การวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ของเคเบิลใต้น้ำ พิกัด 115 กิโลโวลต์ กรณีศึกษางานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจาก อำเภอแหลมงอบ ไปยัง อำเภอเกาะช้าง จังหวัดตราด

SWITCHING TRANSIENT VOLTAGE ANALYSIS OF 115 kV ON SUBMARINE CABLE SYSTEM: CASE STUDY OF TRANSMISSION ROUTE EXTENSION FROM LAEM NGOB DISTRICT TO KHO CHANG DISTRICT, TRAT PROVINCE

จีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2555

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ของเคเบิลใต้น้ำ พิกัด 115 กิโลโวลต์ กรณีศึกษางานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจาก อำเภอแหลมงอบ ไปยัง อำเภอเกาะช้าง จังหวัดตราด

จีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2555
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ของเคเบิลใต้น้ำ พิกัด 115 กิโลโวลต์ กรณีศึกษางานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจากอำเภอแหลมงอบ ไปยัง อำเภอเกาะช้าง จังหวัดตราด Switching Transient Voltage Analysis of 115 kV on Submarine Cable System: Case Study of Transmission Route Extension from Laem Ngob district Kho Chang district, Trat Province
ชื่อ - นามสกุล	ว่าที่ร้อยตรีจีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	อาจารย์ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล, Ph.D.
ปีการศึกษา	2555

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิกิตติพิชญ์, Ph.D.)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์สำเริง ฮินท่าไม้, วศ.ด.)

..... กรรมการ
(อาจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.)

..... กรรมการ
(อาจารย์ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล, Ph.D.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์สมหมาย ผิวสอาด, Ph.D.)
วันที่ 7 เดือน ตุลาคม พ.ศ. 2555

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ของเคเบิลใต้น้ำพิกัด 115 กิโลโวลต์ กรณีศึกษางานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจาก อำเภอแหลมงอบ ไปยัง อำเภอเกาะช้าง จังหวัดตราด
ชื่อ – นามสกุล	ว่าที่ร้อยตรีจีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	อาจารย์ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล, Ph.D.
ปีการศึกษา	2555

บทคัดย่อ

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้นำระบบสายส่งเคเบิลใต้น้ำเข้ามาใช้งานอยู่หลายเกาะ ซึ่งในแต่ละโครงการจะมีมูลค่าในการก่อสร้างสูง และการดำเนินการบำรุงรักษาทำได้ยาก ดังนั้นในการออกแบบต้องมีการคำนวณ โดยการจำลองระบบเพื่อใช้ในการเลือกอุปกรณ์ให้เหมาะสมและลดข้อผิดพลาดที่อาจจะเกิดขึ้นได้ ซึ่งในการจำลองระบบมีความยุ่งยากและมีหลายพารามิเตอร์ที่ต้องนำมาพิจารณา จากปัญหาดังกล่าวจึงเป็นที่มาในการศึกษาและทำการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะจากการสับสวิตช์ โดยใช้งานสายส่งเคเบิ้ลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ จากอำเภอแหลมงอบ ไปยังอำเภอเกาะช้าง จังหวัดตราด เป็นกรณีศึกษา สำหรับงานวิจัยนี้ใช้โปรแกรม ATP-EMTP ในการจำลองระบบ และทำการคำนวณหาค่าความสามารถการนำไฟฟ้าสูงสุดของสายส่งเคเบิลใต้น้ำ

ผลการศึกษาและวิเคราะห์ พบว่าแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นสูงสุดจะพบในกรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) ที่เวลาสับสวิตช์ 0.003 วินาที บริเวณปลายสายของเคเบิลใต้น้ำมีระดับแรงดัน 196.13 กิโลโวลต์ จากค่าที่ได้นำคำนวณให้อยู่ในรูปของแรงดันคงทนชั่วขณะที่ความถี่กำลัง (SDW) แล้วได้ค่าแรงดัน 210.56 กิโลโวลต์ ซึ่งเป็นระดับที่อยู่ในค่ามาตรฐานตามข้อกำหนด IEC 60071-1 และสำหรับค่าความสามารถการนำไฟฟ้าสูงสุด พบว่ากรณีการติดตั้งบริเวณใต้ทะเล จะมีค่าความสามารถการนำไฟฟ้าสูงสุดที่ค่า 395 แอมแปร์ มากกว่ากรณีการติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลอยู่ร้อยละ 17.72

คำสำคัญ: แรงดันเกินชั่วขณะสับสวิตช์ เคเบิลใต้น้ำ แรงดันคงทนชั่วขณะที่ความถี่กำลัง

Thesis Title	Switching Transient Voltage Analysis of 115 kV on Submarine Cable System: Case Study of Transmission Route Extension from Laem Ngob district to Kho Chang district, Trat Province
Name-Surname	Sub L.T. Geerawath Chainuphat
Program	Electrical Engineering
Thesis Advisor	Mr.Chatchai Suppitaksakul, Ph.D.
Academic Year:	2012

ABSTRACT

Currently, the Provincial Electricity Authority (PEA) has expanded electricity supply to many islands via submarine cables. Each project has high investment cost for the construction and difficulty for maintenance. Thus, in the designing process need to be carefully calculating in order to use in equipment selecting and help in reducing causes of error that may occur. Due to the simulation process is quite difficult and also there are several parameters have to be discussed thus it is interesting and inspiring to this study.

This thesis presents a study and analysis of the switching withstand voltage of the system in which the submarine cable for 115 kV system of the transmission route extension from mainland Laem Ngob district to Kho Chang district, Trat Province is used as a case study. The ATP-EMTP program is applied in the system simulation and calculated the maximum current flowing in conductors of submarine cable.

From the study and analysis results, it is found that the maximum switching transient voltage is occurred in the case of the three phase system: type single line to ground fault and reclosing with unclear fault success (SLGF-UCF). It was happened before circuit breaker reclosing 0.003 second at the end of the submarine cable on Kho Chang district with maximum switching transient voltage of 196.13 kV. Then it is calculated into the short-duration power-frequency withstand voltage (SDW) as 210.56 kV that was not exceed the standard value of the IEC 60071-1. For the maximum current flowing in conductors, it is found that submarine cable which is installed under the seabed, can conduct maximum current flow of 395 A which is better than the cable installed on the mainland about 17.72%.

Keywords: switching transient, submarine cable, short-duration power-frequency withstand voltage

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความเมตตากรุณาอย่างสูงจาก ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิกิตติพิชญ์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สำเริง ฮินท่าไม้ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ดร.ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ณัฐวุฒิ โสมะเกษตรินทร์ อาจารย์ที่ปรึกษาร่วมวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำแนะนำและให้คำปรึกษาตลอดจนความช่วยเหลือในการแก้ไขต่างๆ เพื่อให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในทุกๆ ภาคส่วนที่ให้การช่วยเหลือสนับสนุนข้อมูลที่ใช้สำหรับวิเคราะห์ปัญหาในงานวิจัยครั้งนี้ ขอขอบคุณ กองวิจัย และกองจัดการงานระบบไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้คำแนะนำสำหรับการจำลองระบบโดยการใช้โปรแกรม ATP-EMTP ขอขอบคุณผู้วิจัยทุกท่านที่ให้ความอนุเคราะห์บทความและงานวิจัยที่ใช้ในการอ้างอิงในขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชา บ่มเพาะจนผู้วิจัยสามารถนำเอาความรู้และหลักการมาประยุกต์ใช้ในการวิจัย ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ของข้าพเจ้า และขอขอบคุณครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจในทุกๆโอกาส ให้ข้าพเจ้ามีความพยายามมุมานะในการทำวิทยานิพนธ์ในครั้งนี้ให้เสร็จสมบูรณ์ด้วยดี ขอขอบคุณเพื่อนๆ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ขอขอบคุณหัวหน้า และเพื่อนร่วมงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกท่านที่ให้โอกาสและสนับสนุนการศึกษาต่อปริญญาโทในครั้งนี้ และให้ความอนุเคราะห์ด้วยดีมาโดยตลอด

คุณค่าอันพึงจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอมอบเพื่อบูชาพระคุณ บิดา มารดา ครู อาจารย์ ครอบครัว ร่วมถึงผู้มีอุปการคุณทุกท่าน

จีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญภาพ ..... ฎ

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ..... ฑ

บทที่

1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย 2

1.3 สมมติฐานการวิจัย 2

1.4 ขอบเขตการวิจัย 3

1.5 ขั้นตอนการวิจัย 4

1.6 ข้อจำกัดการทำวิจัย 5

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 5

2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 6

2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 6

2.2 แรงดันเกินชั่วขณะ 8

2.3 พารามิเตอร์วงจรไฟฟ้า 8

2.4 ระบบสายส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าแรงสูง 10

2.5 ต้นกำเนิดแรงดันเกิน (Overvoltage sources) 11

2.6 การต่อลงดิน (Grounding) 15

2.7 โครงสร้างของเคเบิล 21

2.8 การใช้งานโปรแกรม ATP-EMTP 28

2.9 การคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด 37

2.10 สรุปผลการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 44

สารบัญ (ต่อ)

บทที่ หน้า

3 วิธีดำเนินการวิจัย 45

3.1 ตั้งสมมติฐานเพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษา วิเคราะห์ และจำลองระบบ 47

3.2 การเก็บรวบรวม และวิเคราะห์ข้อมูล สำหรับนำมาใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้า และคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด 47

3.3 ตั้งสมมติฐานแนวทางการจำลองระบบ เพื่อศึกษาผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP 54

3.4 ตั้งสมมติฐานแนวทางการคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด 57

3.5 สรุปผลวิธีการดำเนินการวิจัย 60

4 ผลการศึกษา วิเคราะห์ การจำลองระบบด้วยโปรแกรม ATP-EMTP และการหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด 61

4.1 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า (SW) 61

4.2 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF) 62

4.3 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) 64

4.4 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF) 64

4.5 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF) 66

4.6 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) 68

สารบัญ (ต่อ)

บทที่ หน้า

4.7 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) 69

4.8 การวิเคราะห์ผลการจำลองระบบไฟฟ้า 70

4.9 การคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด 73

4.10 สรุปการวิจัย 74

5 สรุปผลการวิจัย 75

5.1 สรุปผลการดำเนินการจำลองระบบการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ และวิเคราะห์ผล 75

5.2 สรุปผลการวิเคราะห์ และคำนวณค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด 77

5.3 ข้อเสนอแนะ 77

5.4 ปัญหาในการวิจัย 77

รายการอ้างอิง 78

ภาคผนวก 80

ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่ 81

ประวัติผู้เขียน 102

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

2.1 พารามิเตอร์ของวงจรไฟฟ้า 9

2.2 ระดับแรงดันสูงสุด ที่ระดับแรงดันใช้งานต่างๆ 11

2.3 รูปร่างแรงดันเกิน และรูปร่างของแรงดันมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบที่ความถี่ต่างๆ ตามมาตรฐาน IEC 60071-1 13

2.4 การแบ่งภาวะชั่วครู่ของปรากฏการณ์ทางไฟฟ้าตามกลุ่มและช่วงของความถี่ 30

3.1 สรุปข้อมูลตัวแปรที่ใช้สร้างแบบจำลองสายส่งเหนือหัว 48

3.2 ตำแหน่งการจัดวางสายส่งเหนือหัว 48

3.3 สรุปข้อมูลตัวแปรที่ใช้สร้างแบบจำลองเคเบิลใต้น้ำ 50

3.4 ตำแหน่งการจัดวางเคเบิลใต้น้ำ 50

3.5 สรุปค่าพารามิเตอร์ทางด้านกายภาพ 58

3.6 สรุปค่าพารามิเตอร์ทางด้านไฟฟ้า 58

3.7 สรุปค่าพารามิเตอร์อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ 60

4.1 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า 61

4.2 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF) 63

4.3 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) 64

4.4 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF) 65

4.5 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF) 67

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

4.6 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) 68

4.7 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF) 69

4.8 สรุปค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด 70

สารบัญภาพ

ภาพที่ หน้า

1.1 จำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เข้ามาท่องเที่ยวในประเทศไทย 1

2.1 แรงดันเสิร์จสวิตชิ่งจากการสับสวิตช์ของสายส่ง 14

2.2 การต่อลงดินเพื่อป้องกันสำหรับเคเบิลแร็ค สำหรับระบบ 22 และ 33 กิโลโวลต์ 15

2.3 การต่อลงดินในบ่อพัก Manhole สำหรับเคเบิลแร็ค สำหรับระบบ 22 และ 33 กิโลโวลต์ (กรณีมี Splice สำหรับต่อสายเคเบิลใต้ดิน ก็ให้ต่อลงดิน ณ จุดนี้) 16

2.4 การต่อลงดินทั้งสองปลาย (Both-Ends Bonding) 17

2.5 การต่อลงดินแบบหลายจุด (Multi-points Bonding) 17

2.6 การต่อลงดินข้างเดียว (Single-point Bonding) 18

2.7 การต่อลงดินแบบกึ่งกลาง (Middle-point Bonding) 18

2.8 การต่อลงดินแบบไขว้ (Cross-Bonding) 19

2.9 (A) และ (B) การต่อลงดินที่เสาต้น Riser Pole สำหรับระบบ 22 - 33 กิโลโวลต์ และ (C) การต่อลงดินที่เสาต้น Riser Pole สำหรับระบบ 115 กิโลโวลต์ 20

2.10 โครงสร้างเคเบิลใต้ดินแรงสูง 115 กิโลโวลต์ 21

2.11 โครงสร้างเคเบิลใต้น้ำแรงสูง 115 กิโลโวลต์ 22

2.12 วงจรสมมูลของสายส่งเคเบิล 22

2.13 การผลิตสายเคเบิลโดยวิธี Vertical Continuous Valcanization (VCV) 27

2.14 การผลิตสายเคเบิลใต้ดินโดยวิธี Catenary Continuous Valcanization (CCV) 28

2.15 EMTP module 29

2.16 ส่วนประกอบต่างๆ ของโปรแกรม ATPDraw 31

2.17 หน้าต่าง ATPDraw 31

2.18 หน้าต่างเขียนวงจร 32

2.19 การเปิดเมนูอุปกรณ์ 32

2.20 หน้าต่างสำหรับกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของอุปกรณ์ 33

2.21 การเชื่อมต่อโนดระหว่างอุปกรณ์ 33

2.22 หน้าต่าง Node data 34

2.23 หน้าต่าง ATP Settings 34

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่ หน้า

2.24 หน้าต่างสำหรับการบันทึกไฟล์ 35

2.25 หน้าต่างดอสแสดงการคำนวณ 35

2.26 หน้าต่างเลือกแสดงกราฟของโปรแกรม PlotXY 36

2.27 หน้าต่างแสดงกราฟของโปรแกรม PlotXY 36

3.1 เส้นทางการก่อสร้างสายส่ง 115 กิโลโวลต์ จาก สฟ.แหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง 45

3.2 เส้นทางการวางสายเคเบิลใต้น้ำจากฝั่งแผ่นดินใหญ่ อ.แหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง 46

3.3 การวางสายเคเบิลใต้น้ำช่วงขึ้นฝั่งไปยังเกาะช้าง 46

3.4 การป้อนค่าพารามิเตอร์แบบจำลองสายส่งเหนือหัว 49

3.5 รูปแบบการจัดวางสายที่ได้จากการป้อนพารามิเตอร์สายส่งเหนือหัว 49

3.6 การป้อนค่าพารามิเตอร์แบบจำลองเคเบิลใต้น้ำ 51

3.7 รูปแบบการจัดวางเคเบิลใต้น้ำ จากการสร้างแบบจำลอง 51

3.8 (a) กับดักเสิร์จ (b) กราฟคุณลักษณะของแรงดันและกระแส 52

3.9 การป้อนค่าพารามิเตอร์ของกับดักเสิร์จ 53

3.10 การกำหนดค่าคุณสมบัติกระแส และแรงดันของกับดักเสิร์จ 53

3.11 แบบจำลองแหล่งจ่ายระบบ 115 กิโลโวลต์ 54

3.12 วงจรไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองของโปรแกรม EMTP/ATP 55

3.13 คลื่นไซน์ 56

4.1 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีปิดวงจรตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) 62

4.2 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF) ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) 63

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่ หน้า

4.3 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) 65

4.4 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF) ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) 66

4.5 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ (ฝั่งเกาะช้าง) 67

4.6 แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) ที่เวลา 0.005 วินาที 69

4.7 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.005 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ (ฝั่งเกาะช้าง) 71

5.1 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ (ฝั่งเกาะช้าง) 76

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

A	พื้นที่ภาคตัดขวางหรือพื้นที่อิเล็กโทรด (m^2)
c	capacitance per core (F/m)
d	mean diameter of the sheath (mm)
D	ความหนาหรือระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรด
d_c	diameter of conductor (mm)
D_e	external diameter of one cable (mm)
D_i	external diameter of the insulation (excluding screen) (mm)
f	frequency system (Hz)
$\overline{G}$	geometric factor for SL and SA type cables
I	Current flowing in one conductor (A)
k_p	factor used in calculating x_p (proximity effect)
k_s	factor used in calculating x_s (skin effect)
l	ความยาว (m)
L	distance from the surface of the ground to the cables axis (mm)
n	Number of load-carrying conductor in the cable (conductors of equal size and carrying the same load)
u	Variable for T_4
u_o	voltage to earth (V)
R	Alternating current resistance per unit length of the conductor at maximum operating temperature (Ω/m)
R_o	D.C. resistance of conductor at 20 °C (Ω/m)
R_s	alternating current resistance of cable sheath or screen at their maximum operating temperature (Ω/m)
R'	D.C. resistance of conductor (Ω/km)
s	distance between conductor axes (mm)
t_1	thickness of insulation between conductor and sheath (mm)
t_3	thickness of the serving (mm)

