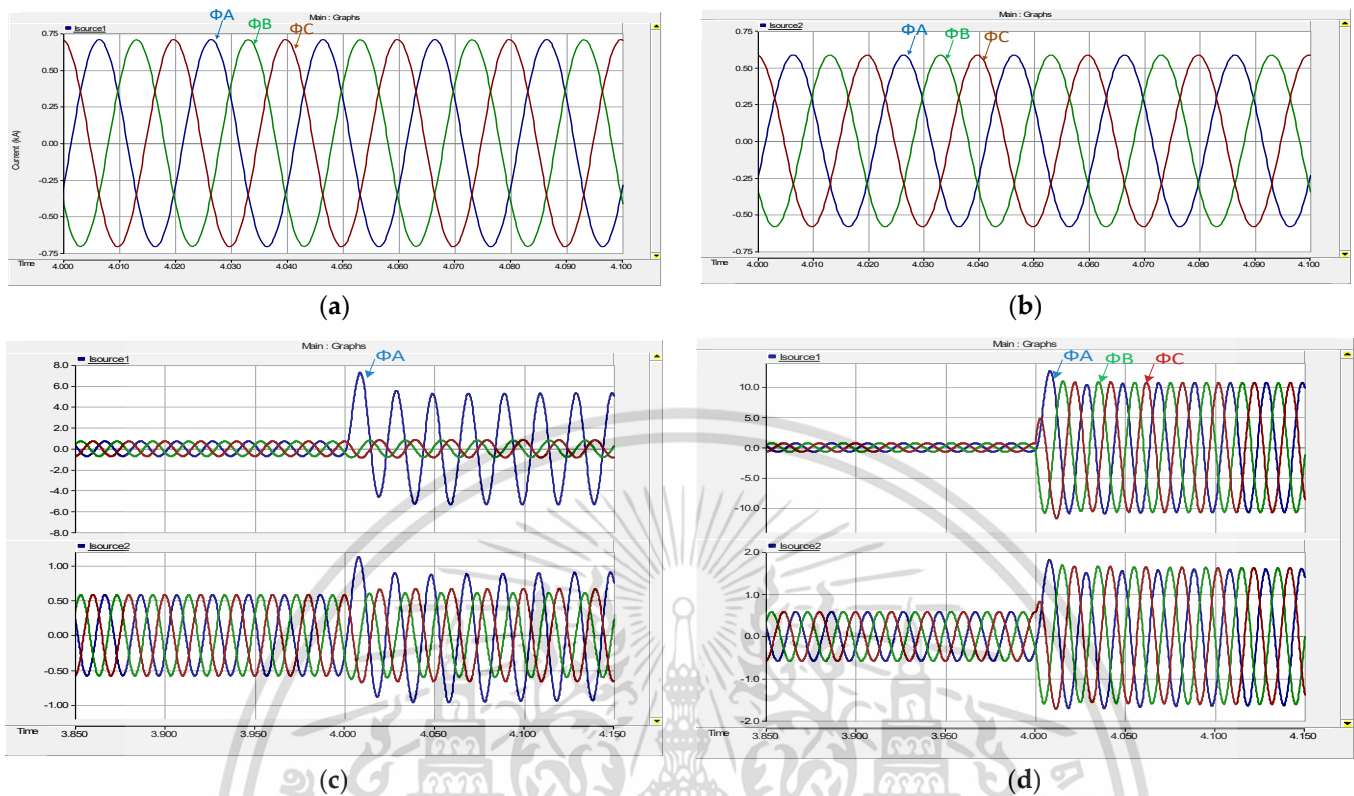


Figure 11. Normal and fault condition waveforms without DG. (a) STA substation current waveform; (b) SWA substation current waveform; (c) Single-phase to ground fault; (d) Three-phase to ground fault.

The currents measured from all buses during the fault conditions are listed in Table 7. Considering that phase-A-to-ground faults occur at L1, the magnitudes of current phase A on both substations were higher than those of other phases because the current from the substation flowed directly to the fault location, which had a lower resistance path. In addition, current phase A on the other load bus decreased compared to that in the normal condition because the current flowed to the fault location instead of the load. At the same time, the currents of the B and C phases could feed to the loads as before, but the current magnitude shifted to be slightly higher compared to that with normal conditions because of the unbalanced substation current. However, the current gap between the fault and normal conditions on load bus decreased as the fault location moved away from the observed load bus. When comparing the current from the STA and SWA substations, the current on the STA substation was significantly higher than that on the SWA substation because the fault was located nearby. In the case of a varied fault location away from L1, the current from the STA decreased as the distance increased. The fault current was the lowest around location L4, owing to the distance from the substation. Conversely, when the fault location moved nearer to the SWA substation, the current increased significantly.

Comparing the pre- and post-fault conditions shows that the fault currents of the STA and SWA substations increased under fault conditions. This increase depended on the distance between the fault location and the substation. However, this characteristic may change when the distribution system has a DG connection, which can act as an additional generating source.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 7. Simulation results in the case of fault occurrences in the system without DG.

Fault Location	Parameters		Measuring Points										
			STA (S1)	Load No. 1	Load No. 2	Load No. 3	Load No. 4	Load No. 5	Load No. 6	Load No. 7	Load No. 8	Load No. 9	SWA (S2)
Normal Condition	RMS current (kA)	A	0.499433	0.035279	0.184679	0.097514	0.226968	0.112525	0.037232	0.093333	0.118314	0.007498	0.413103
		B	0.499433	0.035279	0.184679	0.097514	0.226968	0.112525	0.037232	0.093333	0.118314	0.007498	0.413103
		C	0.499433	0.035279	0.184679	0.097514	0.226968	0.112525	0.037232	0.093333	0.118314	0.007498	0.413103
Fault at 5.5 km (L1)	RMS current (kA)	A	3.425437	3.80059	0.045354	0.034836	0.104118	0.059266	0.025076	0.072426	0.098934	0.006807	0.656846
		B	0.570717	0.048403	0.227256	0.110387	0.244291	0.118632	0.037849	0.093260	0.11784	0.00748	0.431361
		C	0.60103	0.045938	0.231498	0.118328	0.270682	0.131697	0.041878	0.101779	0.1262	0.00778	0.470331
Fault at 10 km (L2)	RMS current (kA)	A	2.039706	0.018407	2.534366	0.025607	0.075196	0.046396	0.022077	0.067126	0.094045	0.006635	0.736406
		B	0.584159	0.040447	0.242797	0.115761	0.253281	0.122223	0.038493	0.094094	0.118467	0.007506	0.444318
		C	0.612174	0.040432	0.239505	0.12189	0.278379	0.135086	0.04227	0.103318	0.127651	0.007829	0.479773
Fault at 17.5 km (L3)	RMS current (kA)	A	1.28695	0.02593	0.092053	0.031512	1.979025	0.031697	0.015228	0.05431	0.081949	0.006207	0.920934
		B	0.576755	0.036578	0.200288	0.11494	0.287371	0.136297	0.041345	0.098378	0.122088	0.007624	0.462517
		C	0.607462	0.038518	0.21505	0.121232	0.294322	0.141964	0.044407	0.106478	0.130603	0.007931	0.490508
Fault at 20 km (L4)	RMS Current (kA)	A	1.144118	0.027471	0.107245	0.035007	0.056589	1.880047	0.014092	0.049399	0.076969	0.006017	0.990623
		B	0.562203	0.036117	0.195049	0.109855	0.27104	0.14385	0.042907	0.100751	0.124109	0.007693	0.46411
		C	0.598486	0.037899	0.21074	0.117767	0.28416	0.14591	0.045309	0.108073	0.132065	0.00798	0.489472
Fault at 33.5 km (L5)	RMS Current (kA)	A	0.786051	0.031503	0.146545	0.066019	0.133924	0.057004	0.011675	0.026774	2.513962	0.003605	2.065382
		B	0.527778	0.035217	0.184619	0.099259	0.236191	0.12059	0.044063	0.118574	0.158727	0.008857	0.474618
		C	0.56739	0.036791	0.199489	0.10909	0.259745	0.131519	0.045305	0.118059	0.154326	0.00866	0.488163
Fault at 37.5 km (L6)	RMS current (kA)	A	0.728949	0.032086	0.152416	0.07073	0.147694	0.065068	0.014511	0.025329	0.028757	3.713365	3.355621
		B	0.518104	0.035196	0.184339	0.0987	0.233933	0.118883	0.042851	0.114254	0.151947	0.101409	0.469314
		C	0.558022	0.036599	0.197586	0.107615	0.255573	0.129131	0.044292	0.114906	0.149521	0.009837	0.481258

4.2. Distribution System in the Case of Single DG under Fault Conditions

A distribution system with DG under fault conditions was simulated to evaluate the current characteristics. The voltage drop improvement resulting from the presence of DG sizing of more than 3 MW connected at the middle point (M) was within the PEA voltage regulation. Thus, the DG sizing varied from 3 MW to 8 MW with three different DG placements: near the STA substation, at the middle of the distribution line, and near the SWA substation. In addition, the single-line to ground fault location varied among six locations along the distribution line in a manner similar to the case without DG. The single-line diagram and PSCAD model are shown in Figure 12a,b, respectively.

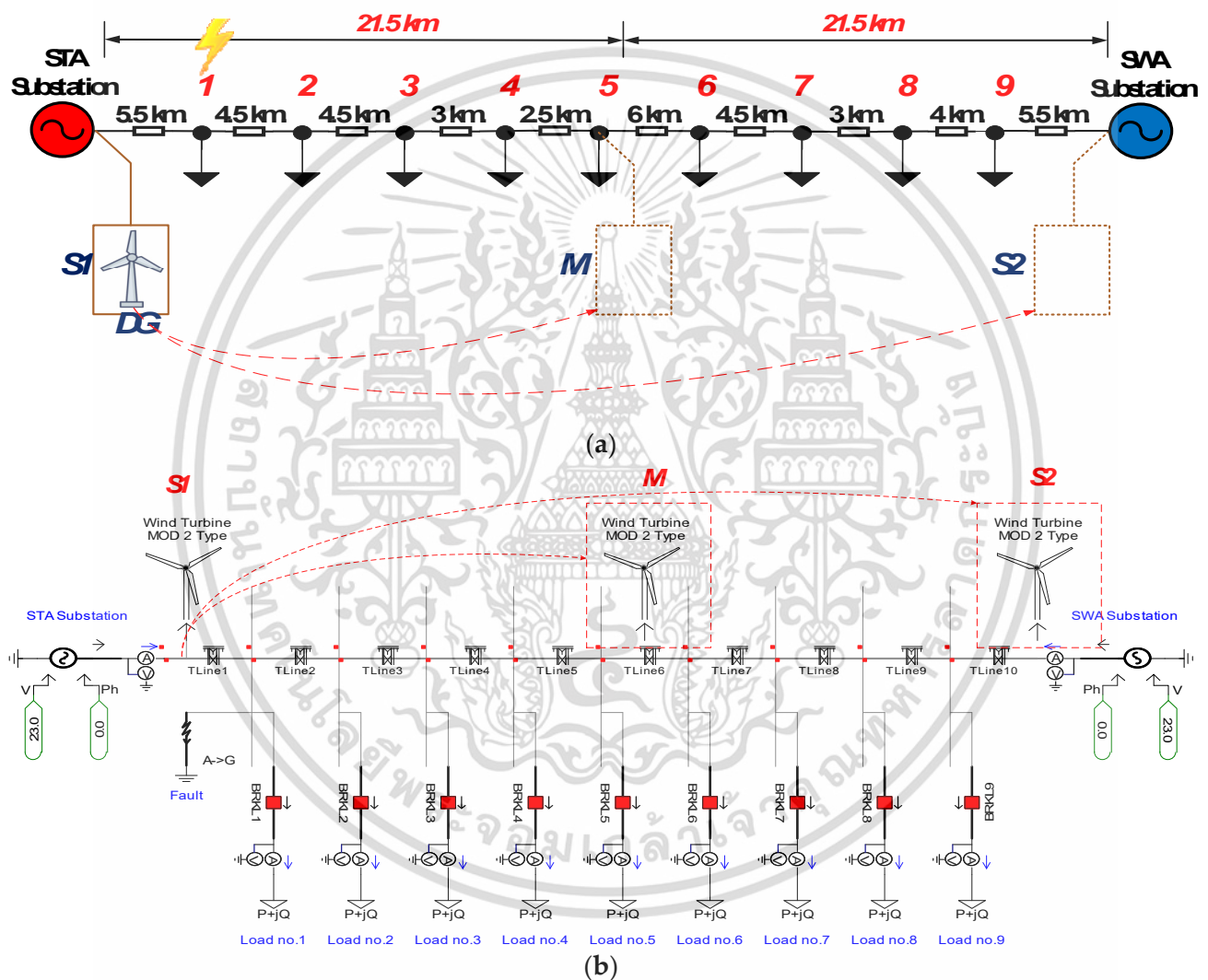


Figure 12. Distribution system with single DG placement under fault condition. (a) Single-line diagram; (b) PSCAD diagram.

The sinusoidal current waveforms from the STA substation, DG connected point, and SWA substation in the cases of single-phase fault to ground and three-phase fault to ground at location L1 are shown in Figure 13a,b, respectively. As shown, the location of the fault was near the STA substation, resulting in the current amplitude after fault occurrence being significantly higher when compared to the SWA substation. The current from the DG at the middle of the distribution line in the phase fault slightly increased compared to that in the pre-fault condition. However, the amplitude did not sharply increase, owing to the limitation of the current generated by the WTG.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์และสงวนสิทธิ์ในเนื้อหาโดยผู้จัดทำให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

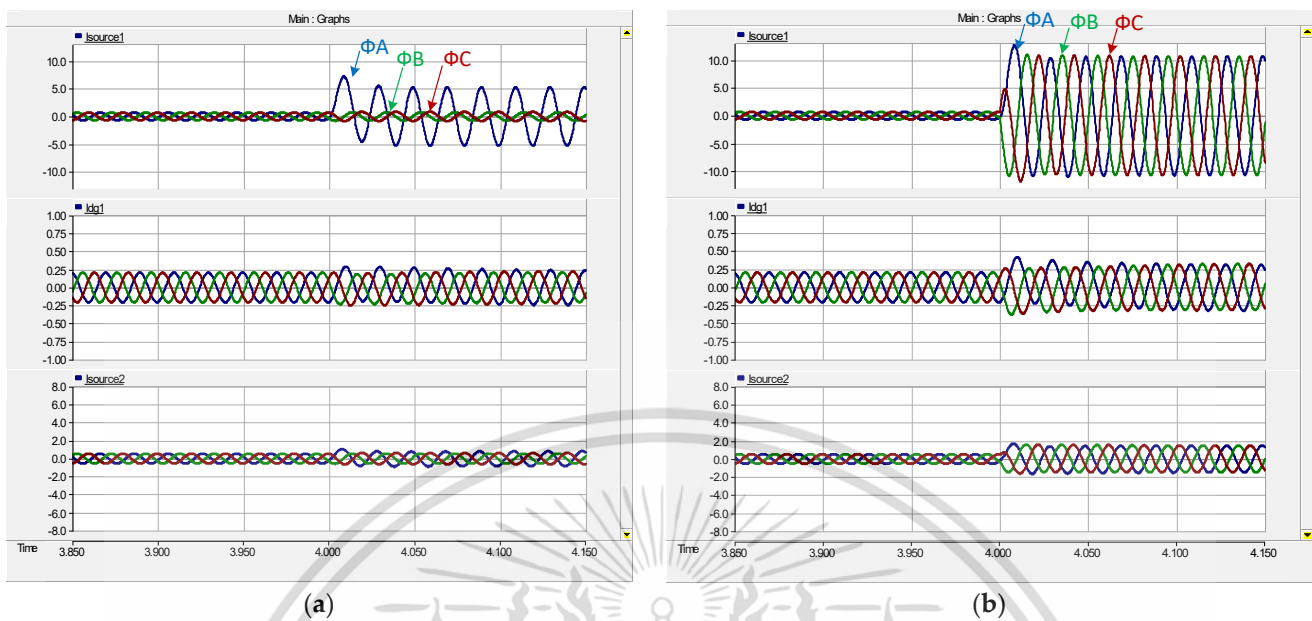


Figure 13. Current waveform at the fault location at 5.5 km with DG placed at the middle of the distribution system. (a) Single-phase fault to ground; (b) three-phase fault to ground.

4.3. Distribution System in the Case of Single DG under Various Fault Locations

The results from simulating the distribution system with a connected 3 MW DG under various fault locations are summarized in Table 8. For fault position L1, the STA substation current in the fault phase in post-fault condition increased compared to that in the pre-fault condition. However, the amplitude was less than that in the case without DG under similar conditions. This resulted from the DG generating additional power and current into the fault location. The SWA substation current also had a similar characteristic but was less affected by the presence of DG, which allowed the current from the SWA substation to flow through to the nearest load. The current on the load bus near the fault location decreased because of the current flow to the fault position. On the other hand, the load located far away from fault position and between the DG and the SWA substations was less affected by the decreasing current. This characteristic was caused by a similar resistance path between the load and fault positions in which the DG generated current and flowed both ways, and the SWA substation current could load the bus in-between.