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

T_1	Thermal resistance per unit length between one conductor and the sheath (K.m/W)
T_2	Thermal resistance per unit length of the bedding between sheath and armour (K.m/W)
T_3	Thermal resistance per unit length of the external serving of the cable (K.m/W)
T_4	Thermal resistance per unit length between the cable surface and the surrounding medium (K.m/W)
tan δ	loss factor of insulation
W_d	Dielectric loss per unit length for the insulation surrounding the conductor (W/m)
x_p	argument of a Bessel function used to calculate proximity effect
x_s	argument of a Bessel function used to calculate skin effect
X	reactance of lead sheath (Ω/km)
y_s	skin effect factor
y_p	proximity effect factor
ρ	ค่าความต้านทานจำเพาะ (Ω-m)
ε	ค่าเปอร์มิตติวิตี้ = $\varepsilon_o \varepsilon_r$ (F/m)
Ψ	เส้นฟลักซ์คล้องเกี่ยว (Flux linkage)
θ	Conductor temperature
θ_a	Ambient temperature (°C)
θ_c	Conductor temperature (°C)
α_{20}	Constant mass temperature coefficient at 20 °C
ρ_T	thermal resistivity of material (K.m/W)
λ_1	Ratio of losses in the metal sheath to total losses in all conductors in that cable
λ_2	Ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable
$\lambda_{2'}$	ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable
ANSI	American National Standards Institute
CENELEC	Comite Europeen de Normalisation Electrotechnique

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

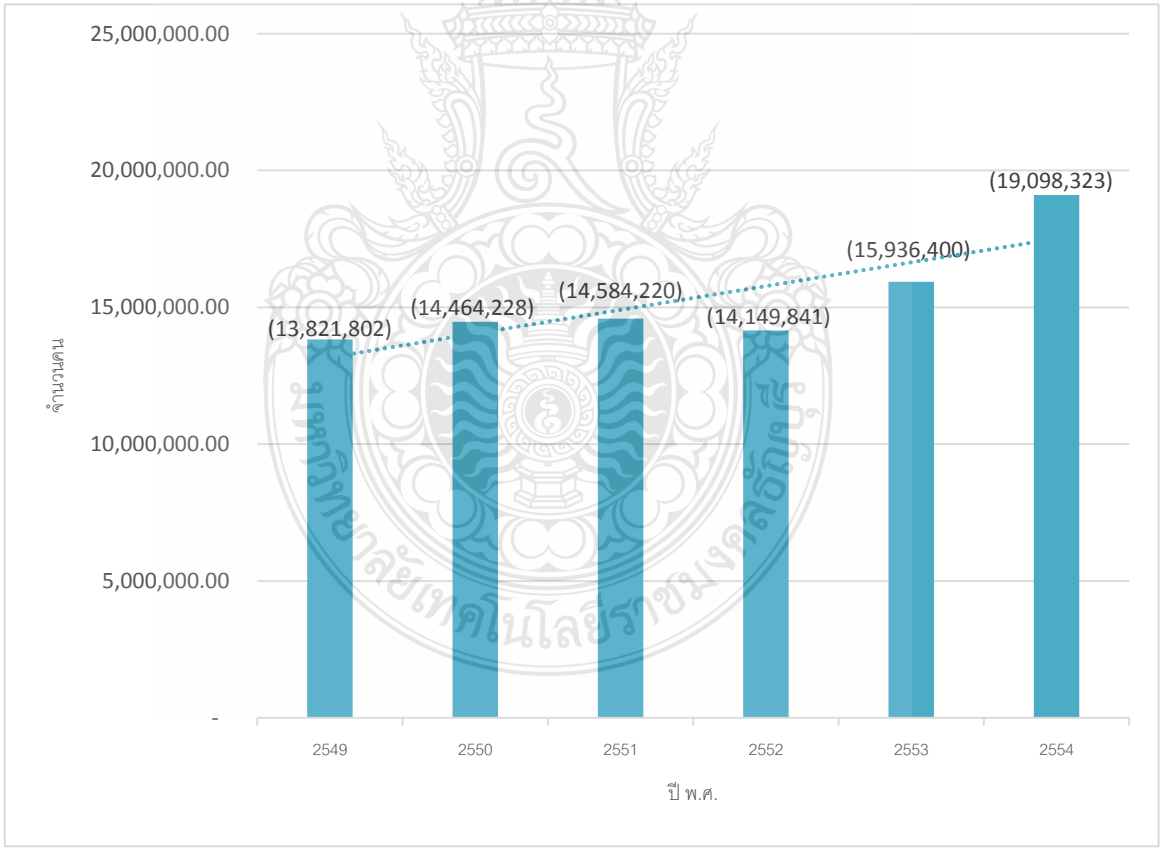
DLGF-CF	การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ
DLGF-UCF	การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ
EPR	Ethylene Propylene Rubber
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
JIS	Japanese Industrial Standards
PE	Polyethylene
PVC	Polyvinyl Chroride
SLGF-CF	การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ
SLGF-UCF	การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ
TLGF-CF	การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ
TLGF-UCF	การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ
XLPE	Cross linked Polyethylene

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้าสามารถมองได้ว่าเป็นความต้องการพื้นฐานสำหรับการพัฒนาประเทศ ในหลายๆ ธุรกิจไม่ว่าจะเป็นธุรกิจการผลิต ธุรกิจการก่อสร้าง รวมถึงธุรกิจการท่องเที่ยว สำหรับธุรกิจการท่องเที่ยวนั้น มีการเติบโตของธุรกิจค่อนข้ามมากดังแสดงตามตารางที่ 1

จากตัวเลขจำนวนนักท่องเที่ยวตามตารางที่ 1 แสดงให้เห็นว่าภาพรวมของจำนวนนักท่องเที่ยวมีอัตราเฉลี่ยสูงขึ้นเรื่อยๆ ส่งผลให้มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ท่องเที่ยวเพิ่มสูงขึ้นเช่นกัน ซึ่งแหล่งท่องเที่ยวที่ได้รับความนิยมแห่งหนึ่งของประเทศไทยก็คือการไปท่องเที่ยวตามเกาะต่างๆ



ภาพที่ 1.1 จำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เข้ามาท่องเที่ยวในประเทศไทย [1]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้เล็งเห็นความสำคัญของประชาชนทุกๆพื้นที่ ในความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ประกอบกับการขยายตัวของธุรกิจท่องเที่ยวที่สูงขึ้น ทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น จึงมีการลงทุนขยายสายส่งวงจรไฟฟ้าไปทุกๆพื้นที่ ที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นพื้นที่บนภูเขา บนดอย รวมถึงตามเกาะต่างๆ ของประเทศไทย

สำหรับพื้นที่ตามเกาะต่างๆ นั้น มีอยู่หลายวิธีด้วยกันในการสร้างพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ในพื้นที่เกาะ เช่น การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ การใช้พลังงานลม หรือการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งวิธีดังกล่าวสามารถใช้ในพื้นที่ ที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สูง แต่ถ้าหากมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่สูงๆ หนทางในการแก้ไขปัญหาวิธีการหนึ่งก็คือ การสร้างสายส่งไฟฟ้าจากฝั่งแผ่นดินใหญ่ไปยังพื้นที่เกาะด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ

เนื่องจากโครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำในแต่ละโครงการนั้น จะใช้งบประมาณในการก่อสร้างค่อนข้างสูง และดำเนินการแก้ไขปัญหาหากเกิดความเสียหายได้ค่อนข้างยาก จึงต้องมีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการในทุกๆด้าน ไม่ว่าจะเป็นจุดคุ้มทุนของโครงการ ผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมถึงการศึกษาผลกระทบของการเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ ซึ่งเป็นปัญหาหนึ่งที่สามารถสร้างความเสียหายให้กับเคเบิลใต้น้ำได้ จากปัญหาดังกล่าวงานวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นที่จะศึกษาผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ โดยใช้งานโครงการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าระบบ 115 กิโลโวลต์ ด้วยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะช้าง จังหวัดตราดของ กฟภ. เป็นแบบจำลองสำหรับศึกษาผลกระทบจากเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ ด้วยโปรแกรม ATP-EMTP เป็นเครื่องมือในการจำลองระบบโดยใช้ข้อมูลของการดำเนินการติดตั้งเคเบิลใต้น้ำจริง มาเป็นกรณีศึกษาของงานวิจัยครั้งนี้

1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษา จำลองระบบไฟฟ้า และวิเคราะห์ผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ

1.2.2 เพื่อศึกษา และคำนวณวิธีการหาค่าของการนำไฟฟ้าสูงสุดของเคเบิลใต้น้ำ

1.3 สมมติฐานการวิจัย

การเปลี่ยนสถานะของวงจรไฟฟ้าจากการปิดและเปิดวงจรไฟฟ้าในแต่ละครั้ง มีความเป็นไปได้ที่จะทำให้เกิดแรงดันเกินชั่วขณะขึ้น ซึ่งค่าของแรงดันที่เกิดขึ้นจะมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับตำแหน่งมุมของแรงดันที่ทำการปิดวงจรไฟฟ้า จากสมมุติฐานที่กล่าวมาทำให้ผู้วิจัยเกิดความสนใจที่จะจำลองระบบการเปิด/ปิดวงจรไฟฟ้า เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะขึ้น

รวมถึงการวิเคราะห์และคำนวณหาค่าของความนำไฟฟ้าสูงสุด เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่มีความจำเป็นที่จะต้องคำนึงถึง เนื่องจากถ้าหากมีการจ่ายกระแสไฟฟ้ามากเกินกว่าที่เคเบิลใต้น้ำสามารถทนรับได้ย่อมจะทำให้เกิดความเสียหายได้เช่นกัน สำหรับงานวิจัยครั้งนี้ได้ใช้กรณีศึกษาของ กฟภ. งานโครงการก่อสร้างสายส่งเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ จากอำเภอแหลมงอบ ไปยังอำเภอเกาะช้าง จังหวัดตราด เป็นกรณีศึกษา

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ศึกษา และวิเคราะห์ข้อมูลของงานก่อสร้างจริง ของงานสายส่งเคเบิลใต้น้ำจากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง เพื่อนำมาเป็นข้อมูลสำหรับจำลองระบบ และคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด

1.4.2 สร้างแบบจำลองระบบของสายส่งไฟฟ้า จากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง

1.4.3 ดำเนินการทดลองการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ จากการปิดวงจรไฟฟ้า (SW)

1.4.4 ดำเนินการทดลองการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ จากการลัดวงจรไฟฟ้าในสาเหตุต่างๆ 6 กรณีดังนี้

1) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF)

2) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF)

3) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF)

4) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF)

5) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF)

6) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF)

1.4.5 วิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ได้จากการจำลองระบบไฟฟ้า เพื่อใช้ประเมินความเสียหายที่อาจจะเกิดกับเคเบิลใต้น้ำ

1.4.6 วิเคราะห์และคำนวณหาค่าของการนำไฟฟ้าสูงสุดของเคเบิลใต้น้ำ ตามลักษณะการติดตั้งใช้งานจริง

1.5 ขั้นตอนการวิจัย

สำหรับงานวิจัยครั้งนี้จะทำการจำลองระบบไฟฟ้าทั้งระบบ ที่เป็นระบบงานก่อสร้างจริง จากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบไปยังเคเบิลต้นสุดท้าย (Riser pole) ที่เกาะช้างเพื่อศึกษาผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นในกรณีการสับสวิตช์ และการลัดวงจรในรูปแบบต่างๆ ที่เกิดขึ้นและนำค่าดังกล่าวมาวิเคราะห์ผลที่ได้จากการจำลอง เพื่อประเมินว่าเหตุการณ์ดังกล่าวจะสามารถทำความเสียหายกับเคเบิลใต้น้ำได้หรือไม่ รวมถึงการคำนวณและวิเคราะห์หาค่าของความนำไฟฟ้าสูงสุดที่เคเบิลใต้น้ำสามารถรับภาระได้ภายใต้เงื่อนไขของการติดตั้งใช้งานจริง

1.5.1 ศึกษาความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

โครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำเป็นโครงการที่มีการลงทุนสูง จึงจำเป็นต้องศึกษาผลกระทบในหลายๆด้าน ซึ่งผลของการ เปิด/ปิด วงจรไฟฟ้า ก็เป็นปัญหาอย่างหนึ่งที่ทำให้เกิดความเสียหายได้ จึงจำเป็นต้องมีการศึกษา และจำลองระบบการเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะขึ้น เพื่อประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นในลักษณะของงานติดตั้งใช้งานไปแล้ว อีกทั้งการคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุดของเคเบิลใต้น้ำก็จะเป็นตัวช่วยป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับเคเบิลใต้น้ำได้ จากการที่จ่ายกระแสไฟฟ้าเกินความสามารถที่เคเบิลใต้น้ำสามารถทนได้

1.5.2 ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้น

1) ศึกษาทฤษฎีของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในระบบ
2) ศึกษาปัญหาที่เกิดจากแรงดันเกินชั่วขณะในระบบ
3) ศึกษาวิธีการต่อลงดินของเปลือกฉนวน (Cross bonding)
4) ศึกษาการสร้างแบบจำลองส่วนประกอบต่างๆ ในระบบ
5) ศึกษาทฤษฎีการวิเคราะห์และคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด

1.5.3 ขั้นตอนการทดลอง

1) ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบของปัญหาที่เกิดจากแรงดันเกินชั่วขณะ
2) สร้างแบบจำลองส่วนประกอบต่างๆในระบบ และจำลองการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะโดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP
3) จำลองระบบการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ จากกรณีการ ปิด/เปิด วงจรไฟฟ้า
4) จำลองระบบการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ จากกรณีลัดวงจรในรูปแบบต่างๆ
5) วิเคราะห์และคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุดของเคเบิลใต้น้ำ

1.5.4 วิเคราะห์ผลการจำลองระบบไฟฟ้า ตามมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

1.5.5 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดลอง

1.6 ข้อจำกัดการทำวิจัย

การจัดทำงานวิจัยครั้งนี้ ดำเนินการโดยใช้ข้อมูลของการติดตั้งจริง ของงานโครงการก่อสร้างสายส่งระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP เป็นเครื่องมือในการจำลองระบบ จึงอาจจะทำให้เกิดข้อผิดพลาดคลาดเคลื่อนได้ตามแต่ละเงื่อนไขของโปรแกรมที่นำมาใช้ในการจำลองระบบ ซึ่งค่าที่ได้จากการจำลองระบบนั้นจะนำมาคำนวณและวิเคราะห์ถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำตามรูปแบบมาตรฐาน International Electrotechnical Commission (IEC)

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.7.1 สามารถนำข้อมูลของงานก่อสร้างระบบที่ติดตั้งจริงมาใช้ในการจำลองระบบได้อย่างถูกต้อง

1.7.2 สามารถวิเคราะห์ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะได้ และเป็นไปตามมาตรฐาน IEC

1.7.3 สามารถวิเคราะห์ข้อมูลที่มีเพื่อหาค่าของการนำไฟฟ้าสูงสุดได้ และเป็นไปตามมาตรฐาน IEC

1.7.4 สามารถใช้ข้อมูลที่วิเคราะห์จากข้อ 1.7.2 และ 1.7.3 เพื่อช่วยลดปัญหาการชำรุดของเคเบิลใต้น้ำก่อนเวลาอันควร และกำหนดเงื่อนไขการใช้งานเคเบิลใต้น้ำได้อย่างเกิดประโยชน์สูงสุด

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

บทนี้เป็นการนำเสนอหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องที่นำมาใช้ในการวิจัย รวมถึงการศึกษาบทความที่มีเนื้อหาใกล้เคียงหรือสอดคล้องกับงานวิจัย เพื่อนำมาวิเคราะห์และประยุกต์ใช้ เพื่อพัฒนางานวิจัยให้ดียิ่งขึ้น ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการจัดทำวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ซึ่งเป็นงานวิจัยที่มีแนวทางการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าสำหรับการศึกษาแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ รวมถึงวิธีการวิเคราะห์ผลจากการจำลองระบบการเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำได้ Ping-Heng Ho และ Chi-Jui Wu [2] ได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับสายเคเบิลใต้น้ำระบบ 161 กิโลโวลต์ ที่จะดำเนินการก่อสร้างในสาธารณรัฐไต้หวัน โดยได้ใช้โปรแกรม ATP-EMTP เป็นเครื่องมือสำหรับจำลองระบบไฟฟ้า ตามรูปแบบมาตรฐาน Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) และ American National Standards Institute (ANSI)

ในส่วนของประเทศไทยได้มีการนำสายเคเบิลใต้น้ำมาใช้อยู่มากมายหลายเกาะ ตัวอย่างเช่น เกาะสมุย เกาะมุกด์ เกาะสุกร เกาะลิบง ฯลฯ รวมไปถึงเกาะช้างด้วย สำหรับงานก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำในประเทศไทยนั้น หน่วยงานหลักที่เป็นผู้ลงทุนและดำเนินการก่อสร้างก็คือ กฟภ. และเนื่องจาก กฟภ. เป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจที่มีรัฐบาลเป็นผู้ถือหุ้นข้างมาก ดังนั้นในแต่ละโครงการที่ กฟภ. จะดำเนินการก่อสร้าง จึงจำเป็นต้องมีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ เพื่อนำเสนอต่อคณะรัฐมนตรีขออนุมัติวงเงินงบประมาณสำหรับดำเนินการก่อสร้าง และในส่วนของงานวิจัยครั้งนี้ได้นำโครงการก่อสร้างสายส่งเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง จังหวัดตราด มาใช้เป็นกรณีศึกษาซึ่งโครงการก่อสร้างนี้ได้ผ่านการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการแล้ว [3] และผ่านการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีให้สามารถดำเนินการก่อสร้างได้ โดยในส่วนของการดำเนินการก่อสร้างโครงการนั้น กฟภ. ได้ดำเนินการจัดทำรายงานการศึกษาในเรื่องของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ [4] โดยใช้โปรแกรม PSCAD เป็นเครื่องมือสำหรับการจำลองระบบไฟฟ้า

ปัจจุบันยังมีอีกหลายมาตรฐานที่เป็นที่นิยมนำมาใช้ในการอ้างอิง เช่น Comite Europeen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC), Japanese Industrial Standards (JIS) รวมถึง International Electro technical Commission (IEC) ด้วยสำหรับในงานวิจัยครั้งนี้ได้นำในส่วนของมาตรฐาน IEC มาเป็นแนวทางในการจัดทำรูปแบบสำหรับจำลองระบบไฟฟ้า พร้อมกันนี้ยังได้นำมาใช้เป็นแนวทางสำหรับวิเคราะห์ และประเมินผลของแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำด้วย โดยมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องดังนี้

1) IEC 60071-1 2006-1 Insulation co-ordination Part 1 : Definitions, principles, and rules [5]

2) IEC 60071-2 1996-12 Insulation co-ordination Part 2 : Application guide [6]

3) IEC 60071-4 2004-6 Insulation co-ordination Part 4 : Computational guide to insulation co-ordination and modeling of electrical networks [7]

4) IEC 60228 2004 Conductors of insulated cables [8]

5) IEC 60840 2004 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV [U_m=36 kV] up to 150 kV [U_m=170 kV] Test methods and requirements [9]

6) IEC 60811-1-1 1993 Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cable – Part 1 : Methods for general application – Section 1 : Measurement of thickness and overall dimensions –Tests for determining the mechanical properties [10]

7) IEC 60287-1-1 2006 Electric cables – Calculation of current rating Part 1 : Current rating equations (100% load factor] and calculation of losses – General) [11]

8) IEC 60287-2-1 2006 Electric cables – Calculation of current rating Part 1 : Thermal resistance [12]

9) IEC 60885-2 1987 Electric test methods for electric cables Part 2 : Partial discharge tests [13]

10) IEC 60885-3 1988 Electric test methods for electric cables Part 3 : Test methods for partial discharge measurements on lengths of extruded power cables [14]

11) IEC 60949 1988 Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into non-adiabatic heating effects [15]

ถ้าหากกล่าวถึงโปรแกรมที่นิยมใช้ในการวิเคราะห์หาค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ ปัจจุบันมีให้เลือกใช้อยู่มากมาย เช่น PSCAD, MATHLAB และ ATP-EMTP เป็นต้น ในงานวิจัยนี้ได้เลือกใช้โปรแกรม ATP-EMTP มาทำการวิเคราะห์หาค่าแรงดันเกินชั่วขณะ เนื่องจากมีการใช้งานที่ไม่ซับซ้อนมากเกินไป มีความถูกต้องในการคำนวณเป็นที่ยอมรับโดยทั่วกัน มีความยืดหยุ่นในการป้อนค่าพารามิเตอร์ และมีการใช้งานเป็นที่แพร่หลายทั้งในภาครัฐและเอกชน ซึ่งในการสร้างแบบจำลองของงานวิจัยนี้ มีอุปกรณ์หลักในระบบที่ต้องสร้างแบบจำลองประกอบด้วย

1) แบบจำลองสายส่งเหนือหัวระบบ 115 กิโลโวลต์
2) แบบจำลองสายส่งเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์
3) แบบจำลองกับดักฟ้าผ่า

2.2 แรงดันเกินชั่วขณะ

คือการเปลี่ยนแปลงค่าทางไฟฟ้าของระดับแรงดันอย่างกะทันหันและรวดเร็ว อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงสภาวการณ์อย่างทันทีทันใดในวงจร เช่น การเปิดหรือปิดวงจร หรือการเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าขึ้น เพราะในช่วงเวลาสั้นๆ ดังกล่าวนั้น องค์ประกอบต่างๆ ของวงจรจะได้รับความเครียด (Stress) สูงทั้งทางกลและทางไฟฟ้า อันเป็นผลเนื่องมาจากแรงดันหรือกระแสที่มีค่าสูงมากเกินกว่าปกติ ในกรณีที่เกิดแรงดันเกินหรือกระแสเกินมากๆ ย่อมต้องสร้างความความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าโดยรวมได้

2.3 พารามิเตอร์วงจรไฟฟ้า

พารามิเตอร์วงจรไฟฟ้าประกอบไปด้วย

1) ความต้านทาน $R = \frac{\rho l}{A}$ Ω (2.1)

2) ความเหนี่ยวนำ $L = \frac{\Psi}{I}$ H (2.2)

3) ความจุไฟฟ้า $C = \frac{\varepsilon A}{d}$ F (2.3)

เมื่อ ρ คือ ค่าความต้านทานจำเพาะ (Ω-m)

ε คือ ค่าเปอร์มิตติวิตี้ = $\varepsilon_o \varepsilon_r$ (F/m)

l คือ ความยาว (m)

A คือ พื้นที่ภาคตัดขวางหรือพื้นที่อิเล็กโทรด (m^2)

D คือ ความหนาหรือระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรด

Ψ คือ เส้นฟลักซ์คล้องเกี่ยว (Flux linkage)

I คือ กระแสไฟฟ้า (A)

ในระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า โดยปกติแล้วจะประกอบด้วยค่าพารามิเตอร์ R, L และ C โดยจะมีค่าใดมากค่าใดน้อย ขึ้นอยู่กับหลายๆองค์ประกอบมาประกอบกัน ซึ่งในสภาวะปกติหรือสภาวะคงตัว และสภาวะชั่วขณะ ก็จะส่งผลต่อค่าของพารามิเตอร์ R, L และ C เกิดการเปลี่ยนแปลงขึ้นตามสภาวะดังกล่าวด้วย

พารามิเตอร์ L และ C จะอธิบายคุณสมบัติในเรื่องขีดความสามารถของการเก็บพลังงานคือ L จะเก็บพลังงานในรูปสนามแม่เหล็กและ C จะเก็บพลังงานในรูปสนามไฟฟ้า คือ

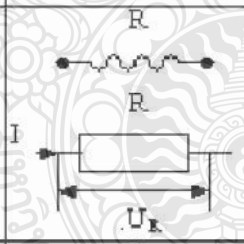
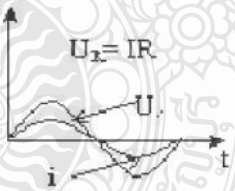
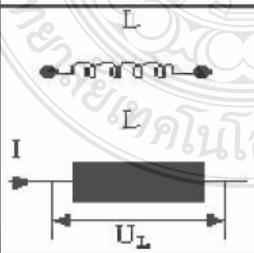
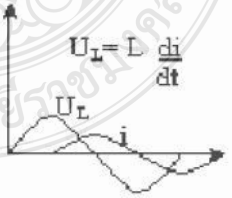
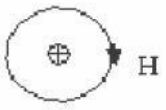
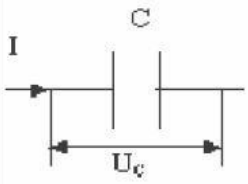
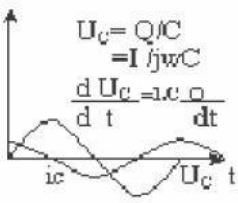
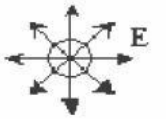
$$W_L = \tfrac{1}{2} LI^2 \quad (2.4)$$

$$W_e = \tfrac{1}{2} CU^2 \quad (2.5)$$

และพารามิเตอร์ R จะเป็นตัวทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

$$W_R = RI^2 \quad (2.6)$$

ตารางที่ 2.1 พารามิเตอร์ของวงจรไฟฟ้า

พารามิเตอร์	สัญลักษณ์	แรงดันตกคร่อม	พลังงานในพารามิเตอร์
ความต้านทาน Ω			W_R=I²R สูญเสียกระจายไป
ความเหนี่ยวนำ L (H,mH,uH)			W_L=(1/2) LI² เก็บในรูปสนามแม่เหล็ก 
ความจุไฟฟ้า C (ตัวเก็บประจุ) (**F,uF,pF**)			W_e=(1/2) CU² เก็บในรูปสนามไฟฟ้า 

ในสภาวะคงตัว กรณีกระแสตรงพลังงานใน L และ C จะมีค่าคงตัว แต่ในกรณีกระแสสลับพลังงานจะถ่ายเทกลับไปกลับมาระหว่าง L และ C ทำให้เกิดพลังงานสูญเสียขึ้น ในความต้านทานที่ได้มาจากต้นกำเนิดกำลังไฟฟ้าของระบบ เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงในรูปแบบทันทีทันใดขึ้นในวงจรไฟฟ้าก็ย่อมจะต้องเกิดการกระจายพลังงานที่ปรับไปอยู่ในสภาวะใหม่ แต่การกระจายพลังงานใหม่นี้จะเกิดขึ้นทันทีทันใดไม่ได้เนื่องจาก

1) การจะเปลี่ยนแปลงพลังงานสนามแม่เหล็กได้จะต้องมีการเปลี่ยนแปลงของกระแส แต่ตามกฎของ Lenz's law กระแสจะเปลี่ยนทันทีทันใดใน L ไม่ได้ เนื่องจากจะมีการเกิดแรงดันเหนี่ยวนำ $L\left(\frac{di}{dt}\right)$ ต้านการเปลี่ยนแปลงนั้นไว้ คือพลังงานสนามแม่เหล็กจะเปลี่ยนทันทีทันใดไม่ได้

2) การจะเปลี่ยนแปลงพลังงานสนามแม่เหล็กได้จะต้องมีการเปลี่ยนแปลงแรงดันคร่อมตัวเก็บประจุจาก $u = \frac{q}{c}$ นั้นคือ $\frac{du}{dt} = \frac{1}{c} \times \frac{dq}{dt} = \frac{I}{c}$ ฉะนั้นการเปลี่ยนแปลงแรงดันทันทีทันใดได้จะต้องมีกระแสค่าอนันต์ไหลในวงจร ซึ่งจะเป็นไปไม่ได้จากความสัมพันธ์ $u = \frac{q}{c}$ จะเห็นได้ว่าจะมีแรงดันคร่อม C ต่อเมื่อต้องมีประจุเกิดขึ้นก่อน นั้นคือแรงดันคร่อม C จะเปลี่ยนแปลงทันทีทันใดไม่ได้

กล่าวโดยสรุปก็คือ การเปลี่ยนแปลงพลังงานในวงจรจะต้องใช้เวลาค่าหนึ่ง (Finite time) ซึ่งเป็นไปตามหลักการสงวนพลังงาน (Energy conservation) คือ

อัตราพลังงานที่ป้อน = อัตราพลังงานที่เก็บ + อัตราพลังงานสูญเสีย

ดังนั้น การทำความเข้าใจจึงต้องมีความเข้าใจความจริง 3 ประการ คือ

1) กระแสเปลี่ยนแปลงใน L ทันทีทันใดไม่ได้
2) แรงดันตกคร่อม C เปลี่ยนแปลงทันทีทันใดไม่ได้
3) พลังงานสงวนต้องเป็นจริงตลอดเวลา

2.4 ระบบสายส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าแรงสูง

โดยธรรมชาติแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือโรงผลิตไฟฟ้ามักจะอยู่ห่างไกลจากผู้ใช้ไฟฟ้าหรือศูนย์กลางไฟฟ้า ทั้งนี้ สาเหตุมาจากแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าจะถูกกำหนดด้วย แหล่งพลังงานที่จะนำมาใช้ในการสร้างพลังงานขับเคลื่อนทางกล เช่น พลังงานน้ำ แหล่งกำเนิดเชื้อเพลิง เช่น ถ่านหินลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน หรือ แม้แต่โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งจะเลือกจุดสร้างที่เหมาะสมตามเงื่อนไขต่างๆ จึงจำเป็นต้องมีการนำส่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นได้ ไปส่งยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลออกไป ในระบบสายส่งจ่ายไฟฟ้าแรงสูงหลักๆจะประกอบด้วย

1) สถานีจ่ายพลังงานไฟฟ้าอาจจะเป็นรูปแบบฉนวนเป็นอากาศ (Air Insulation System (AIS)) หรือรูปแบบฉนวนเป็นแก๊ส (Gas Insulation System (GIS))

2) สายส่งอาจเป็นรูปแบบเหนือหัว (Over head) หรือเคเบิลใต้ดิน (Under ground)

ระดับแรงดันของระบบมาตรฐาน ได้มีการกำหนดตามระยะทางและปริมาณพลังงานที่นำส่งที่มีขนาดแตกต่างกันไป ขนาดแรงดันที่ใช้ในระบบส่งจ่าย จึงต้องมีความแตกต่างกันตามความจำเป็นและความเหมาะสม อย่างไรก็ตามมาตรฐานได้กำหนดระดับแรงดันสูงสุดไว้แสดงได้ดังตัวอย่างในตาราง 2.2

ตารางที่ 2.2 ระดับแรงดันสูงสุด ที่ระดับแรงดันใช้งานต่างๆ

ระดับแรงดันใช้งาน กิโลโวลต์	12	24	33	69	115	132	220	275	345
ระดับแรงดันสูงสุด กิโลโวลต์	12	24	36	72.5	123	145	245	300	362
ระดับแรงดันใช้งาน กิโลโวลต์	400	500	750						
ระดับแรงดันสูงสุด กิโลโวลต์	420	525	765						

2.5 ต้นกำเนิดแรงดันเกิน (Overvoltage sources)

แรงดันเกิน หมายถึง ค่าของแรงดันที่เกิดขึ้น ที่มีค่าสูงกว่าค่าแรงดันใช้งานหรือเกินกว่าที่กำหนดไว้ แรงดันเกินอาจจะเกิดขึ้นในช่วงระยะสั้นๆ หรือชั่วครู่ และในระบบส่งจ่ายไฟฟ้านั้นมีโอกาสได้รับแรงดันเกิน ซึ่งมีสาเหตุแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ ประเภทแรกมีต้นกำเนิดมาจากในบรรยากาศ คือ ปรากฏการณ์ฟ้าผ่า ซึ่งเป็นสาเหตุที่เกิดขึ้นภายนอกของระบบ จึงเรียกได้ว่าแรงดันเกินภายนอก (External overvoltage) และสำหรับประเภทที่สองมีต้นกำเนิดจากภายในระบบเองอันเนื่องมาจากการทำงานปิด/เปิดวงจรของระบบ หรือเกิดจากสาเหตุการลัดวงจรขึ้นในระบบ สาเหตุประเภทนี้จะเรียกว่าแรงดันเกินภายใน (Internal overvoltage) แรงดันเกินภายในนี้ยังสามารถแบ่งย่อยออกได้เป็นอีก 2 แบบ คือ แรงดันเกินสวิตชิ่ง (Switching overvoltage) ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงระยะสั้นๆมีลักษณะการเกิดแบบหน่วง (Damped) และอีกแบบหนึ่งเป็นแรงดันเกินชั่วครู่ (Temporary overvoltage) ซึ่งมีลักษณะเป็นออสซิลเลชั่นที่ความถี่พลังงานหรือเป็นฮาร์มอนิกส์

เมื่อพิจารณาจากขนาดและช่วงเวลาที่เกิดขึ้น แรงดันเกินแบ่งได้เป็น 3 ประเภท คือ

1) แรงดันเกินฟ้าผ่า (Lightning overvoltage)

2) แรงดันเกินสวิตชิ่ง (Switching overvoltage)

3) แรงดันเกินชั่วครู่ (Temporary overvoltage)

แรงดันเกินในระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายจะเกิดขึ้นได้หลายกรณีตามมาตรฐาน IEC 60071-1[5] ได้แบ่งโดยใช้ช่วงของความถี่เป็นเกณฑ์แบ่งได้เป็น 2 ชนิดคือ Low Frequency และ Transient ตามตารางที่ 2.3 ซึ่งแสดงรูปร่างแรงดันเกิน และรูปร่างของแรงดันมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบที่ความถี่ต่างๆ และสำหรับแรงดันเกินสวิตชิ่ง ซึ่งจัดอยู่ในรูปแบบแรงดันเสิร์จหรือแรงดันชั่วขณะ ที่เกิดขึ้นจากการทำงานของอุปกรณ์ตัดต่อวงจรตามที่ผู้ปฏิบัติงานสั่งหรือเกิดจากการทำงานของสวิตช์ตัดวงจร โดยอัตโนมัติ เพื่อขจัดความผิดพร่องที่เกิดในระบบเป็นต้น แรงดันเกินสวิตช์ชิ่งจะมีขนาดต่ำกว่าแรงดันเกินฟ้าผ่า คือ มีโอกาสสูงประมาณ 4 เท่า ของแรงดันค่ายอดของระบบ ทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับลักษณะโครงสร้างของระบบกำลังไฟฟ้าขณะลัดวงจร ลักษณะคุณสมบัติของอุปกรณ์ และโหลดของวงจรที่ต่ออยู่ด้วย