When the fault location moved away from the STA substation to the location near the middle of the distribution line in which the DG was located, the post-fault current from the STA substation decreased and that in the SWA substation increased. In addition, the load bus current near the fault location decreased. This change was not similar to the case without DG. In the case in which the fault occurred between the DG and the SWA substations, the opposite occurred compared to the fault position at L1. This characteristic is similar to the main post-fault current originating from the SWA substation and DG. This result demonstrates that the current level and flow are altered when DG is present during a fault occurrence, and the position of the fault also significantly effects the characteristics.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 8. Current characteristics in the case of a distribution system with 3 MW DG at the middle point (M) under varying fault locations.

Fault Location	Parameters		Measuring Points										
			STA (S1)	Load No. 1	Load No. 2	Load No. 3	Load No. 4	Load No. 5	Load No. 6	Load No. 7	Load No. 8	Load No. 9	SWA (S2)
Normal Condition	RMS Current (kA)	A	0.462155	0.035898	0.190778	0.102424	0.241254	0.120776	0.039484	0.097338	0.122070	0.007628	0.372955
		B	0.462155	0.035898	0.190778	0.102424	0.241254	0.120776	0.039484	0.097338	0.122070	0.007628	0.372955
		C	0.462155	0.035898	0.190778	0.102424	0.241254	0.120776	0.039484	0.097338	0.122070	0.007628	0.372955
Fault at 5.5 km (L1)	RMS Current (kA)	A	3.350859	3.875873	0.049368	0.039561	0.117352	0.067317	0.027353	0.076529	0.102934	0.006947	0.550503
		B	0.509782	0.049651	0.234932	0.115791	0.259409	0.127304	0.040195	0.097321	0.121592	0.007610	0.373297
		C	0.569199	0.046875	0.239042	0.124110	0.287262	0.140970	0.044451	0.106379	0.130555	0.007932	0.428855
Fault at 10 km (L2)	RMS Current (kA)	A	1.969711	0.018456	2.636615	0.027950	0.086082	0.053203	0.024157	0.070917	0.097640	0.006758	0.630972
		B	0.520884	0.041206	0.251161	0.121614	0.268988	0.131079	0.040847	0.098137	0.122272	0.007629	0.389854
		C	0.591338	0.041413	0.249009	0.128351	0.296177	0.145131	0.045448	0.108213	0.132329	0.007991	0.441544
Fault at 17.5 km (L3)	RMS Current (kA)	A	1.218242	0.025997	0.092901	0.032938	2.142779	0.027515	0.015812	0.056099	0.083815	0.006267	0.829761
		B	0.519040	0.037207	0.207318	0.121206	0.307445	0.146750	0.043992	0.102758	0.126037	0.007755	0.410029
		C	0.583505	0.030340	0.225305	0.129308	0.317921	0.154032	0.047724	0.112414	0.136087	0.008125	0.458019
Fault at 20 km (L4)	RMS Current (kA)	A	1.217067	0.025970	0.092311	0.032283	2.141804	0.026847	0.015756	0.056206	0.083878	0.006265	0.828898
		B	0.522745	0.037207	0.207329	0.121361	0.306798	0.146636	0.044006	0.102680	0.126119	0.007755	0.407454
		C	0.587915	0.039346	0.225305	0.129355	0.317864	0.154004	0.047727	0.112475	0.136128	0.008128	0.460042
Fault at 33.5 km (L5)	RMS Current (kA)	A	0.694390	0.031997	0.151590	0.069843	0.144844	0.063071	0.012523	0.028027	0.053128	0.003845	1.889275
		B	0.476797	0.035832	0.191145	0.104663	0.252375	0.130098	0.047069	0.125118	0.160301	0.008902	0.412728
		C	0.530858	0.037564	0.207296	0.115419	0.277644	0.141896	0.048297	0.124230	0.158084	0.008812	0.466108
Fault at 37.5 km (L6)	RMS Current (kA)	A	0.632474	0.032714	0.158713	0.075744	0.162303	0.073428	0.016677	0.028405	0.031145	3.790341	3.278373
		B	0.465596	0.035805	0.190499	0.103811	0.248799	0.127528	0.045330	0.118906	0.156489	0.010595	0.410326
		C	0.519209	0.037301	0.204732	0.113329	0.272003	0.138420	0.046848	0.119672	0.154281	0.010004	0.456568

4.4. Distribution System in the Case of Various Single DG Sizing under Fault Conditions

The DG connected allowance based on the PEA interconnection code is up to 8 MW. Thus, the effect of the DG sizing on the current characteristics needs to be evaluated. The simulation result from the fixed fault location at L1 when varying the DG sizing from 3 MW to 8 MW is shown in Figure 14. From Figure 14a–f, it can be seen that increasing the DG size resulted in lower STA and SWA substation currents, owing to the larger generating capacity from the DG. The current on the load bus increased slightly because of the proximity of the DG location and the reduction in loss from the line impedance. During fault conditions, a larger-capacity DG can generate more power and current to the fault position, while the load requires the same amount of power. This results in a decrease in the SWA substation current located far from the fault location. However, the current from the STA substation still increased with DG sizing because of the vicinity of the fault location. The current on the load bus increased as the DG sizing increased as a result of the ability of the DG to supply both the load and fault positions.

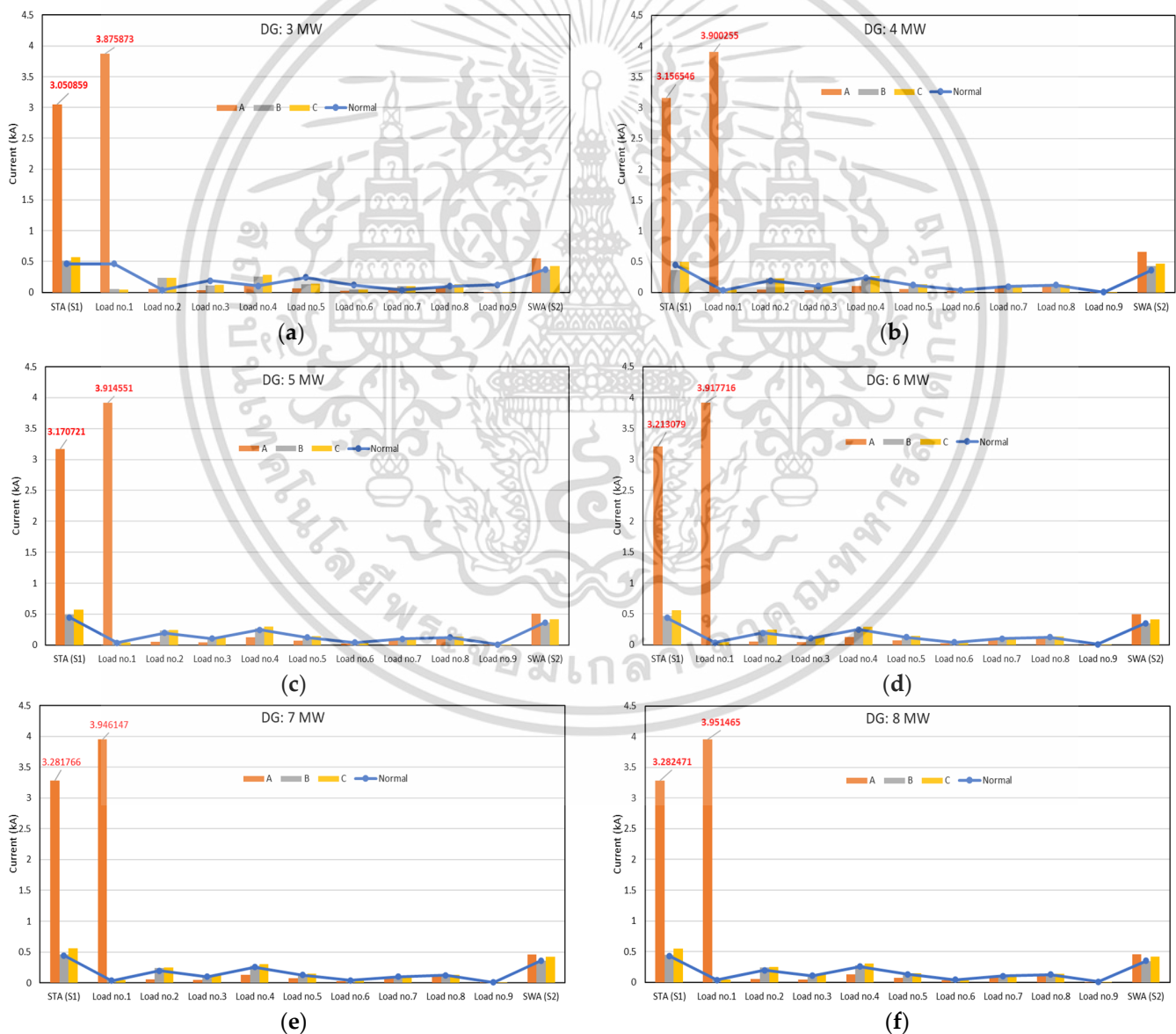


Figure 14. Current characteristics of the fixed fault location at L1 from 3 MW to 8 MW. (a) The 3 MW DG; (b) 4 MW DG; (c) 5 MW DG; (d) 6 MW DG; (e) 7 MW DG; and (f) 8 MW DG.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