แรงดันเสิร์จหรือแรงดันชั่วขณะเกิดจากการเปลี่ยนแปลงค่าทางไฟฟ้าอย่างกะทันหันรวดเร็ว และมีช่วงระยะเวลาการเกิดที่สั้นมากเมื่อเทียบกับการทำงานในช่วงเวลาทำงานปกติ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงดังกล่าวที่มีนัยสำคัญประกอบด้วย ค่าของแรงดันและค่าของกระแส โดยจะค่าเกินกว่าค่าปกติอยู่หลายเท่าตัวซึ่งอาจจะเกิดในรูปของค่าแรงดันเกิน Δu หรือค่ากระแสเกิน Δi ซึ่งเมื่อเกิดค่าอย่างใดอย่างหนึ่งขึ้น $(\Delta u, \Delta i)$ จะส่งผลให้เกิดอีกค่าอย่างหนึ่งตามมา $(\Delta i, \Delta u)$ แม้ว่าช่วงระยะเวลาที่เกิดจะสั้นมากก็ตาม แต่จะมีนัยสำคัญมาก เพราะการฉนวนและองค์ประกอบในระบบจะได้รับความเครียดสนามไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าสูงมาก จะส่งผลให้เกิดความเสียหายกับระบบได้

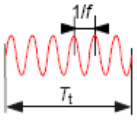
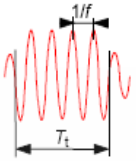
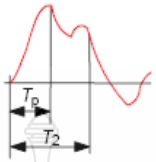
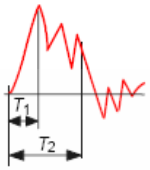
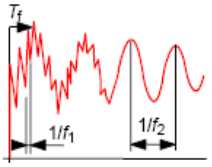
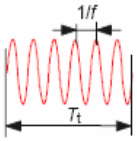
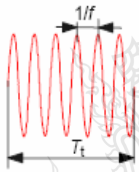
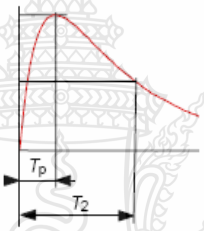
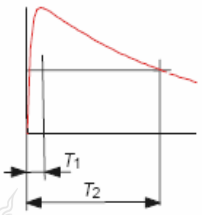
การเปลี่ยนแปลงจากสภาพปกติไม่สู่สภาพชั่วขณะนั้น เนื่องจากพารามิเตอร์ของวงจรที่สำคัญคือ ค่าความเหนี่ยวนำ (L) ค่าความจุไฟฟ้า (C) และค่าความต้านทาน (R) ซึ่งแต่ละพารามิเตอร์จะมีบทบาทในแต่ละวงจรต่างกัน และมีปฏิกิริยาต่อการเปลี่ยนแปลงที่ต่างกันตามไปด้วย คือ

1) ค่าความเหนี่ยวนำ (L) สามารถเก็บพลังงานไว้ในรูปสนามแม่เหล็กคือ $0.5\ LI^2$ พลังงานเกิดการเปลี่ยนแปลงทันทีไม่ได้ เพราะกระแสเปลี่ยนแปลงทันทีทันใดในตัวความเหนี่ยวนำไม่ได้

2) ค่าความจุไฟฟ้า (C) สามารถเก็บพลังงานได้ในรูปสนามไฟฟ้า $0.5\ CU^2$ แต่แรงดันตกคร่อมตัวเก็บประจุเปลี่ยนแปลงทันทีทันใดไม่ได้ เพราะแรงดันเกิดจากประจุ $U = Q/C$

3) ค่าความต้านทาน (R) เป็นพารามิเตอร์ที่ทำให้เกิดพลังงานสูญเสีย แต่พลังงานรวมต้องไม่สูญหายเพียงแต่เปลี่ยนแปลงไปเป็นพลังงานรูปอื่น

ตารางที่ 2.3 รูปร่างแรงดันเกิน และรูปร่างของแรงดันมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบที่ความถี่ต่างๆ ตามมาตรฐาน IEC 60071-1 [5]

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	f = 50 Hz or 60 Hz $T_t \geq 3\,600$s	10 Hz < f < 500 Hz 0,02 s ≤ T_t ≤ 3 600 s	20 µs < T_p ≤ 5 000 µs $T_2 \leq 20$ ms	0,1 µs < T_1 ≤ 20 µs $T_2 \leq 300$ µs	$T_f \leq 100$ ns 0,3 MHz < f_1 < 100 MHz 30 kHz < f_2 < 300 kHz
Standard voltage shapes	 f = 50 Hz or 60 Hz T_t [a]	 48 Hz ≤ f ≤ 62 Hz T_t = 60 s	 T_p = 250 µs T_2 = 2 500 µs	 T_1 = 1,2 µs T_2 = 50 µs	[a]
Standard withstand voltage test	[a]	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	[a]

[a] To be specified by the relevant apparatus committees.

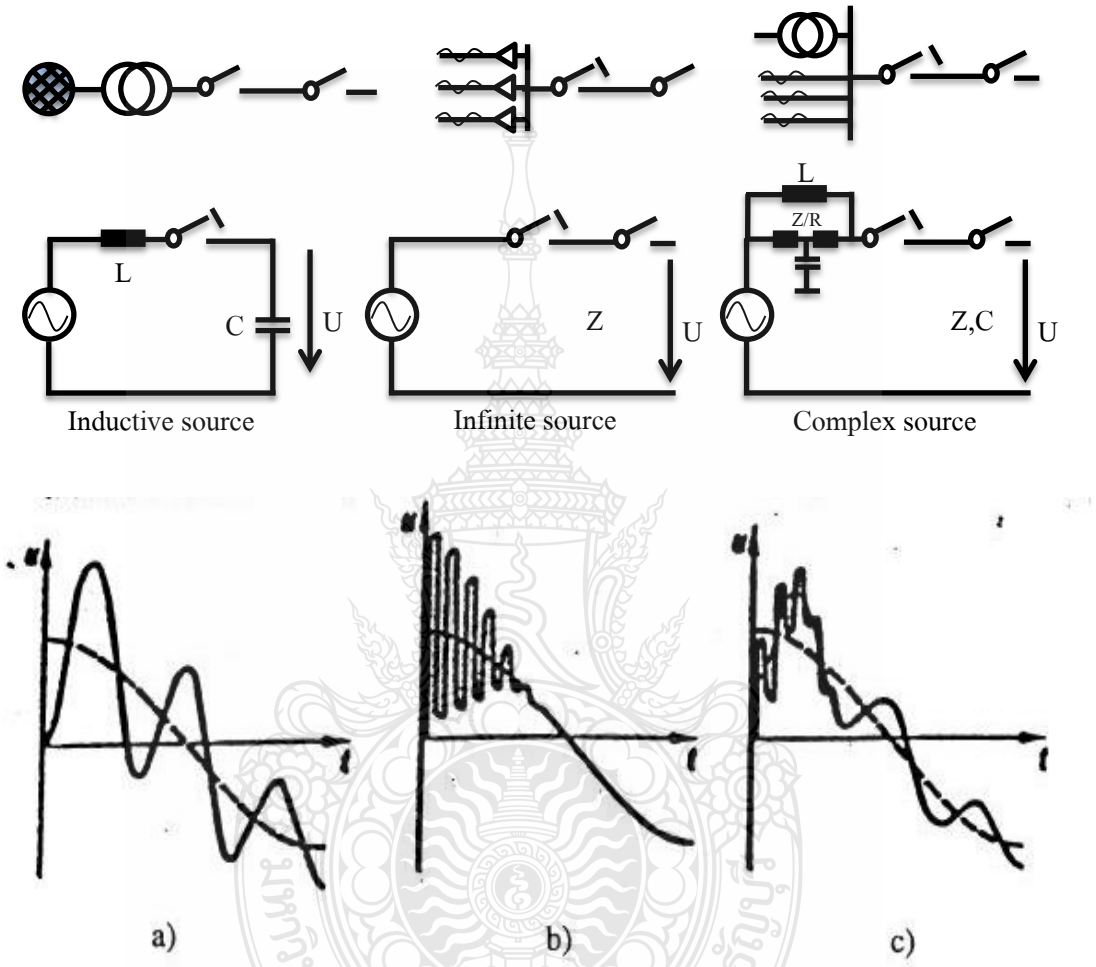
แรงดันเกินจากการสับสวิตช์บนสายส่ง เนื่องจากในสายส่งหรือสายระบบจำหน่ายเป็นวงจรที่ประกอบด้วยค่าความเหนี่ยวนำ (L) ค่าความจุไฟฟ้า (C) และค่าความต้านทาน (R) เมื่อมีการสับสวิตช์ต่อวงจรไฟฟ้าให้กับสายส่งระบบจำหน่าย จะทำให้เกิดออสซิลเลชั่นขึ้น ถ้าหากการสับสวิตช์เกิดขึ้นตรงที่ค่ายอดของแรงดัน อาจส่งผลทำให้เกิดค่าของแรงดันสูงขึ้นถึง 2 เท่าของค่าแรงดันที่จ่ายในระบบดังใน ภาพที่ 2.1

แรงดันเกินที่เกิดขึ้นจากการสับสวิตช์มีลักษณะเป็นออสซิเลชั่นมีความถี่มากน้อยจะขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์ของแหล่งจ่ายและของสายส่ง

1) ในภาพที่ 2-1 a) เป็นสายส่งที่ได้รับแรงดันจากแหล่งจ่ายเป็นแบบที่มีความเหนี่ยวนำภายในและสายส่งไม่โหลด แต่จะมีลักษณะเป็นตัวเก็บประจุเนื่องจากสายส่งยาว

2) ในภาพ 2-2 b) เป็นสายส่งที่ได้รับแรงดันจากแหล่งจ่ายที่เป็น Infinite bus ปลายทางไม่มีโหลด

3) ในภาพที่ 2-3 c) เป็นสายส่งที่ได้รับแรงดันจากแหล่งจ่ายที่ซับซ้อนปลายทางไม่มีโหลด



ภาพที่ 2.1 แรงดันเสิร์จสวิตชิ่งจากการสับสวิตช์ของสายส่ง

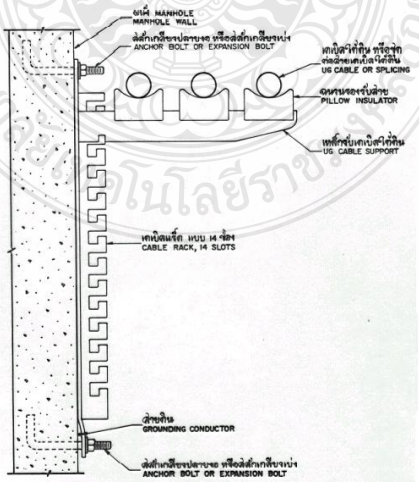
Ferranti-effect (Long line effect) เป็นผลมาจากการสับสวิตช์บนสายส่งระยะไกลที่ปลายทางไม่มีโหลด (No load) แต่ที่ต้นทางจะมีการจ่ายกระแส เนื่องจากค่าเก็บประจุของสายส่งจึงทำให้มีการอัดกระแสประจุป้อนให้กับสายส่ง การที่ปลายทางไม่มีโหลดนี้เองจะส่งผลให้เกิดแรงดันเกินที่ปลายทางได้

2.6 การต่อลงดิน (Grounding) [16]

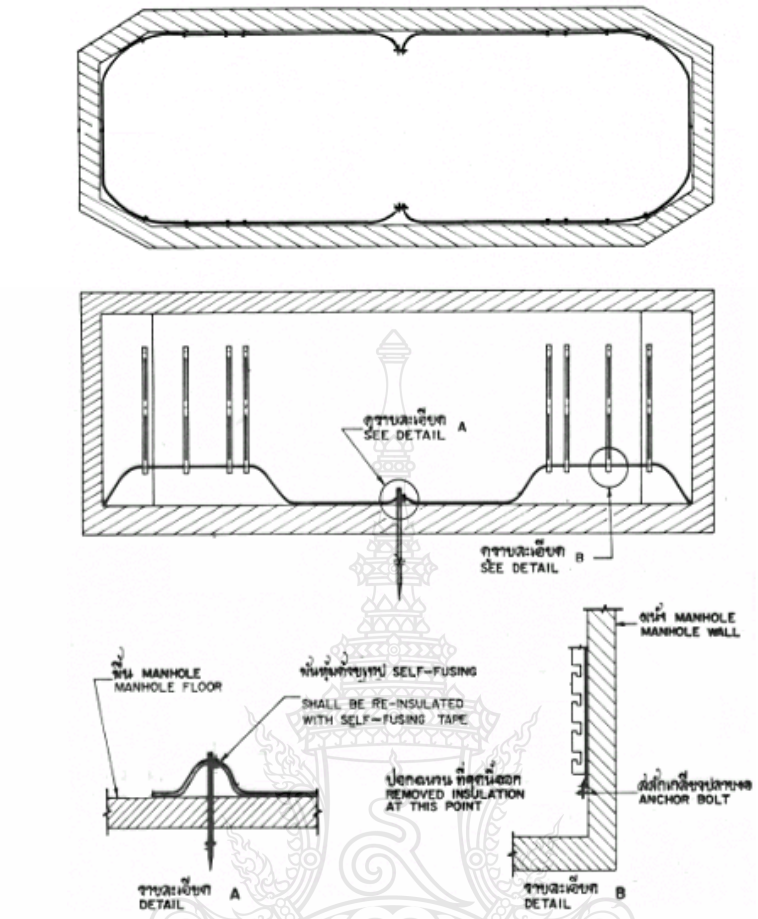
การต่อลงดินของระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง การฝังแท่งสายดินไว้ใต้ดินที่ตำแหน่งต่างๆ และต่อเชื่อมเข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้าด้วยสายตัวนำที่เรียกว่า “สายดิน หรือสายป้องกัน” ในตำแหน่งที่เป็นส่วนหนึ่งของวงจรไฟฟ้า ซึ่งการต่อลงดินในระบบเคเบิลใต้ดินของ กฟภ. สามารถแบ่งลักษณะของการต่อลงดินได้เป็น 2 ลักษณะด้วยกัน คือ

2.6.1 การต่อลงดินเพื่อป้องกัน

ส่วนต่างๆของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเคเบิลใต้ดิน โดยปกติจะไม่ใช่เป็นส่วนหนึ่งของวงจรกระแสไฟฟ้าแต่เนื่องจากเกิดการเสื่อมสภาพของฉนวนไฟฟ้าเนื่องจากเมื่อมีแรงดันไฟฟ้าสูงเกิน (Surge voltage) และเกิดการเบรกดาวน์ผ่านหรือฉนวนไฟฟ้าทะลุ ทำให้ส่วนที่เป็นโลหะของอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นอยู่ภายใต้แรงดันไฟฟ้า ที่มีขนาดพอที่ทำให้เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานได้ เช่น เคเบิลแร็ค (Cable rack) เสารับเคเบิลแรงสูง (H.T. Cable racking pole) ที่อยู่ภายในบ่อพักสาย Manhole หรือ Handhole หรือ ที่สายต่อลงดิน (Shield wire) ของสายเคเบิลใต้ดิน เนื่องจากสายเคเบิลใต้ดิน เมื่อมีกระแสไหลผ่าน จะทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำขึ้นที่สายต่อลงดิน (Shield wire) ซึ่งในหลักการจะออกแบบกำหนดให้แรงดันไฟฟ้าสัมผัสเกิดที่สายต่อลงดิน มีค่าไม่เกิน 65 โวลต์ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับผู้ปฏิบัติงานจากแรงดันไฟฟ้าสัมผัสสูงเกินไป ด้วยการต่อสายดินให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ โดยเรียกการต่อลงดินนี้ว่า “การต่อลงดินเพื่อป้องกัน” ตามภาพที่ 2.2 จะแสดงรูปแบบการต่อลงดินที่เคเบิลแร็ค (Cable rack) และเสารับเคเบิลแรงสูง (H.T. Cable racking pole) ที่อยู่ภายในบ่อพักสาย โดยค่าความต้านทานดินที่ต่ออยู่ในบ่อพัก Manhole ควรมีค่าไม่เกิน 5 โอห์ม และยอมให้มีค่าไม่เกิน 25 โอห์ม สำหรับในพื้นที่ยากแก่การทำค่าความต้านทานดิน



ภาพที่ 2.2 การต่อลงดินเพื่อป้องกันสำหรับเคเบิลแร็ค สำหรับระบบ 22 และ 33 กิโลโวลต์



ภาพที่ 2.3 การต่อลงดินในบ่อพัก Manhole สำหรับเคเบิลแร็ค สำหรับระบบ 22 และ 33 กิโลโวลต์ (กรณีมี Splice สำหรับต่อสายเคเบิลใต้ดิน ก็ให้ต่อลงดิน ณ จุดนี้)