In conclusion, DG placement in the distribution system has an impact on the characteristics of the system under both normal and fault conditions. The flow of the current and amplitude levels depends on the DG and fault location. This is because the DG provides current to the fault position as an additional source on the distribution line. For the DG sizing, despite the current on substation decreasing and load bus increasing for the increased DG sizing, the overall characteristic of the system showed a similar pattern, and the sizing of DG did not impact the flow. However, a protection device that relies on the current level setting may have a significant impact.

5. Conclusions

This study aimed to investigate the effect of DG using WTG as a source on a distribution system under both normal and fault conditions that were analyzed. The WTG sizing varied between 2 MW–8 MW at three different locations: near the STA substation (S1), at the middle of the distribution line (M), and near the SWA substation (S2). The voltage level results showed that under normal conditions, DG connected to the distribution line can improve the voltage on all loads connected to the distribution line. The voltage level increases in proportion with DG sizing. The result found that DG with a size of 3 MW placed on the middle of the transmission line can improve voltage levels within the PEA voltage regulation limits with the maximum DG connection allowance reaching 8 MW, thus showing that the voltage level still did not go over the authoritative boundary. In the case of fault conditions without DG, the current flowed from the substation to the fault location instead of the load bus. However, DG placement can affect the direction of the current flow and provide the nearest load bus with current and power depending on the distance between the DG and the fault location. The current amplitude provided to the fault location was proportional to the sizing of the DG. However, this study only focused on wind power generation (WTG) based on a PEA 22 kV voltage level. The system characteristics may differ in the case of changing types of DG or voltage levels, suggesting that further analysis needs to be done. These impacts on the distribution system caused by DG can affect the operation of conventional distribution systems. With an increase in the DG penetration level, a new suitable operation must be considered to ensure good system reliability. Future work will compare DG with the high voltage capacitor bank regarding aspects of voltage improvement and provide recommendations for suitable devices to reduce voltage drop in distribution systems. Furthermore, a protection device will also be provided and studied.

Author Contributions: Conceptualization, A.N.; methodology, S.Y.; software, W.K.; validation, S.Y.; formal analysis, W.K.; investigation, W.K.; resources, I.N.; data curation, I.N.; writing—original draft preparation, W.K.; writing—review & editing, A.N.; visualization, S.Y.; supervision, I.N.; project administration, A.N.; funding acquisition, I.N. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This project was funded by the National Research Council of Thailand.

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: Data sharing not applicable.

Acknowledgments: The authors wish to gratefully acknowledge financial support for this research from the National Research Council of Thailand.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

References

1. Sanamehreen, M.; Binal, M.; Divyesh, M. Grid Integration of Distributed Generation: Issues and Challenges. In Proceedings of the 2022 International Conference for Advancement in Technology (ICONAT), Goa, India, 21–22 January 2022; pp. 1–6.
2. Ministry of Energy. *Thailand Power Development Plan 2018–2037 (PDP 2018 Revision 1)*; Ministry of Energy: Bangkok, Thailand, 2020. Available online: https://www.eppo.go.th/images/Infomation_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf (accessed on 20 October 2020).

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. Ministry of Energy. *Alternative Energy Development Plan 2018–2037 (AEDP 2018)*; Ministry of Energy: Bangkok, Thailand, 2020. Available online: https://www.dede.go.th/download/Plan_62/20201021_TIEB_AEDP2018.pdf (accessed on 20 October 2020).
4. Laura, M.; Deane, P.; Gallachóir, B.; Bertsch, V. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. *Energies* **2018**, *163*, 822–836.
5. Toloo, M.; Taghizadeh-Yazdi, M.; Mohammadi-Balani, A. Multi-objective centralization-decentralization trade-off analysis for multi-source renewable electricity generation expansion planning: A case study of Iran. *Comput. Ind. Eng.* **2022**, *164*, 107870.
6. ChithraDevi, S.A.; Lakshminarasimman, L.; Balamurugan, R. Stud Krill herd Algorithm for multiple DG placement and sizing in a radial distribution system. *Eng. Sci. Technol. Int. J.* **2017**, *20*, 748–759. [[CrossRef](#)]
7. Nawaz, S.; Tandon, A. A New Technique to Solve Dg Allocation Problem for Distribution Power Loss Minimization. *ICIC Express Lett. Part B Appl. Int. J. Res. Surv.* **2018**, *9*, 701–706.
8. Alok, K.B.; Venkataramana, A. Investigation of Relevant Distribution System Representation with DG for Voltage Stability Margin Assessment. *IEEE Trans. Power Syst.* **2020**, *35*, 2072–2081.
9. Suresh, M.C.V.; Edward, J.B. A hybrid algorithm based optimal placement of DG units for loss reduction in the distribution system. *Appl. Soft Comput.* **2020**, *91*, 106191. [[CrossRef](#)]
10. Muhammad, M.A.; Chuangxin, G.; Muhammad, S.S.; Munsif, A.J.; Caiming, Y.; Jianguang, Z. A Review of Technical Methods for Distributed Systems with Distributed Generation (DG). In Proceedings of the 2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), Sukkur, Pakistan, 30–31 January 2019; pp. 1–7.
11. Iqbal, F.; Khan, M.T.; Siddiqui, A.S. Optimal placement of DG and DSTATCOM for loss reduction and voltage profile improvement. *Alex. Eng. J.* **2018**, *57*, 755–765.
12. Pankita, M.; Praghnes, B.; Vivek, P. Optimal selection of distributed generating units and its placement for voltage stability enhancement and energy loss minimization. *Ain Shams Eng. J.* **2018**, *9*, 187–201.
13. Paschalis, A.G.; Aggelos, S.B.; Dimitrios, I.D.; Kallisthenis, I.S.; Dimitris, P.L. Load variations impact on optimal DG placement problem concerning energy loss reduction. *Electr. Power Syst. Res.* **2017**, *152*, 36–47.
14. Haijun, X.; Xin, S. Distributed Generation Locating and Sizing in Active Distribution Network Considering Network Reconfiguration. *IEEE Access.* **2017**, *5*, 14768–14774.
15. Sirine, E.; Adel, B.; Adel, K. Optimal Sizing and Placement of DG Units in Radial Distribution System. *Int. J. Renew. Energy Res.* **2018**, *8*, 167–177.
16. Alwash, S.F.; Ramachandaramurthy, V.K.; Mithulananthan, N. Fault-Location Scheme for Power Distribution System with Distributed Generation. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2015**, *30*, 1187–1195. [[CrossRef](#)]
17. Mohsin, S.; Waseem, A.; Muhammad, A.; Uzair, K.; Barkat, U. Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators by Strawberry Plant Propagation Algorithm. *Energies* **2021**, *14*, 3–13.
18. Ali, T.; Faissal, E.; Abdelaziz, B.; Touria, H.; Naima, A.; Rabiaa, G. Meta-heuristics Applied to Multiple DG Allocation in Radial Distribution Network: A comparative study. In Proceedings of the 2022 International Conference on Intelligent Systems and Computer Vision (ISCV), Fez, Morocco, 18–20 May 2022; pp. 1–8.
19. Mohammad, I.; Mohsin, S.; Noman, U. Analytical Method for Optimal Reactive Power Support in Power Network. In Proceedings of the 2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), Sukkur, Pakistan, 30–31 January 2019; pp. 1–6.
20. Chiradeja, P.; Yoomak, S.; Ngaopitakkul, A. The study of economic effects when different distributed generators (DG) connected to a distribution system. In Proceedings of the 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Brno, Czech Republic, 16–18 May 2018; pp. 1–5.
21. Ngaopitakkul, A.; Jettanasen, C. The effects of multi-distributed generator on distribution system reliability. In Proceedings of the 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies—Asia (ISGT-Asia), Auckland, New Zealand, 4–7 December 2017; pp. 1–6.
22. Hany, F.H.; Nevin, F.; Mohammad, M.E.; Osama, A.M. Enhancement of Protection Scheme for Distribution System Using the Communication Network. In Proceedings of the 2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Baltimore, MD, USA, 29 September–3 October 2019; pp. 2–7.
23. Digambar, R.B.; Ravishankar, S.K.; Saurabh, J. Impact of Distributed Generation on Protection of Power System. In Proceedings of the 2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA), Bengaluru, India, 21–23 February 2017; pp. 399–405.
24. Langlang, G.; Muhammad, A.H.; Mokhammad, S.; Wahyu, S.N. Analysis of Short Circuit on Four Types Wind Power Plants as Distributed Generation. In Proceedings of the 2020 International Conference on Smart Technology and Applications (ICoSTA), Surabaya, Indonesia, 20 February 2020; pp. 1–6.
25. Mehdi, M.; Matin, M.; Abbas, F. Impact of Size and Location of Distributed Generation on Overcurrent Relays in Active Distribution Networks. In Proceedings of the 2017 North American Power Symposium (NAPS), Morgantown, WV, USA, 17–19 September 2017; pp. 1–6.
26. Reza, M.C.; Ehsan, M.H.; Meysam, F. The effect of fault current limiter size and type on current limitation in the presence of distributed generation. *Turk. J. Electr. Eng. Comput. Sci.* **2017**, *25*, 1021–1034.
27. Adel, A.A.E.; Ragab, A.E.; Abdullah, M.S.; Aya, R.E. Optimal Allocation of Distributed Generation Units Correlated with Fault Current Limiter Sites in Distribution Systems. *IEEE Syst. J.* **2021**, *15*, 2148–2155.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