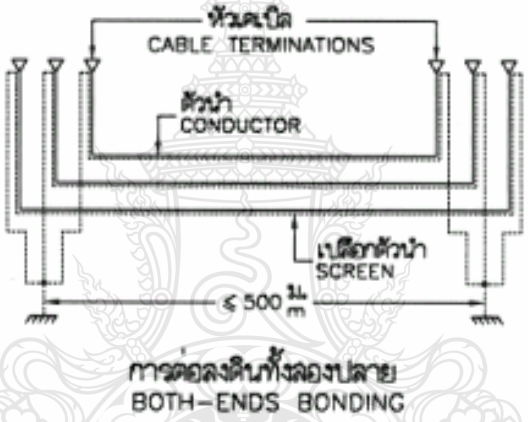
2.6.2 การต่อลงดินเพื่อการทำงานของระบบ

เป็นการต่อลงดินของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ เพื่อวัตถุประสงค์ให้ระบบมีเสถียรภาพในการทำงานยิ่งขึ้น เช่น การต่อลงดินของหม้อแปลงไฟฟ้า และการต่อลงดินของหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า การต่อลงดินของสายกลางในระบบไฟฟ้า และการต่อลงดินของข่ายงานไฟฟ้าผ่านตัวความต้านทานไฟฟ้า เป็นต้น สำหรับระบบเคเบิลใต้ดิน จะเป็นการต่อลงดินของสายต่อลงดิน (Shield wire) ของสายเคเบิลใต้ดิน เช่นเดียวกับการต่อลงดินเพื่อป้องกัน เนื่องจากว่าสายเคเบิลใต้ดินจำเป็นต้องมีการต่อลงดินด้านใดด้านหนึ่งของสายเคเบิลใต้ดินเสมอ (สายต่อลงดิน (Shield wire) ห้ามปล่อยลอยทั้งสองด้าน เพื่อให้สนามไฟฟ้าจากสายตัวนำกระจายไปยังสายต่อลงดิน (Shield wire) อย่างสม่ำเสมอ ป้องกันการเกิดเบรกดาวน์ที่ฉนวน XLPE ของสายเคเบิลใต้ดิน และกรณีการต่อลงดินที่เสาต้น Riser pole (มีการต่อลงดินของกับดักเสิร์จและปลายสายเคเบิลใต้ดิน) ซึ่งกำหนดให้ความ

ต้านทานดินรวมมีค่าไม่เกิน 2 โอห์ม สำหรับระบบ 115 kV และไม่เกิน 5 โอห์มสำหรับระบบจำหน่าย 22 และ 33 กิโลโวลต์ (ยอมให้มีค่าไม่เกิน 25 โอห์ม สำหรับในพื้นที่ ที่ยากแก่การทำค่าความต้านทานดิน) เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าต่อดิน (UE) มีค่าไม่เกินกว่าที่อุปกรณ์ไฟฟ้าบนเสาต้น Riser pole จะทนได้ โดยเรียกการต่อลงดินนี้ว่า “การต่อลงดินเพื่อการทำงานของระบบ” ในระบบเคเบิลใต้ดิน สายต่อลงดิน (Shield wire) ของสายเคเบิลใต้ดิน จะต้องมีการต่อลงดินด้านใดด้านหนึ่งเสมอ เพื่อป้องกันการเกิดเบรคดาวน์ที่ฉนวน XLPE ทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพในการทำงานยิ่งขึ้น ซึ่งสามารถแยกรูปแบบการต่อลงดินในระบบ กฟภ. ตามระดับแรงดัน ได้ดังนี้

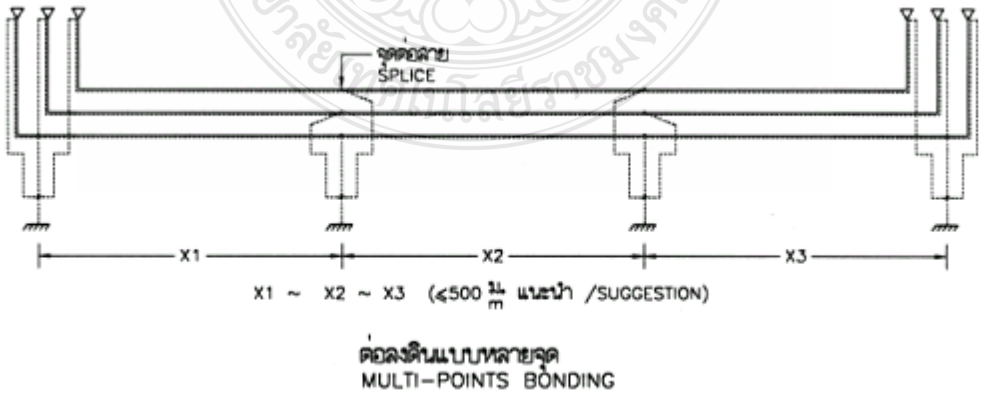
1) ข้อกำหนดการต่อลงดินสำหรับสายเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 -33 kV

1.1) การต่อลงดินทั้งสองปลาย (Both-ends bonding) สำหรับระยะทางไม่เกิน 500 ม.



ภาพที่ 2.4 การต่อลงดินทั้งสองปลาย (Both-ends bonding)

1.2) การต่อลงดินแบบหลายจุด (Multi-points bonding) สำหรับระยะทางมากกว่า 500 ม.

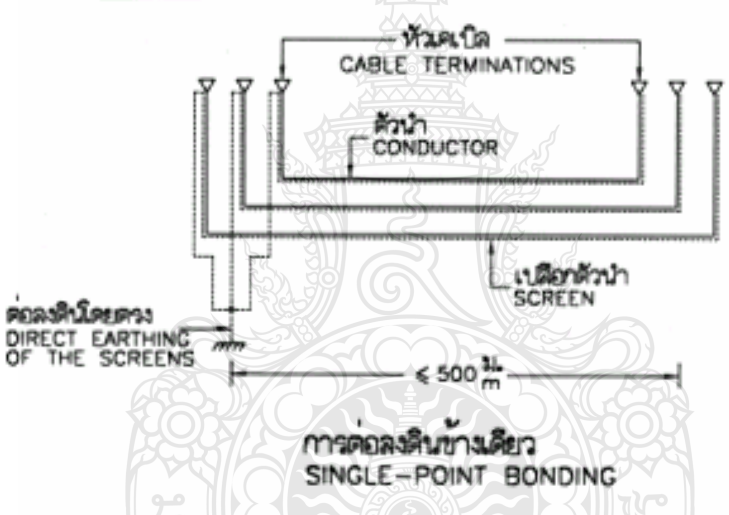


ภาพที่ 2.5 การต่อลงดินแบบหลายจุด (Multi-points bonding)

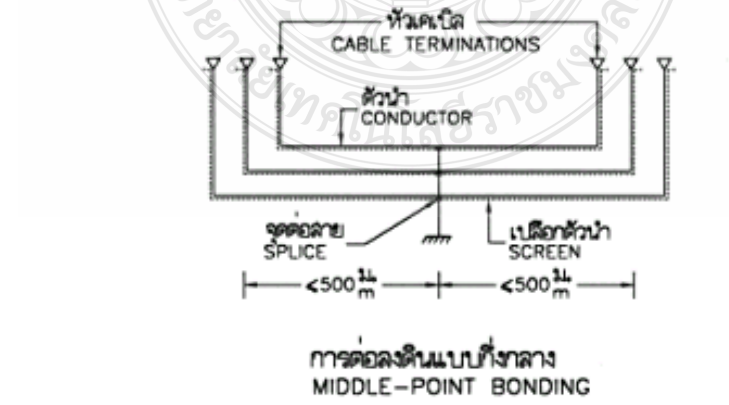
โดยหลักการแล้ว การต่อลงดินของระบบ 22-33 กิโลโวลต์ กรณีระยะทางไม่เกิน 500 ม. จะสามารถต่อลงดินเป็นแบบข้างเดียว (Single-point bonding) ได้ด้วย แต่เนื่องจากเมื่อต่อลงดินแบบข้างเดียวแล้ว ค่าความสามารถในการนำกระแสของสายเคเบิลใต้ดิน (Ampare) จะมีค่าสูงกว่าการต่อลงดินแบบทั้งสองปลาย (Both-ends bonding) เพียงเล็กน้อย แต่เพื่อความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานที่จะต้องทำการบำรุงรักษาไม่ว่าจะเป็นที่ตู้สวิตช์ภายในสถานีฯ หรือที่เสาต้น Riser pole การต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดินของ กฟภ. ระบบแรงดัน 22-33 กิโลโวลต์ จึงกำหนดให้ต่อลงดินเป็นแบบทั้งสองปลาย (Both-ends bonding) แทน (ยอมให้สายเคเบิลใต้ดินจ่ายกระแสได้น้อยกว่า) ซึ่งก็จะไปสอดคล้องกับการต่อลงดินเพื่อป้องกัน (บุคคล) ด้วย

2) ข้อกำหนดการต่อลงดินสำหรับสายเคเบิลใต้ดินระบบ 115 กิโลโวลต์

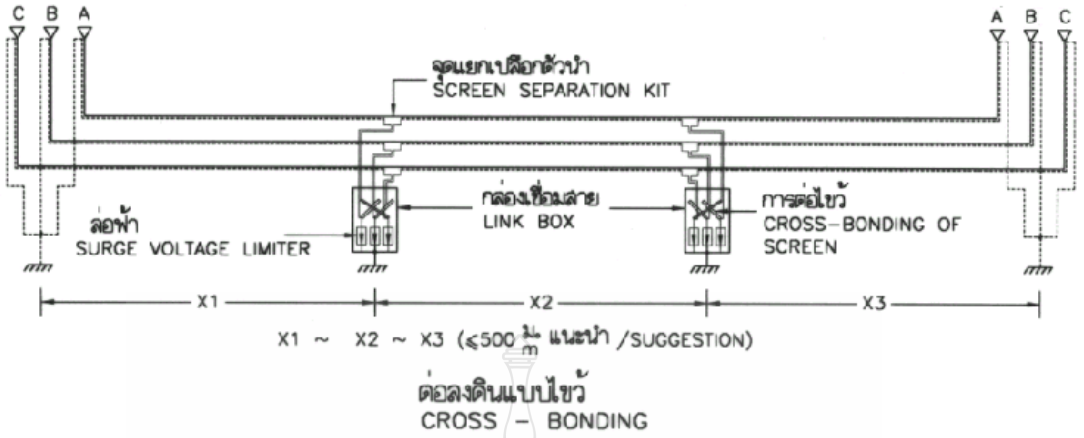
2.1) การต่อลงดินข้างเดียว (Single-point bonding) สำหรับระยะทางไม่เกิน 500 ม.



ภาพที่ 2.6 การต่อลงดินข้างเดียว (Single-point bonding)



ภาพที่ 2.7 การต่อลงดินแบบกึ่งกลาง (Middle-point bonding)



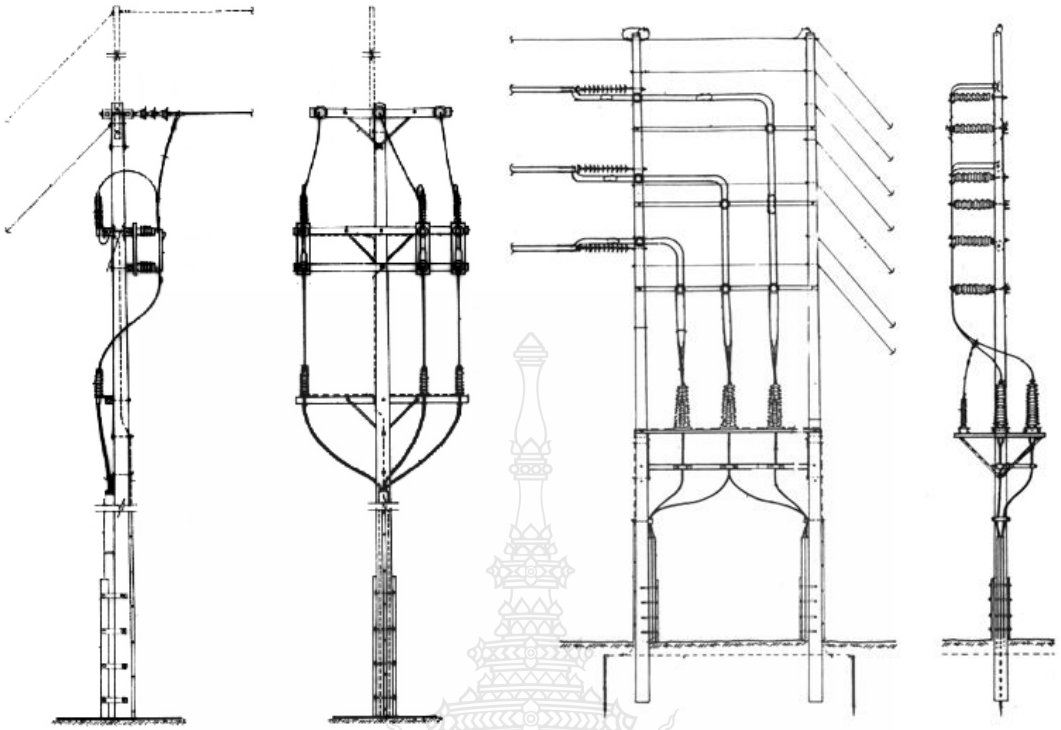
ภาพที่ 2.8 การต่อลงดินแบบไขว้ (Cross-bonding)

3) การต่อลงดินแบบไขว้ (Cross-bonding) สำหรับระยะทางมากกว่า 1,000 ม.

ซึ่งตามทฤษฎี สายเคเบิลใต้ดินระบบ 115 กิโลโวลต์ ในทุกกรณีไม่ว่าระยะทางจะเป็นเท่าใดก็ตามให้ต่อลงดินเป็นลักษณะโผล่ปลายข้างหนึ่งไว้เสมอ ห้ามต่อทั้งสองปลายสายเคเบิลใต้ดินลงดินอย่างเด็ดขาด เนื่องจากจะมีกระแสไหลวนภายในสายต่อลงดิน (Shield wire) ได้ เมื่อมีกระแสไหลวน ก็จะเกิดความร้อนขึ้นภายในสายเคเบิลใต้ดิน และสะสมมากจนสายเคเบิลใต้ดิน ระเบิดหรือชำรุดได้ ดังนั้นเมื่อจำเป็นต้องต่อสายต่อลงดิน (Shield wire) เป็นลักษณะโผล่ปลายข้างหนึ่งไว้ สายเคเบิลใต้ดิน เมื่อนำกระแสจะทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำขึ้นที่ปลายสายต่อลงดิน แต่ก็ถูกจำกัดให้มีค่าไม่เกิน 65 โวลต์ (U_B : แรงดันสัมผัส) เพื่อความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานที่จะต้องทำการบำรุงรักษาตามที่ได้กล่าวไว้แล้วข้างต้น

3.1) ข้อกำหนดการต่อลงดิน ที่เสาต้น Riser pole

อุปกรณ์ที่ใช้ต่อสายระหว่างสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดินที่โผล่พ้นขึ้นมาเหนือดิน จะเรียกว่า “หัวเคเบิล (Termination)” และเมื่อนำอุปกรณ์ไปติดตั้งอยู่บนเสาที่มีสายเคเบิลใต้ดินที่โผล่พ้นขึ้นมาเหนือดิน ก็จะเรียกว่า เสาต้น Riser pole ตามทฤษฎีที่จุดต่อสายระหว่างสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดิน หรือระหว่างสายที่มีฉนวนมีค่าไม่เท่ากัน จำเป็นจะต้องติดตั้งกับดักเสิร์จเพื่อป้องกันไม่ให้ฉนวนของสายเสียหายเนื่องจากแรงดันเสิร์จ (แรงดันสูงจากฟ้าผ่า จากการสับสวิตช์ หรืออื่นๆ) โดยจะรักษาระดับแรงดันไว้ไม่ให้มีค่าเกินกว่าที่อุปกรณ์ทนได้ ดังนั้นที่เสาต้น Riser pole จะมีการติดตั้งกับดักเสิร์จอยู่ด้วย โดยด้านบนกับดักเสิร์จจะต่อเข้ากับสายตัวนำ และด้านล่างจะต่อเข้ากับสายต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดิน และทั้งคู่จะต่อเข้ากับสายต่อลงดินของระบบ เพื่อต่อเข้ากับหลักดิน



(A) (B) (C)

ภาพที่ 2.9 (A) และ (B) การต่อลงดินที่เสาต้น Riser pole สำหรับระบบ 22 - 33 กิโลโวลต์
และ (C) การต่อลงดินที่เสาต้น Riser pole สำหรับระบบ 115 กิโลโวลต์