28. Mir, E.H.; Reza, M.C. Optimal Allocation of Distributed Generation with Optimal Sizing of Fault Current Limiter to Reduce the Impact on Distribution Networks Using NSGA-II. *IEEE Syst. J.* **2019**, *13*, 1714–1724.
29. Matin, M.; Alexander, D.; Ilya, G. Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: Analysis and remedies—Review paper. *IET Gener. Transm. Distrib.* **2020**, *14*, 5944–5960.
30. Ayoade, F.A.; Owolabi, B.; Ademola, A.; Ayokunle, A.; Tobiloba, S.; Akinola, O.; Agbetuyi, O. Investigation of the Impact of Distributed Generation on Power System Protection. *Adv. Sci. Technol. Eng. Syst. J.* **2021**, *6*, 324–331.
31. Hamid, M.; Rahman, D.; Ahmad, K.; Amin, J.T.; Hamid, R.S. A Novel Fault Location Methodology for Smart Distribution Networks. *IEEE Trans. Smart Grid* **2021**, *12*, 1277–1288.
32. Gustavo, G.S.; José Carlos, M.V. Optimal Placement of Fault Indicators to Identify Fault Zones in Distribution Systems. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2021**, *36*, 3282–3285.
33. Haotian, S.; Hao, Y.; Fang, Z.; Xiaotong, D.; Guangyu, Y. Precise Fault Location in Distribution Networks Based on Optimal Monitor Allocation. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2020**, *35*, 1788–1799.
34. Farzaneh, S.; Mohammad, R.; Morteza, D. Simultaneous Placement of Tie-lines and Distributed Generations to Optimize Distribution System Post-Outage Operations and Minimize Energy Losses. *CSEE J. Power Energy Syst.* **2021**, *7*, 318–328.
35. Liuzhu, Z.; Bin, Y.; Xijun, R.; Bao, W.; Xiaoyu, S.; Mao, Z.; Pei, Z.; Xiaoxi, L.; Jiateng, L. Transmission Pricing for Distributed Generation Transactions Based on Cost and Benefit Analysis. In Proceedings of the 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Wuhan, China, 30 October–1 November 2020; pp. 4397–4402.
36. Bangun, N.; Kamaruddin, A.; Aep, S.U.; Erkata, Y.; Syukri, M.N.; Herry, S.; Zane, V.; Roy, H.S.; Yanuar, N. Smart Micro-Grid Performance using Renewable Energy. *ICESTI* **2019**, *188*, 1–11.

Disclaimer/Publisher’s Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

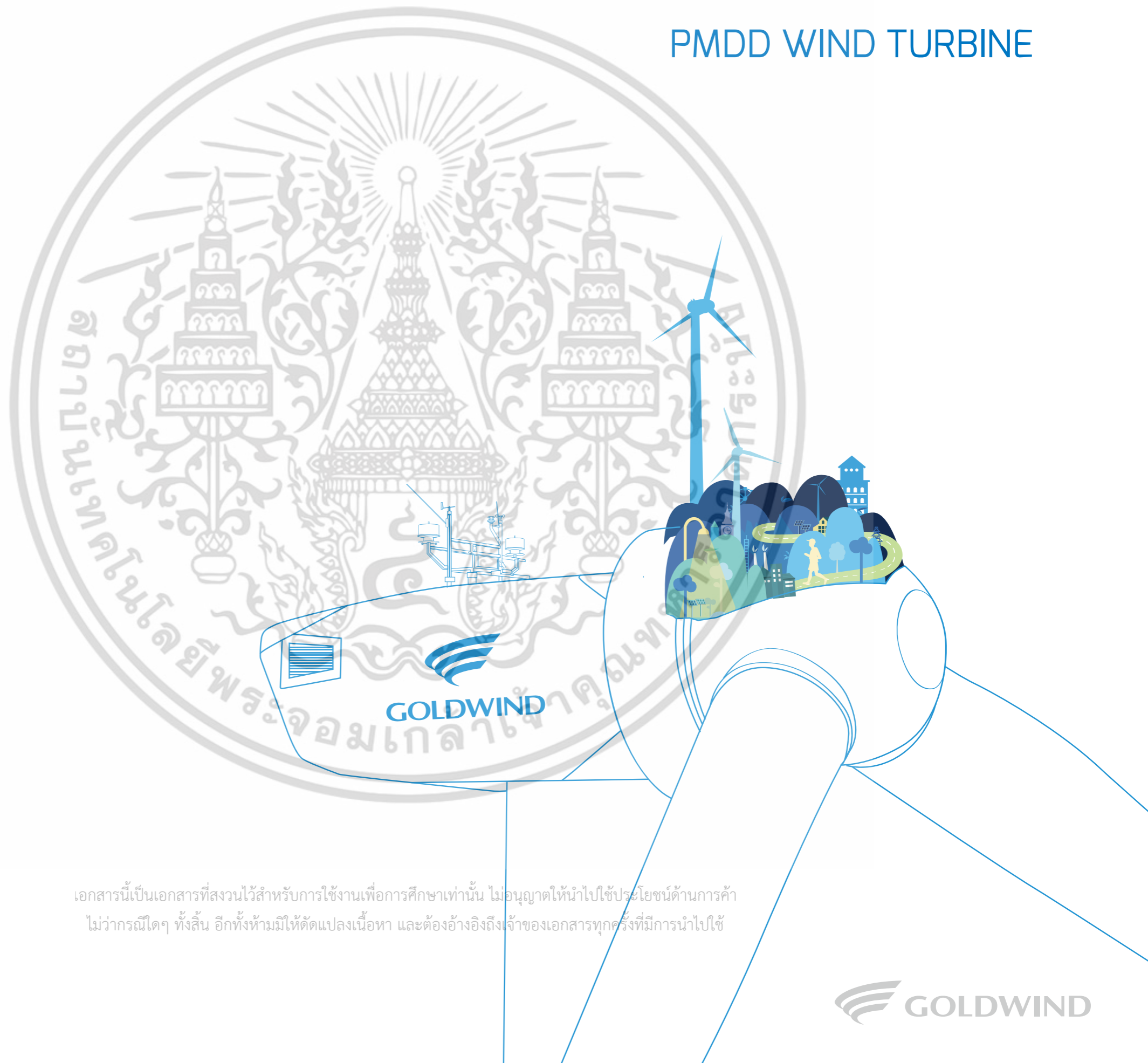
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5 MW

PMDD WIND TURBINE

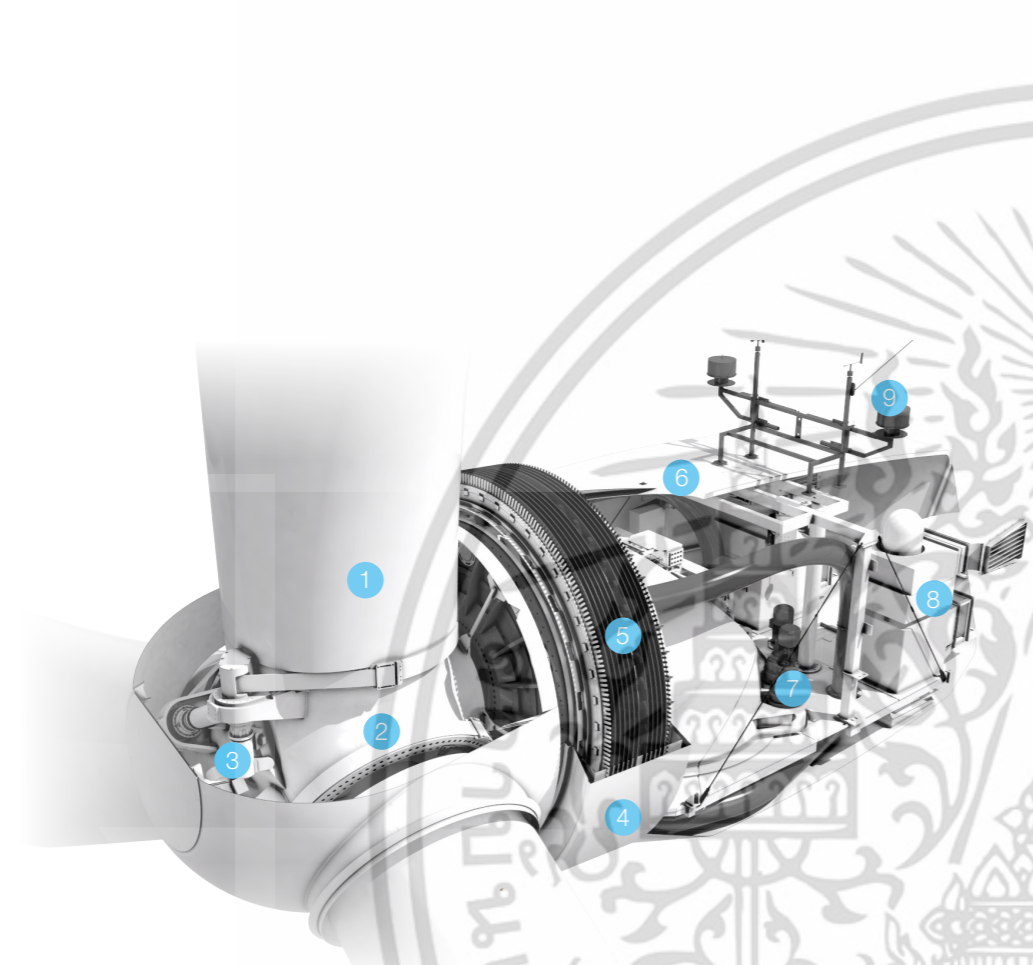


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



2.5 MW PMDD WIND TURBINE

GOLDWIND 2.5MW PMDD WIND TURBINE KEY FEATURES



1. Blade
2. Hub
3. Pitch System
4. Generator Rotor
5. Generator Stator
6. Nacelle
7. Yaw System
8. Generator Cooling System
9. Wind Measurement Equipment

Platform Evolution

- 20+ years of operational experience from 21,000+ Permanent Magnet Direct Drive (PMDD) wind turbines
- Expansion of the successful Goldwind 1.5 MW platform with enhanced architectural features

High Efficiency

- Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG) eliminates excitation losses
- The absence of gearbox eliminates losses from ancillary systems such as lubricant distribution and thermal management

High Reliability

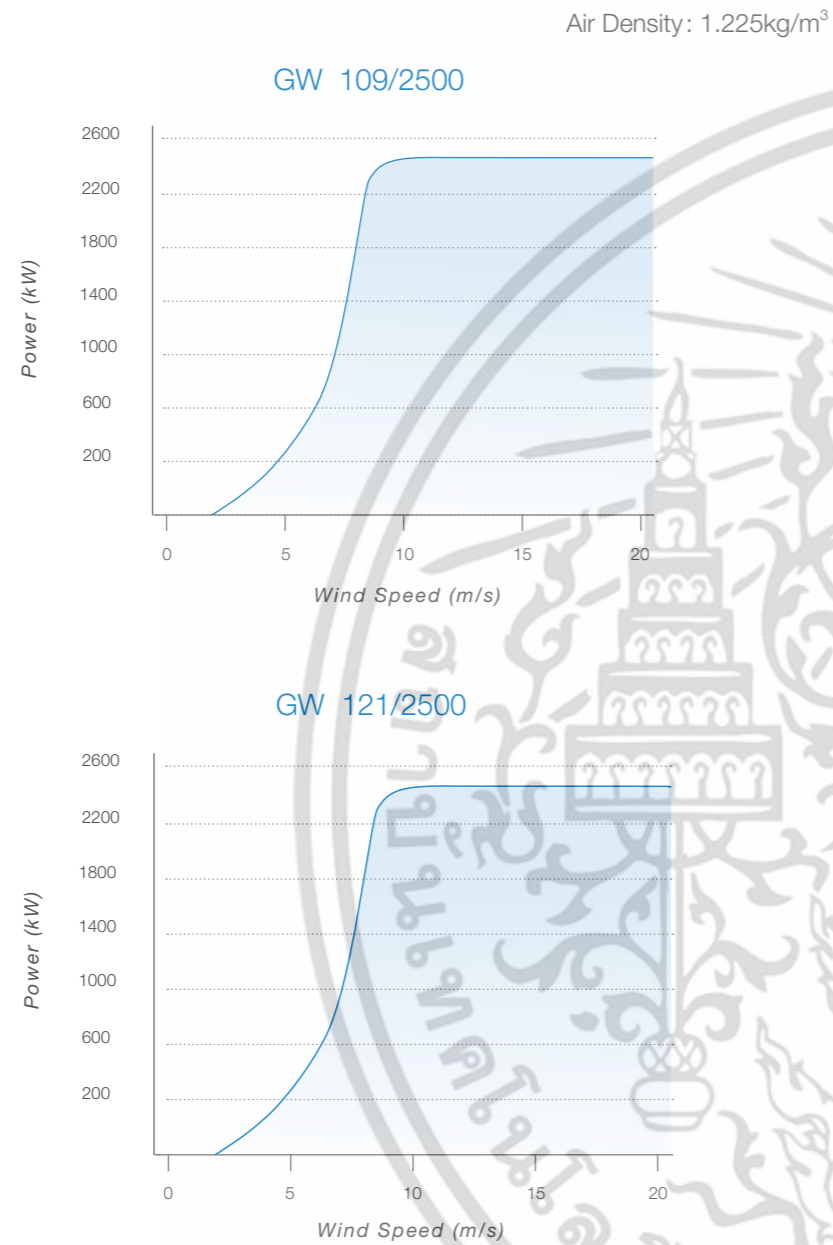
- The gearless drivetrain design eliminates the possibility of gear failure during the operational life of the turbine
- Maintenance-free design of the toothed belt pitch drive system simplifies pitch system maintenance requirements
- PMSG does not require high maintenance slip rings for conducting power

Highly Adaptable

- Grid Adaptability: Excellent zero, low and high voltage ride through capability and compliant with associated standard's across the globe
- Maintenance Adaptability: Dual circuit design of generator and converter enables partial operation when one circuit is compromised
- Environment Adaptability: Flexible operation modes enable adaptation to extreme environmental conditions such as high and low temperature, noise constraints and challenging wind conditions
- Construction Adaptability: Individual blade assembly to conserve site space constraints