อุปกรณ์ที่ใช้ต่อสายระหว่างสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดินที่โผล่พ้นขึ้นมาเหนือดิน จะเรียกว่า “หัวเคเบิล (Termination)” และเมื่อนำอุปกรณ์ไปติดตั้งอยู่บนเสาที่มีสายเคเบิลใต้ดินที่โผล่พ้นขึ้นมาเหนือดิน ก็จะเรียกว่า เสาต้น Riser pole ตามทฤษฎีที่จุดต่อสายระหว่างสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดิน หรือระหว่างสายที่มีฉนวนมีค่าไม่เท่ากัน จำเป็นจะต้องติดตั้งกับดักเสิร์จเพื่อป้องกันไม่ให้ฉนวนของสายเสียหายเนื่องจากแรงดันเสิร์จ (แรงดันสูงจากฟ้าผ่า จากการสับสวิตช์ หรืออื่นๆ) โดยจะรักษาระดับแรงดันไว้ไม่ให้มีค่าเกินกว่าที่อุปกรณ์ทนได้ ดังนั้นที่เสาต้น Riser pole จะมีการติดตั้งกับดักเสิร์จอยู่ด้วย โดยด้านบนกับดักเสิร์จจะต่อเข้ากับสายตัวนำ และด้านล่างจะต่อเข้ากับสายต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดิน และทั้งคู่จะต่อเข้ากับสายต่อลงดินของระบบ เพื่อต่อเข้ากับหลักดิน

ตามที่ได้กล่าวไว้แล้วว่า ที่เสาต้น Riser pole จะต้องมีค่าความต้านทานที่ต่ำ ซึ่งตามมาตรฐาน กฟภ. จะกำหนดไว้ไม่เกิน 2 โอห์มสำหรับระบบ 115 กิโลโวลต์ และไม่เกิน 5 โอห์มสำหรับระบบจำหน่าย 22 และ 33 กิโลโวลต์ (ยอมให้มีค่าไม่เกิน 25 โอห์ม สำหรับในพื้นที่ยากแก่การทำค่าความต้านทานดิน) เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าต่อดินมีค่าไม่เกินกว่าที่อุปกรณ์ไฟฟ้าบนเสาต้น Riser Pole จะทนได้

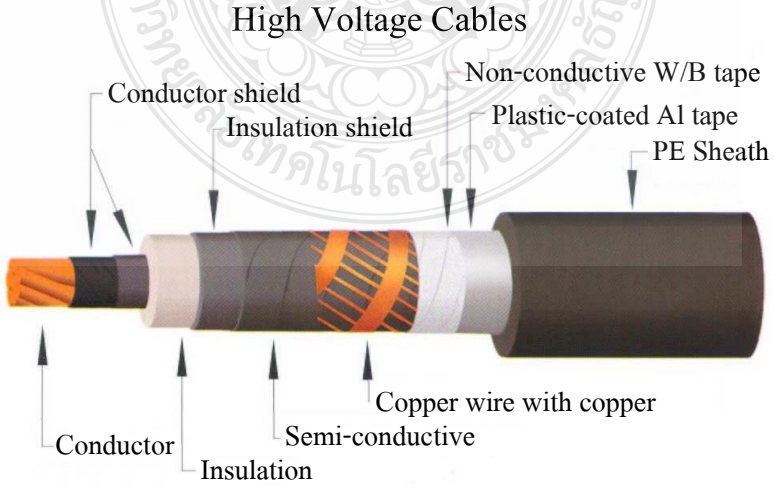
ข้อสำคัญสำหรับกรณีการต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดินระบบ 115 กิโลโวลต์ ที่ให้ต่อลงดินข้างเดียว (Single-point Bonding) ให้ต่อลงดินที่เสาต้น Riser Pole และปลายสายต่อลงดิน (Shield Wire) อีกข้างหนึ่ง ให้ปล่อยลอยไว้ที่อีกหัวเคเบิล ภายในสถานีไฟฟ้า

2.7 โครงสร้างของเคเบิล [16]

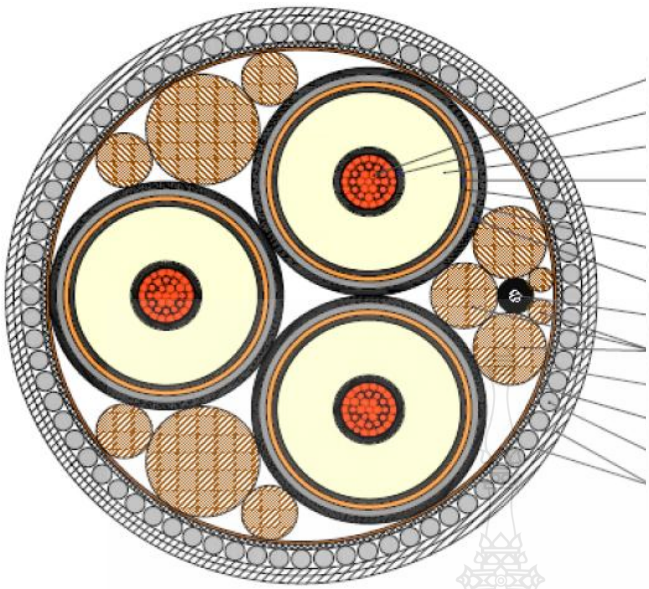
สำหรับหัวข้อนี้จะกล่าวถึงโครงสร้างของเคเบิล โดยผู้วิจัยได้นำมาตรฐานของ กฟภ. มาเป็นขอบเขตของการนำเสนอในหัวข้อนี้ ซึ่งจะกล่าวถึงเรื่องของประโยชน์ของชั้นต่างๆ ที่นำมาประกอบเป็นเคเบิลใต้น้ำ และเคเบิลใต้ดิน ว่าประกอบไปด้วยชั้นอะไรบ้าง และวิธีการผลิตเคเบิลจากฉนวน XLPE

2.7.1 สายเคเบิลใต้ดิน (Underground cable)

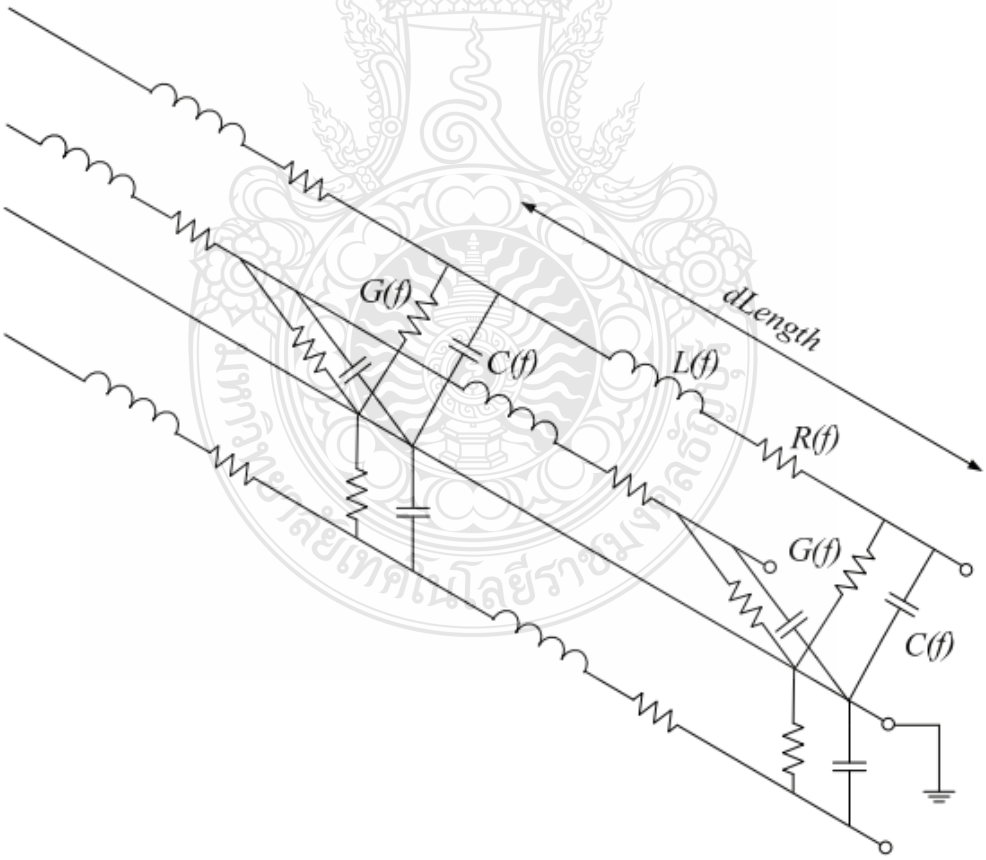
สายเคเบิลใต้ดินที่ใช้งานในการไฟฟ้าต่างๆ มีหลายชนิด ในช่วงเวลา 10 ปีก่อนหน้านี้ส่วนใหญ่ใช้ชนิดฉนวนกระดาษ-น้ำมัน ฉนวนกระดาษและก๊าซ ฉนวน XLPE , PE หรือ EPR แต่ในช่วงหลังนี้ส่วนใหญ่นิยมใช้สายเคเบิลชนิดฉนวน XLPE มากขึ้น เดิมสายเคเบิลใต้ดินชนิดฉนวน Low pressure oil fill ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าสามารถใช้งานได้อย่างมีความเชื่อถือได้สูงตลอด 40 กว่าปีที่ผ่านมา อย่างไรก็ดีในช่วงการติดตั้งและใช้งานจำเป็นต้องใช้พนักงานที่มีประสบการณ์สูง และมีระบบการควบคุมที่ยุ่งยาก และเมื่อน้ำมันเกิดรั่ว อาจทำให้เกิดการลัดวงจรและเกิดปัญหาสิ่งแวดล้อม ฉนวน XLPE จึงถูกนำมาใช้งานมากขึ้นเนื่องจากการติดตั้ง การใช้งาน และการบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก ปัจจุบันสายเคเบิลใต้ดินที่ กฟภ. ใช้งานเป็นชนิดฉนวน XLPE ทั้งระดับแรงดันปานกลาง (Medium voltage cables) 22–33 กิโลโวลต์ และแรงดันสูง (High voltage cables) 115 กิโลโวลต์



ภาพที่ 2.10 โครงสร้างเคเบิลใต้ดินแรงสูง 115 กิโลโวลต์



ภาพที่ 2.11 โครงสร้างเคเบิลใต้น้ำแรงสูง 115 กิโลโวลต์



ภาพที่ 2.12 วงจรสมมูลของสายส่งเคเบิล

2.7.2 โครงสร้างของเคเบิลใต้ดิน และเคเบิลใต้น้ำ

1) Conductor (ตัวนำ) ทำหน้าที่นำกระแสไฟฟ้า ทำจากอะลูมิเนียมหรือทองแดง มีหลายลักษณะดังนี้

1.1) Solid conductor ใช้เป็นตัวนำของสายไฟฟ้าขนาดเล็ก ไม่นิยมใช้ในสายขนาดใหญ่ เนื่องจากดัดงอได้ยาก

1.2) Round strand conductor (ตัวนำตีเกลียว) ใช้เป็นตัวนำของสายไฟฟ้าทั่วๆ ไปและสายเปลือย

1.3) Compact strand conductor (ตัวนำอัดแน่น) ใช้เป็นตัวนำของสายไฟฟ้าหุ้มฉนวนทั่วไป โดยการนำตัวนำตีเกลียวมาบีบอัดให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางเล็กลง เมื่อนำไปใช้ในสายหุ้มจะช่วยลดวัสดุที่นำมาหุ้มได้

1.4) Segmental conductor ใช้ในสายเคเบิลใต้ดินขนาดใหญ่ที่ต้องการให้มี Current carrying capacity สูง แต่ละ Segment จะประกอบด้วยตัวนำตีเกลียวแล้วอัดให้เป็นรูป Segment โดยแต่ละ Segment จะหุ้มด้วยฉนวน ข้อดีของตัวนำชนิดนี้ก็คือมี AC Resistance ต่ำ เนื่องจาก Wire ในแต่ละ Segment มีการ Transpose เข้าออกระหว่างส่วนนอกและส่วนในของตัวนำ ทำให้ Skin effect factor ต่ำ

1.5) Hollow core conductor ใช้เป็นตัวนำของ Oil fill cable โดยใช้ท่อกลางตัวนำในการส่งน้ำมัน ปัจจุบันมีการนำมาใช้กับสายเคเบิลใต้ดินที่ใช้ Solid dielectric ที่ต้องการนำกระแสสูงๆ โดยใช้น้ำหรืออากาศผ่านเข้าไปในท่อกลางตัวนำเพื่อระบายความร้อน

2) Conductor screen ทำจากวัสดุกึ่งตัวนำซึ่งอาจเป็นผ้าอาบ Carbon หรือเป็น Extrude layer ของสารสังเคราะห์พวกพลาสติกผสมตัวนำ มีหน้าที่ทำให้ผิวสัมผัสของตัวนำกับฉนวนเรียบไม่มีช่องว่างที่มีศักดาไฟฟ้าสูงตกคร่อมซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิด Partial discharge

3) Insulation (ฉนวน) เป็นส่วนที่สำคัญที่สุดของสายเคเบิลใต้ดินมีหน้าที่กันไม่ให้กระแสไฟฟ้าเกิดการรั่วไหลหรือลัดวงจรจนเกิดการสูญเสียต่อระบบไฟฟ้า และอาจเกิดอันตรายต่อบุคคลที่ไปสัมผัสได้ คุณภาพของสายเคเบิลฯจะขึ้นอยู่กับวัสดุที่ใช้ทำฉนวนซึ่งมีอยู่ด้วยกันหลายชนิดเช่น Polyvinyl Chroride (PVC) หรือ Polyethylene (PE) ซึ่งนิยมใช้ในระบบแรงต่ำ, Oil Impregnated Paper, Crosslinked Polyethylene (XLPE) และ Ethylene Propylene Rubber (EPR) ซึ่งนิยมใช้ในระบบแรงสูง

4) Insulation Screen ทำหน้าที่เช่นเดียวกับ Conductor Screen คือลดแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมบริเวณผิวสัมผัสของ Insulation และ Metallic Screen วัสดุที่ใช้ทำ Insulation Screen จะเหมือนกับ Conductor Screen

5) Metallic Screen ทำหน้าที่เป็น Ground สำหรับสายไฟฟ้าแรงสูงและเป็นทางให้กระแสไฟฟ้าไหลกลับในกรณีที่เกิดการลัดวงจร บางครั้ง Metallic ยังทำหน้าที่เป็น Mechanical Protection หรือทำหน้าที่เป็นชั้นกันน้ำในกรณีของสายเคเบิลใต้น้ำ (Submarine Cable) หรือทำหน้าที่รักษาความดันภายในสำหรับ Oil Fill Cable Metallic Screen อาจเป็น Tape หรือ Wire ทำด้วยทองแดงหรืออะลูมิเนียมหรืออาจจะเป็น Lead Sheath (ปลอกตะกั่ว) หรือ Corrugate Aluminium Sheath (ปลอกอะลูมิเนียมลูกฟูก)

6) Reinforcement หรือ Armour เป็นชั้นที่เสริมเพื่อให้สายเคเบิลมีความทนทานต่อ Mechanical Force จากภายนอกที่อาจจะทำให้สายเคเบิลชำรุดเสียหาย โดยเฉพาะสายเคเบิลใต้น้ำหรือสายเคเบิลที่ฝังดินโดยตรง บางครั้งยังใช้เป็นตัวรับแรงดึงในการลากสายด้วย วัสดุที่ใช้ทำได้แก่ Steel Tape, Steel Wire หรือ Aluminium Wire

7) Water Blocking Tape เป็นชั้นที่เสริมขึ้นมาในกรณีของสายเคเบิลใต้ดินแรงสูงที่ใช้ในบริเวณที่ชื้นแฉะเพื่อป้องกันน้ำไหลเข้าไปตามแนวสายเคเบิลในกรณีที่ Jacket ของสายเคเบิลฯมีการชำรุดจากการลากสายทำให้ส่วนที่เป็นฉนวนสัมผัสกับน้ำเป็นระยะทางยาว สายเคเบิลจึงมีโอกาสชำรุดสูง Water Blocking Tape นี้ทำจากสารสังเคราะห์และมี Swellable Powder (สารที่ดูดซึมน้ำเข้าไปแล้วขยายตัว มีลักษณะเป็นผงคล้ายแป้ง) โดยทั่วไปจะอยู่ระหว่างชั้น Insulation Screen กับ Jacket

8) Laminated Sheath เป็นชั้นกันน้ำตามแนวขวางในสายเคเบิลแรงสูงมีลักษณะเป็นเทปโลหะหุ้มด้วย Plastic ทั้งสองหน้าจากนั้นนำมาห่อรอบ Ground Screen โดย Plastic ที่ผิวนอกและผิวในของเทปจะถูกละลายให้ติดกันเป็นเนื้อเดียวทำให้สามารถป้องกันไม่ให้โมเลกุลของน้ำแพร่ผ่านเข้าไปยังฉนวนได้

9) Non Metallic Sheath หรือที่เรียกกันโดยทั่วไปว่า Jacket ทำหน้าที่ป้องกันแรงกระแทกเสียดสีต่างๆขณะติดตั้งสายเคเบิล วัสดุที่ใช้ทำมี PVC, PE

2.7.3 ฉนวน XLPE

เนื่องจากเคเบิลใต้ดินที่ กฟภ. จัดหามาใช้งานเป็นแบบฉนวน XLPE เกือบทั้งหมด ดังนั้นในที่นี้จะกล่าวถึงในเรื่องของฉนวน XLPE เท่านั้น ฉนวน XLPE ได้จากการนำ Polyethylene (PE) ซึ่งเป็น Thermoplastic มาเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของโมเลกุลภายในทำให้เกิดการเกาะตัวกันระหว่างสายของโมเลกุลของ Polyethylene เป็นผลให้เกิดการเปลี่ยนสภาพจาก Thermoplastic ไปเป็น