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

DYNAMIC POWER CURVE



TECHNICAL SPECIFICATIONS

GW 2.5MW			
Item	Unit	Specifications	
Model		GW 109/2500	GW 121/2500
Parameters			
Rated Power	kW	2500	
Wind Class		IEC IIA	IEC IIIB
Cut-in Wind Speed	m/s	3	
Rated Wind Speed	m/s	10.3	9.3
Cut-out Wind Speed	m/s	25	22
Designed Service Life	Year	20	
Operating Temperature Range	°C	-30°C to +40°C	
Survival Temperature Range	°C	-40°C to +50°C	
Rotor System			
Nominated Rotor Diameter	m	109	121
Rotor Swept Area	m ²	9931	11595
Generator			
Generator Type		Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG)	
Rated Voltage	V	690	
Rated Rotation Speed	rpm	14.5	13.5
Converter			
Converter Type		Full Power Conversion	
Power Factor Regulation Range		Capacitive 0.95 to Inductive 0.95, dynamically adjustable	
Rated Output Voltage	V	690	
Brake System			
Aerodynamic Brake System		Blade Pitch Triple-Redundant	
Mechanical Brake System		Hydraulic Mechanical Brake System (for Maintenance)	
Yaw System			
Type/Design		Motor Drive/Four Planetary Stages for Speed Reduction	
Yaw Brake		Hydraulic Brake	
Control System and Lightning Protection			
Type		PLC Control System	
Lightning Protection Standard		Complying with IEC 61400-24:2010 and IEC 62305:2006, and in conformance with GL Standards for the Certification of Wind Turbines	
Ground Resistance	Ω	≤4	
Tower			
Type		Conical Steel Tower	
Hub Height	m	90	90/120

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INNOVATING FOR
A BRIGHTER FUTURE



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ใด ๆ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำ



Goldwind Americas

Goldwind USA, Inc.
20 N. Wacker Drive, Suite 1375
Chicago, IL 60606 USA
T: +1 312 948 8050
E: info@goldwindamericas.com
W: goldwindamericas.com



3.0MW(S)

PMDD WIND TURBINE

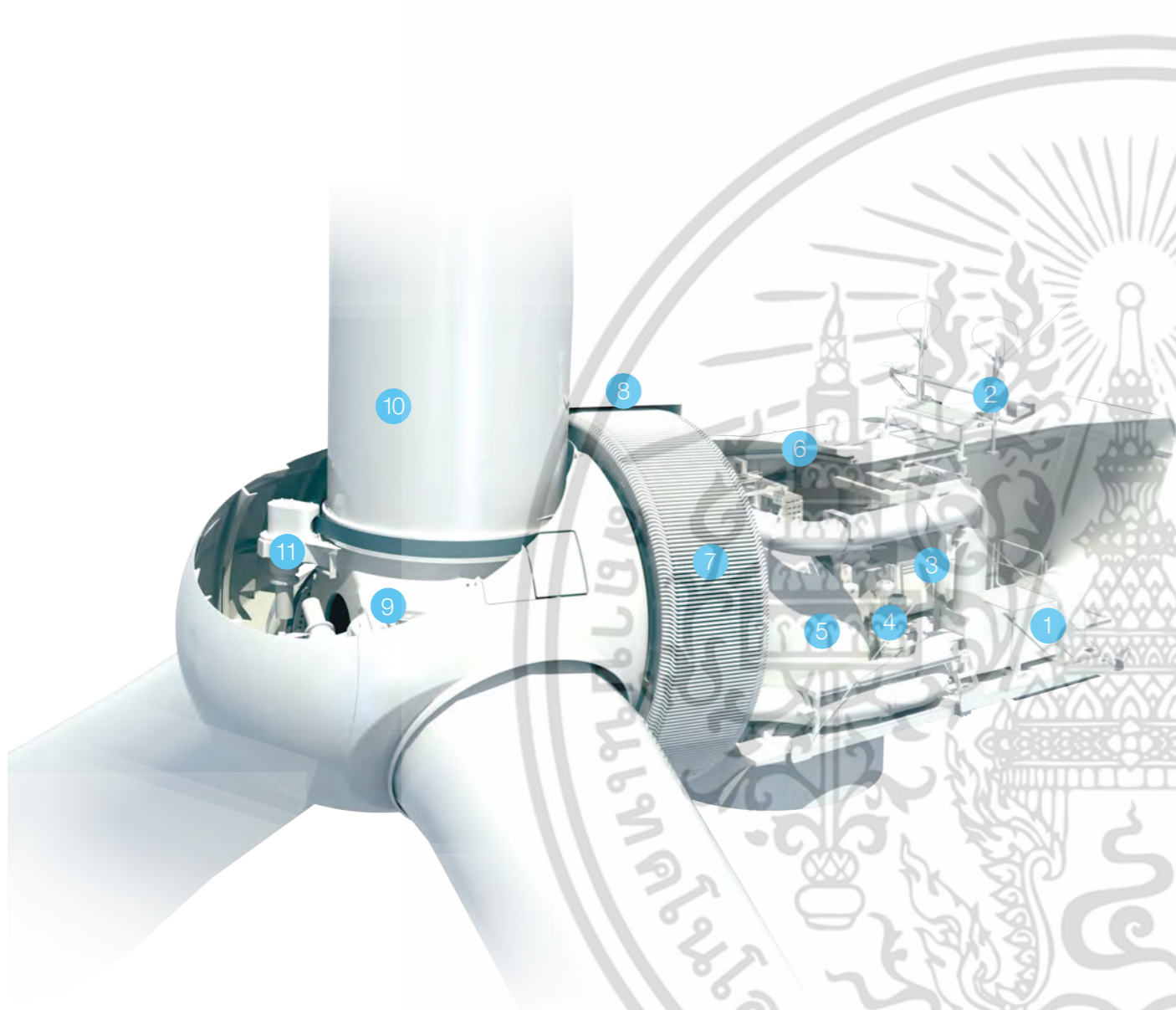


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



3.0 MW(S) PMDD WIND TURBINE

GOLDWIND 3.0MW(S) PMDD WIND TURBINE KEY FEATURES



Platform Evolution

- 20+ years of operational experience from 10,000+ Permanent Magnet Direct Drive (PMDD) wind turbines
- Evolution of the successful GW2500 platform with enhanced architectural features

High Efficiency

- Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG) eliminates excitation losses
- The absence of gearbox eliminates losses from ancillary systems such as lubricant distribution and thermal management

Smart Features

- Smart Sensing: Strategic sensors monitor key components, enabling predictive diagnostics and precision control
- Smart Control: Goldwind's big data analysis of 10,000+ installed direct-drive turbines and more than 20 years of wind energy expertise, have resulted in the most advanced algorithms
- Smart O&M: Platform includes a QR code data management system which is customizable to customer requirements for efficient logistics

High Reliability

- The gearless drivetrain design eliminates the possibility of gear failure during the operational life of the turbine
- Maintenance-free design of the toothed belt pitch drive system simplifies pitch system maintenance requirements
- PMSG does not require high maintenance slip rings for conducting power

Highly Adaptable

- Grid Adaptability: Excellent zero, low and high voltage ride through capability, and compliant with associated global standards
- Maintenance Adaptability: Dual circuit design of generator and converter enables partial operation when one circuit is compromised
- Environment Adaptability: Flexible operation modes enable adaptation to extreme environmental conditions such as high and low temperature, noise constraints and challenging wind conditions
- Construction Adaptability: Individual blade assembly to conserve site space constraints

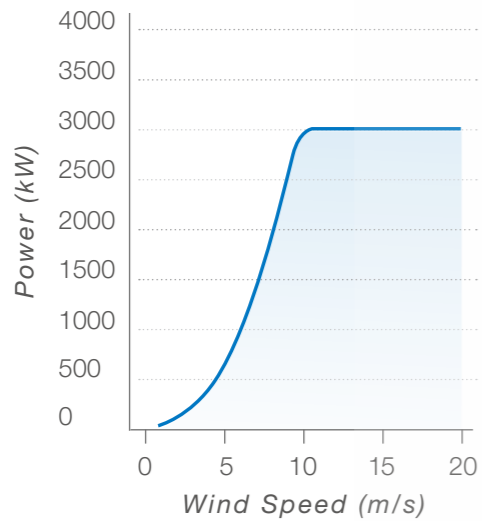
1. Generator Cooling System
2. Wind Measurement Equipment
3. Hoist
4. Yaw System
5. Nacelle Base
6. Nacelle Enclosure
7. Generator Stator
8. Generator Rotor
9. Hub
10. Blade
11. Pitch System

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใด ที่ Generator Rotor ให้ติดต่อขอแก้ไข และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

DYNAMIC POWER CURVE

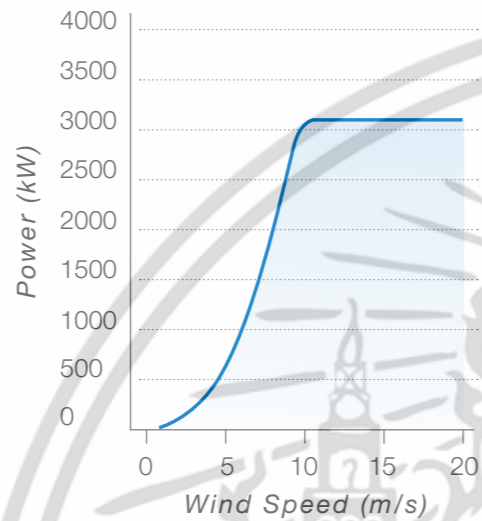
TECHNICAL SPECIFICATIONS

GW 140/3000(S)

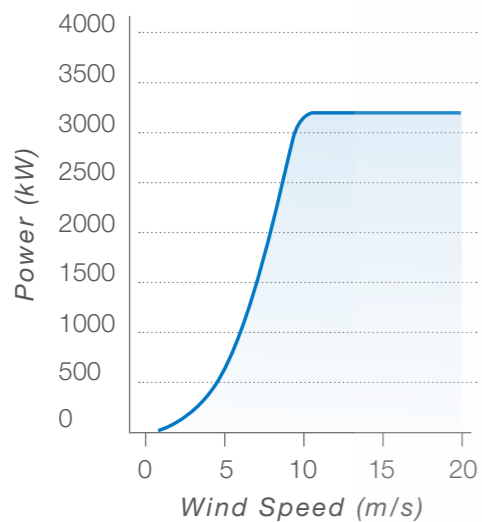


3.0MW

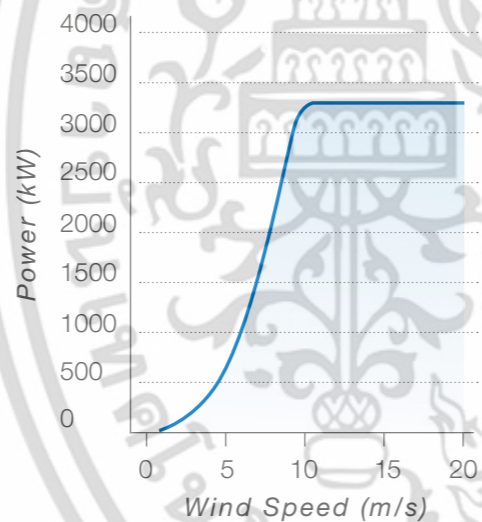
Air Density: 1.225kg/m³



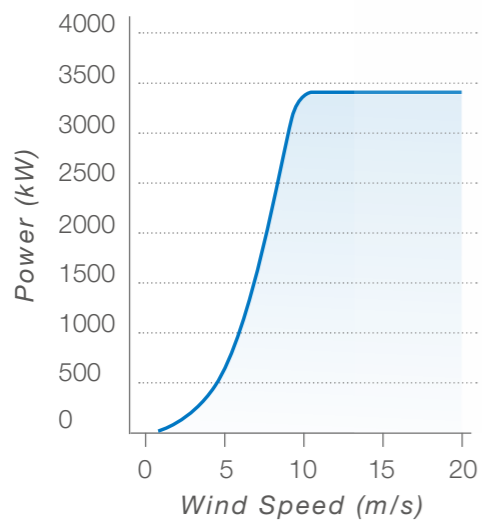
3.1MW



3.2MW



3.3MW



3.4MW

GW 3.0MW (S)				
Item	Unit	Specifications		
Model		GW 140/3000 (S) (onshore)		
Parameters				
Rated Power	kW	3000-3400		
Wind Class		IEC IIIA		
Cut-in Wind Speed	m/s	2.5		
Rated Wind Speed	m/s	11		
Cut-out Wind Speed	m/s	≥ 20 (customized based on the actual conditions of wind farm)		
Designed Service Life	Year	≥ 20		
Operating Temperature Range	°C	-30°C - +40°C		
Survival Temperature Range	°C	-40°C - +50°C		
Rotor System				
Rotor Diameter	m	136 / 140		
Rotor Swept Area	m ²	14712 / 15480		
Generator				
Generator Type		Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG)		
Rated Voltage	V	720		
Converter				
Converter Type		Full Power Conversion		
Power Factor Regulation Range	1/4 of rated power	Capacitive 0.95~inductive 0.95		
	2/4 of rated power			
	3/4 of rated power			
Rated Frequency	Hz	50/60		
Rated Output Power	kVA	3159-3579		
Rated Output Voltage	V	690		
Brake System				
Aerodynamic Brake System		Blade pitch triple-redundant		
Mechanical Brake System		Generator Brake (for maintenance)		
Yaw System				
Type/Design		Electric Motor Drive/Four Planetary Stages for Speed Reduction		
Yaw Brake		Four-point-contact Ball Bearing with Outer Ring		
Control System and Lightning Protection				
Type		PLC Control System		
Lightning Protection Standard		Compliant with IEC 61400-24-2010 and IEC 62305-2006, and in conformance with GL Standards for the Certification of Wind Turbines		
Ground Resistance	Ω	≤ 4		
Tower				
Type		Conical Steel/Hybrid Tower		
Hub height	m	100/Conical Steel	120/Hybrid Tower	140 (under planning and design)
Weight				
Rotor (including blades)	t	98		
Nacelle	t	40		
Generator	t	82		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INNOVATING FOR
A BRIGHTER FUTURE



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

www.goldwindamericas.com
Email: info@goldwindamericas.com

Goldwind Americas
20 N Wacker Drive, Suite 1375
Chicago, IL USA
Tel: +1-312-948-8050
Fax: +1-312-948-8051
PC: 60606

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายวิกร โคตรสาขา
วัน เดือน ปีเกิด	26 มกราคม 2524 อำเภอพิบูลย์รักษ์ จังหวัดอุดรธานี
ที่อยู่	81/3 หมู่บ้านเพอร์เฟค ปาร์ค บางนา ตำบลบางเสาธง อำเภอบางเสาธง จังหวัดสมุทรปราการ 10570
โทรศัพท์	0627965599
อีเมล	wikorn.nalinrat@gmail.com , 61601205@kmitl.ac.th
ประวัติการศึกษา	2561 - ปัจจุบัน วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วศ.ม) สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง 2545 - 2547 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วศ.บ) สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตขอนแก่น
ความชำนาญเฉพาะด้าน	1.) ควบคุมงานก่อสร้างโรงไฟฟ้าและเดินเครื่องระบบโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน
ด้านประสบการณ์การทำงานและผลงานวิจัย	
พ.ศ.2559-ปัจจุบัน	ตำแหน่งผู้จัดการโครงการ (Project Manager) บริษัท เลมอน โกลด์ ฟาร์ม จำกัด - พัฒนาและบริหารโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม (SPP) ขนาดกำลังการผลิต 40 เมกะวัตต์
พ.ศ.2558-2559	ตำแหน่งผู้จัดการสนาม (Construction Manager) บริษัท เอ็นพีเอส กรีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด - ควบคุมดูแลโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิต 72 เมกะวัตต์ (VSPP 6x12 เมกะวัตต์) เพื่อให้เป็นไปตามแผนขายไฟเชิงพาณิชย์ (COD)
พ.ศ.2565	ได้รับเลื่อนระดับเป็น วุฒิวิศวกรไฟฟ้า แขนงไฟฟ้ากำลัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลงานวิจัย

Conferences:

[1] T. Patcharoen, W. Kotesakha, A. Ngaopitakkul, S. Thongsuk, B. Seewirote, and S. Yoomak, Voltage Drop Improvement for Distribution Systems Using High Voltage Capacitor Based-on 1/2kvar Technique, 2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), **2022**, pp.1-6.

[2] S. Thongsuka, A. Ngaopitakkulb , W. Kotesakha, M. Leelajindakraierk, C. Pothisarn, and S. Yoomak, An Approach for Voltage Drop Improvement in 22kV PEA Distribution System based on High Voltage Capacitor Placement, 7th International Conference on Renewable Energy and Conservation, ICREC 2022, pp.1-8.

Journals:

[1] I. Ngamroo, W. Kotesakha, S. Yoomak, and A. Ngaopitakkul, Characteristic Evaluation of Wind Power Distributed Generation Sizing in Distribution System, *Sustainability MDPI*, **2023**, pp.1-23.

[2]] I. Ngamroo, W. Kotesakha, S. Yoomak, and A. Kunakorn, Impact on Protective Device Sequence of Operation in Case Distributed Generation Integrated to Distribution System, *Applies Sciences MDPI*, **2023**, pp.1-21.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้