Thermosetting ซึ่งเป็นผลให้มีคุณสมบัติที่ดีขึ้นหลายอย่าง (วิธีการที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงนี้เรียกว่า Crosslinking) ปกติโมเลกุลของ PE จะประกอบด้วยคาร์บอน (C) และไฮโดรเจน (H) ยึดเกาะกันเป็นสายยาวโดยไม่มีการยึดเกาะกันระหว่างสาย ดังนั้นเมื่อได้รับความร้อนสายโมเลกุลของ C-H นี้จะเคลื่อนที่ไปมาได้(เพราะไม่มีแรงยึดเกาะระหว่างสายโมเลกุล)เป็นผลให้เกิดละลายขึ้นนั่นเอง เมื่อทำให้เกิด Crosslink (ทำได้หลายวิธีเช่น การใช้สารเคมีเป็นตัวทำให้เกิดปฏิกิริยาหรือใช้ Radiation เป็นต้น) คือทำให้เกิดการยึดเกาะระหว่างสายของโมเลกุลของ Polyethylene แรงยึดเกาะระหว่างสายโมเลกุลนี้เองที่เป็นตัวทำให้ XLPE ไม่ละลายเมื่อได้รับความร้อน

1) ข้อดีของฉนวน XLPE

1.1) ทนอุณหภูมิได้สูงคือ 900 C

1.2) มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดีคือ มี Dielectric loss ต่ำ และมี Dielectric strength สูง

1.3) มีคุณสมบัติทางกลที่ดีทนต่อแรงกระทำภายนอก

1.4) ทนต่อสารเคมีดีกว่า PE/PVC

1.5) ไม่เป็นอันตรายต่อสภาวะแวดล้อม

2) การเปลี่ยนฉนวน PE เป็น XLPE

ในการเปลี่ยนฉนวน PE ให้เป็นฉนวน XLPE นั้น ใช้วิธีการที่นิยมใช้กันมากเรียกว่า Peroxide crosslinking โดยความร้อนที่ใช้ในกระบวนการ Peroxide crosslinking นี้มี 2 วิธี

2.1) วิธี Steam cure

สิ่งสำคัญในการผลิตสายไฟฟ้าคือ ฉนวนของสายไฟฟ้าจะต้องเป็น Thermoplastic เพราะจะต้อง Extrude (หลอมละลายและฉีดออกมา) เพื่อหุ้มสายไฟฟ้า ดังนั้น ในกระบวนการผลิตสาย XLPE จึงต้องแบ่งออกเป็นสองขั้นตอนคือ

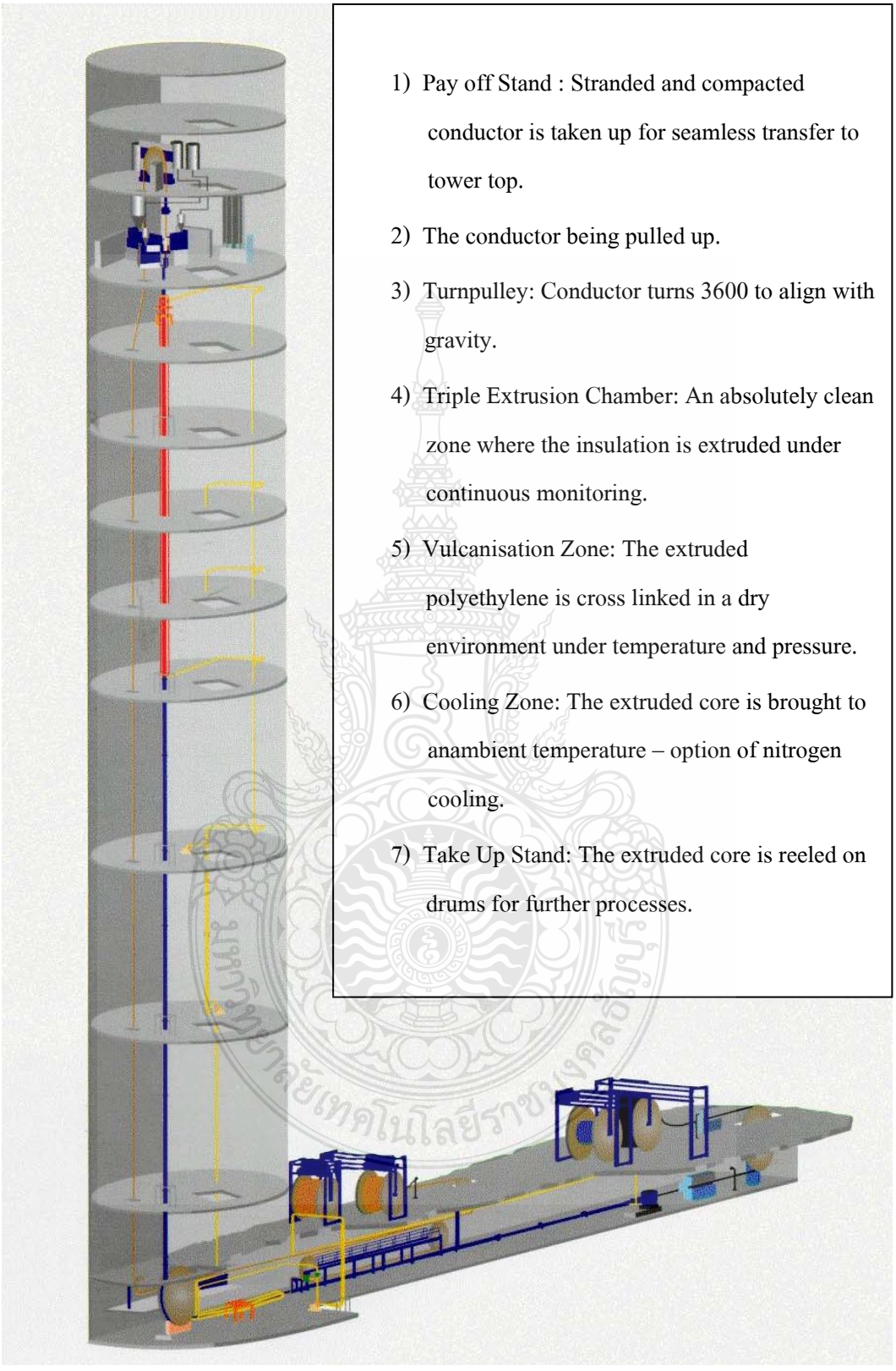
ขั้นตอนแรกของการ Extrude โดยวัตถุดิบสำหรับการผลิตฉนวน XLPE จะมีลักษณะเป็นเม็ดพลาสติกที่หลอมละลายได้ (PE + สารพวก Peroxide ซึ่งเป็นตัวทำปฏิกิริยา) โดยเม็ดพลาสติกนี้จะถูกหลอมละลายและฉีดออกมาหุ้มสายไฟฟ้าเช่นเดียวกับการผลิตสายไฟฟ้าฉนวน PE หรือ PVC โดยทั่วไป จากนั้นจึงเข้าสู่กระบวนการเปลี่ยนฉนวนให้เป็น Thermosetting

ขั้นตอนที่สอง จะนำสายไฟฟ้าที่ได้ไปผ่านในท่อที่มีไอน้ำอุณหภูมิสูง (2000 ^{o}C) และความดันสูง (20 Bar) ทำให้เกิดปฏิกิริยาเคมีเปลี่ยนโมเลกุลของ PE ให้เป็น XLPE (ส่วนนี้จะเรียกว่า Curing zone หรือ Valcanizing zone) จากนั้นสายไฟฟ้าจะถูกลดอุณหภูมิให้ต่ำลงโดยการหล่อน้ำในท่ออีกส่วนหนึ่งซึ่งเรียกว่า Cooling zone

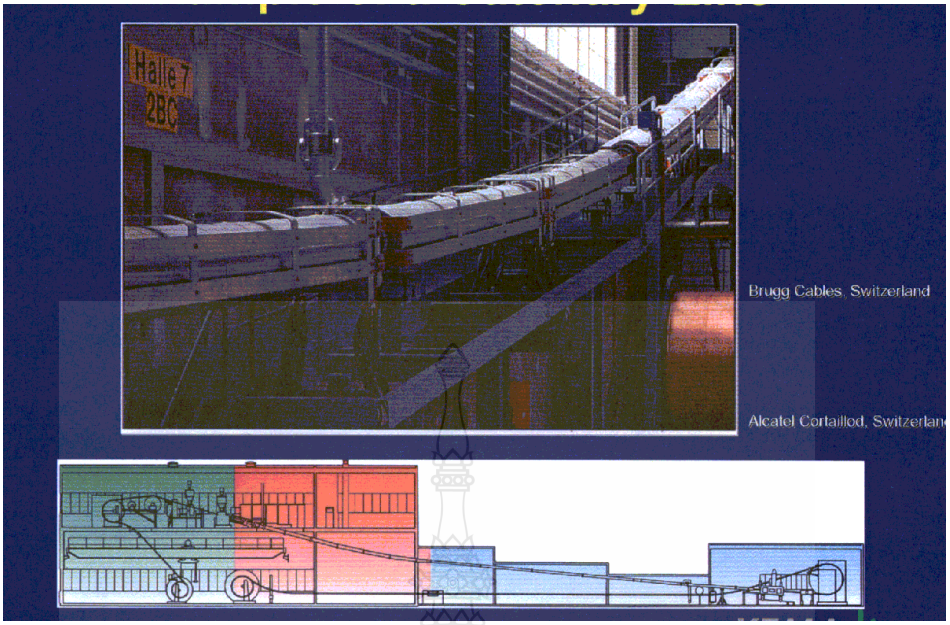
สาเหตุที่ใช้ไอน้ำ/น้ำเป็นตัวกลางถ่ายเทอุณหภูมิก็เพราะว่าน้ำและไอน้ำมีสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนสูง ทำให้การถ่ายเทและระบายความร้อนได้รวดเร็วนั่นเอง ในกรณีใช้ท่อ Curing ในแนวตั้งกระบวนการผลิตนี้เรียกว่าวิธี Vertical Continuous Valcanization (VCV) ซึ่งส่วนมากจะใช้ในการผลิตสายเคเบิลใต้ดิน แต่ถ้าใช้ท่อเอียงลาดจะเรียกกันว่า Catenary Continuous Valcanization (CCV) ข้อดีของการผลิตแบบ VCV คือสายไฟฟ้าที่ได้จะมีตัวนำอยู่ตรงกลางไม่เอียงไปด้านใดด้านหนึ่ง (Excentric) ความหนาของฉนวนเท่ากันตลอดความยาวสาย แต่ค่าลงทุนในการก่อสร้างสูงเพราะจะต้องทำเป็นหอสูง (Tower) ถ้าใช้วิธี CCV ค่าก่อสร้างจะต่ำกว่าแต่ก็มีข้อจำกัดไม่สามารถผลิตสายไฟฟ้าแรงสูงที่มีความหนาของฉนวนมากๆได้เพราะจะเกิดการ Excentric ได้ง่าย

2.2) วิธี Dry Cure

หลังจาก XLPE CABLE ชนิด Steam Cure ใช้งานไประยะหนึ่งพบว่ามีการชำรุดของเคเบิลเร็วกว่าเวลาที่คาดหมายไว้คือชำรุดในเวลาเพียง 10 ปี แทนที่จะใช้งานได้ไม่ต่ำกว่า 20 ปี ประมาณปี ค.ศ. 1969 ก็พบว่าสาเหตุของการชำรุดเกิดมาจาก Water tree โดยมีน้ำ สนามไฟฟ้าและช่องว่างหรือสิ่งแปลกปลอมในฉนวนเป็นสาเหตุ กล่าวคือขณะที่ Curing โดยใช้ไอน้ำนั้นอุณหภูมิของฉนวนจะสูงโมเลกุลของน้ำส่วนหนึ่งจะเคลื่อนตัวเข้าไปในฉนวนด้วยวิธีการแพร่กระจาย(จากที่มีความหนาแน่นของโมเลกุลของน้ำมากไปสู่ที่มีความหนาแน่นของโมเลกุลของน้ำน้อย) เกิดเป็นช่องว่างขึ้นภายในฉนวน เมื่ออุณหภูมิต่ำลงก็จะกลั่นตัวเป็นหยดน้ำตกค้างอยู่ภายในช่องว่างในฉนวนนั้นภายหลังกระบวนการผลิต เมื่อปล่อยสายเคเบิลทิ้งไว้น้ำจะระเหยผ่านฉนวนออกมาทำให้เกิดเป็นช่องว่าง(Void) อยู่ในฉนวนจำนวนหนึ่งเมื่อมีการนำเคเบิลไปใช้งานในที่ที่มีความชื้นสูงไอน้ำจากภายนอกจะแพร่กลับไปในฉนวนเหล่านั้น เนื่องจากมีช่องว่างอยู่มากปริมาณไอน้ำในฉนวนก็จะมากตามไปด้วยและเมื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าไปจะเกิดสนามไฟฟ้าขึ้นทำให้เกิด Water tree ขึ้นได้ ซึ่งสาเหตุของการเกิด Water tree นั้นเชื่อว่ามีสาเหตุมาจากปัจจัย 3 ประการคือ 1) ความชื้น 2) ช่องว่างหรือสิ่งแปลกปลอมในฉนวน 3) สนามไฟฟ้าความเข้มสูง จึงได้มีความพยายามที่จะผลิตสายเคเบิลฉนวน XLPE โดยหลีกเลี่ยงการใช้ไอน้ำทำให้เกิดกระบวนการผลิตแบบใหม่ขึ้นมาโดยไม่ใช้ไอน้ำในการ Cure เรียกว่า Dry cure โดยผู้ผลิตสายเคเบิลบางรายจะใช้ ก๊าซไนโตรเจนแทน แต่เนื่องจากก๊าซไนโตรเจนถ่ายเทความร้อนได้ไม่ดีเท่าไอน้ำจึงต้องมี Pump เพื่อเพิ่มความเร็วในการสัมผัสระหว่างก๊าซไนโตรเจนกับ XLPE ฉนวนที่ได้จากวิธีการ Dry cure นี้จะมีช่องว่างอยู่น้อยกว่าและมีขนาดเล็กกว่าวิธีการ Steam cure มาก จึงเป็นที่นิยมใช้กันแพร่หลายในปัจจุบัน



ภาพที่ 2.13 การผลิตสายเคเบิลโดยวิธี Vertical Continuous Valcanization (VCV)



ภาพที่ 2.14 การผลิตสายเคเบิลใต้ดินโดยวิธี Catenary Continuous Valcanization (CCV)

2.8 การใช้งานโปรแกรม ATP-EMTP [17]

ในช่วงต้น ค.ศ.1960 ได้มีการนำคอมพิวเตอร์มาใช้งานอย่างกว้างขวางทั่วโลก การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจึงเริ่มมีการเปลี่ยนแปลงจากระบบอนาล็อกมาใช้คอมพิวเตอร์ในการคำนวณ Dr.Dommel แห่งมหาวิทยาลัยมิวนิค ประเทศเยอรมันได้เริ่มพัฒนาโปรแกรมสำหรับการคำนวณทรานเซียนต์ในระบบไฟฟ้าขึ้น

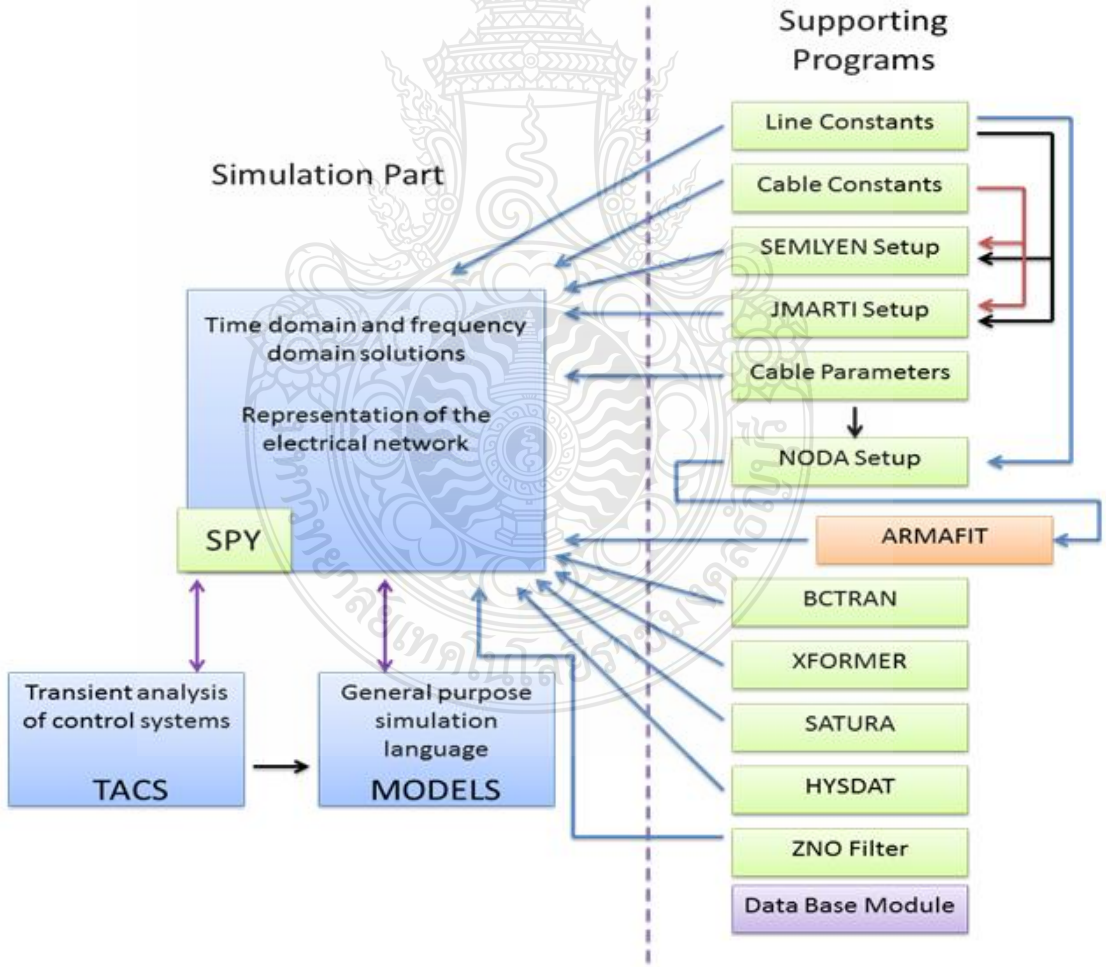
ในปี ค.ศ.1976 ก็มีนักวิจัยอีกหลายคนเข้ามาร่วมในการพัฒนาโปรแกรม เช่น Dr.Tse-Huei Liu และ Dr.Akihiro Ametani นอกจากนี้ Mr.L.Dube ผู้พัฒนา TACS/MODEL Dr.V.Brandwain ผู้พัฒนาโครงสร้างเครื่องจักรกลไฟฟ้า Prof.A.Semlyen ผู้พัฒนาโมเดลของสายส่งเข้าร่วมทำให้โปรแกรม EMTP ให้มีความสามารถมากยิ่งขึ้น จนในช่วงต้นทศวรรษ 1980 โปรแกรม EMTP ก็เสร็จสมบูรณ์ และมีการนำไปใช้งานในการวิเคราะห์วงจรไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ทั่วโลก การพัฒนาโปรแกรมดำเนินเรื่อยมา จนปัจจุบันโปรแกรม EMTP แยกออกเป็น 3 กลุ่มด้วยกัน คือ EMTP ของ BPA DCG/EPRI และ ATP-EMTP ของ Dr.Scott-Meyer

โปรแกรม ATP-EMTP พัฒนาขึ้นมาเพื่อใช้ในการจำลองและวิเคราะห์เหตุการณ์ในสภาวะ Transient และสภาวะ Steady State ในระบบไฟฟ้ากำลังและสามารถนำผลที่ได้ไป ปรับปรุง แก้ไขปัญหาได้ผลเป็นอย่างดีในหลายประเทศและหลายหน่วยงาน เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), การไฟฟ้านครหลวง(กฟน.), การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และมหาวิทยาลัยต่างๆ เป็นต้น

โครงสร้างหลักของโปรแกรมประกอบไปด้วยส่วนที่ใช้ในการจำลอง (Simulation part) และส่วนช่วยสนับสนุน (Supporting programs) ในรูปแบบของการวิเคราะห์เชิง Domain และ Frequency domain ดังภาพที่ 2.15

โปรแกรม ATP-EMTP ได้จัดเตรียมแบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สำคัญหลายชนิดไว้ในโปรแกรม ทำให้ผู้ใช้งานได้รับความสะดวกในการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้ามากขึ้น อย่างไรก็ตาม อุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละชนิดที่มีมาให้นั้น มีคุณสมบัติและเงื่อนไขการใช้งานที่ต่างกัน ผู้ใช้งานจำเป็นต้องเลือกใช้งานให้ถูกต้อง มิเช่นนั้นจะทำให้ผลลัพธ์ที่ได้ผิดจากความเป็นจริง

การใช้โปรแกรม ATP-EMTP วิเคราะห์สภาวะชั่วขณะในระบบไฟฟ้าให้มีความถูกต้องและเชื่อถือได้นั้นจำเป็นต้องอาศัยการสร้างแบบจำลองคุณสมบัติของอุปกรณ์ และปรากฏการณ์ต่างๆ ในระบบให้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด ในบางครั้งจึงมีความยุ่งยากและซับซ้อนมากทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ของการวิเคราะห์ด้วย



ภาพที่ 2.15 EMTP module [18]

การวิเคราะห์สภาวะชั่วครู่ในระบบไฟฟ้าให้มีความถูกต้องและน่าเชื่อถือ จำเป็นต้องอาศัยการสร้างแบบจำลอง เพื่อจำลองคุณลักษณะและคุณสมบัติของอุปกรณ์และปรากฏการณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้า ให้ได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด แต่การแทนองค์ประกอบของวงจรข่าย ให้มีความถูกต้องครอบคลุมทุกช่วงความถี่ทั้งหมดนั้นเป็นไปได้ยาก เนื่องจากคุณลักษณะทางกายภาพของแต่ละองค์ประกอบของวงจรข่าย จะมีผลโดยตรงกับภาวะชั่วครู่ของปรากฏการณ์ทางไฟฟ้า ดังนั้นจึงมีการจัดกลุ่มภาวะชั่วครู่ทางไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง สำหรับการศึกษาด้วยวิธี Time Domain โดยแบ่งตามช่วงของความถี่ในแต่ละกลุ่มและความชันหน้าคลื่นที่เกิดขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 2.4

การใช้งานโปรแกรม ATP-EMTP จะต้องประกอบไปด้วย 3 โปรแกรมย่อย จึงจะทำให้การใช้งานเป็นไปอย่างสมบูรณ์ ซึ่งประกอบไปด้วย

ATPDraw ส่วนใช้ในการสร้างแบบจำลอง และสร้างวงจรทางไฟฟ้า โดยจะมีอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าให้ใช้ในการสร้างแบบจำลอง

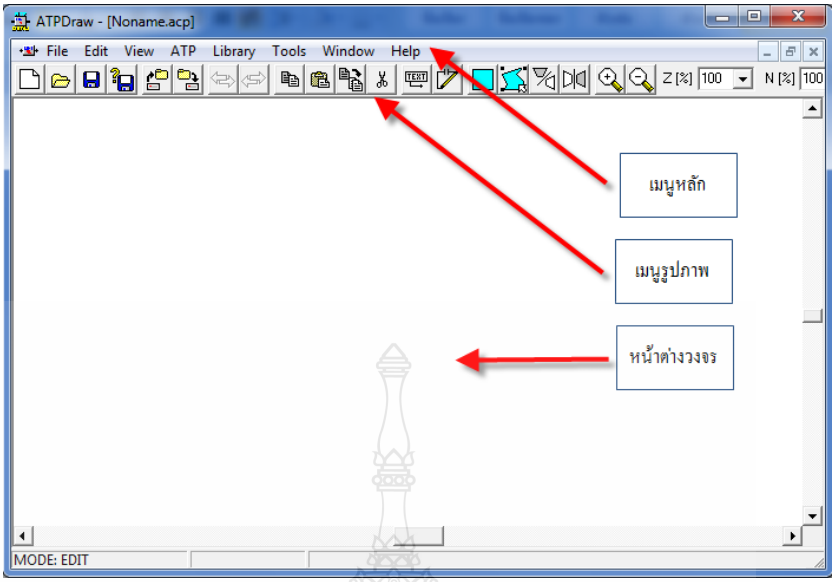
PlotXY ส่วนที่ใช้ในการแสดงผลการคำนวณในรูปแบบของกราฟ ซึ่งต้องใช้ร่วมกันกับ ATPDraw

Watcom ส่วนที่ใช้ในการแปลงภาษาระดับสูง โดยแปลงแบบจำลองจาก ATPDraw ให้เป็น ภาษาฟอร์ทราน (Fortran) ในส่วนนี้จะทำการประมวลผลในดอส (DOS)

ส่วนประกอบต่างๆ บนหน้าต่างของโปรแกรม ATPDraw ซึ่งจะประกอบไปด้วย เมนูหลัก เมนูรูปภาพ และหน้าต่างวงจร ดังภาพที่ 2.16

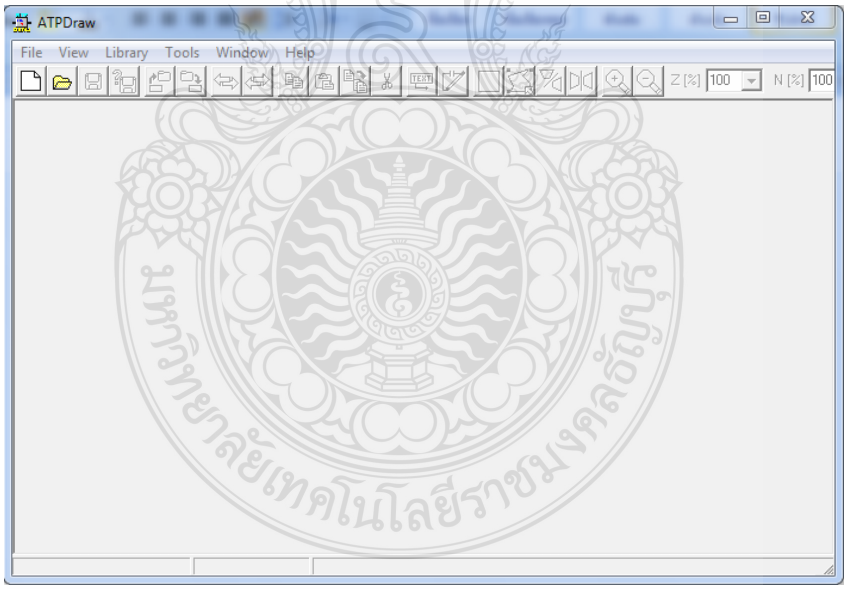
ตารางที่ 2.4 การแบ่งภาวะชั่วครู่ของปรากฏการณ์ทางไฟฟ้าตามกลุ่มและช่วงของความถี่ [19]

กลุ่ม	ช่วงของความถี่	ลักษณะรูปคลื่น	ใช้สำหรับ
I	0.1 Hz - 3 kHz	Low Frequency Oscillation	แรงดันเกินชั่วครู่ (Temporary Overvoltage)
II	50/60 Hz - 20 kHz	Slow Front Transient	แรงดันเกินสวิตชิ่ง (Switching Overvoltage)
III	10 kHz - 3 MHz	Fast Front Transient	แรงดันเกินฟ้าผ่า (Lightning overvoltage)
IV	100 kHz - 50 MHz	Very Fast Front Transient	แรงดันเกินอาร์กซ้ำ (Restrike Overvoltage)



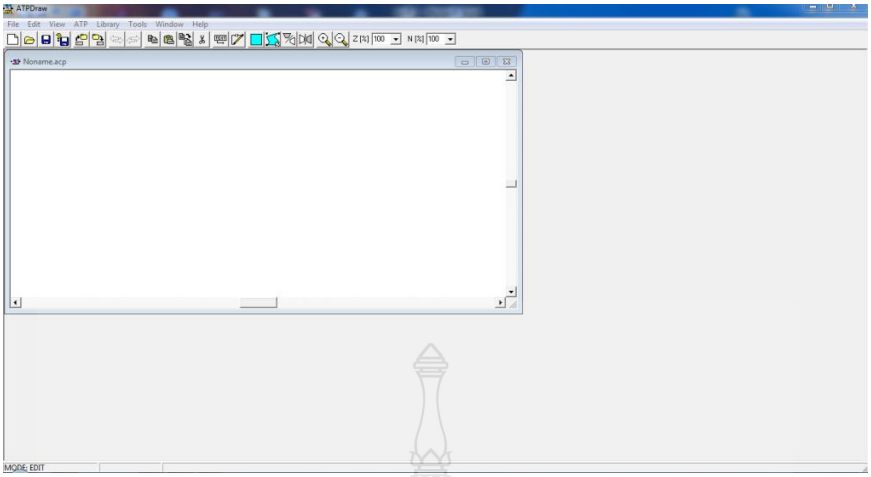
ภาพที่ 2.16 ส่วนประกอบต่างๆ ของโปรแกรม ATPDraw

เมื่อผู้ใช้งานคลิกเลือก โปรแกรม ATPDraw จะปรากฏหน้าต่าง ATPDraw ดังภาพที่ 2.17



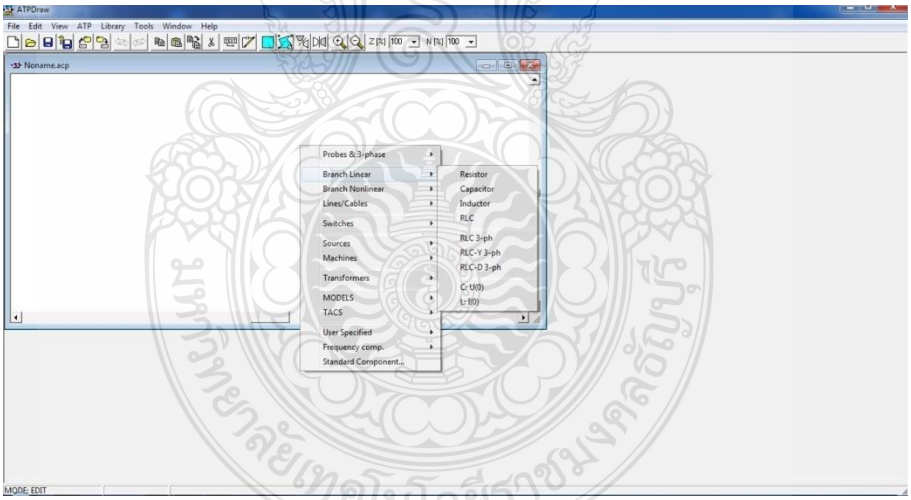
ภาพที่ 2.17 หน้าต่าง ATPDraw

เมื่อต้องการสร้างวงจรใหม่สามารถทำได้โดยการคลิกซ้ายที่เมนู File ➔ New หรือคลิกซ้ายที่ บนเมนูรูปภาพ ดังภาพที่ 2.18

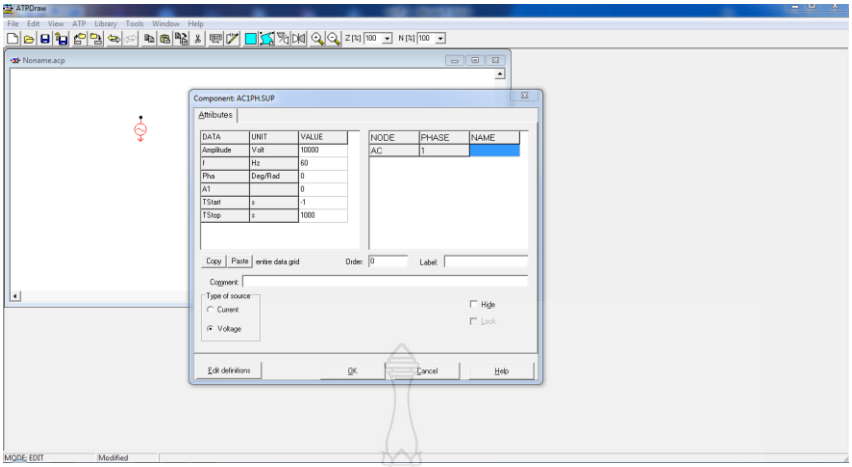


ภาพที่ 2.18 หน้าต่างเขียนวงจร

การนำอุปกรณ์มาต่อเป็นวงจรนั้นสามารถเลือกได้จากเมนูอุปกรณ์ ดังนั้นต้องเปิดเมนูอุปกรณ์ก่อนโดยการคลิกขวาบนพื้นที่ว่างบนหน้าต่างเขียนวงจร สามารถเลือกใช้อุปกรณ์ต่างๆ ได้โดยการคลิกซ้ายเลือกลงบนชื่ออุปกรณ์ที่ต้องการเลือกดังภาพที่ 2.19

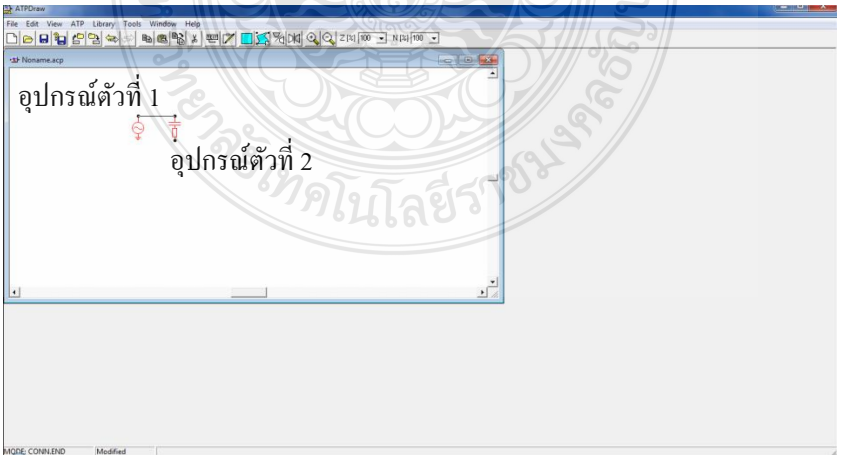


ภาพที่ 2.19 การเปิดเมนูอุปกรณ์



ภาพที่ 2.20 หน้าต่างสำหรับกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของอุปกรณ์

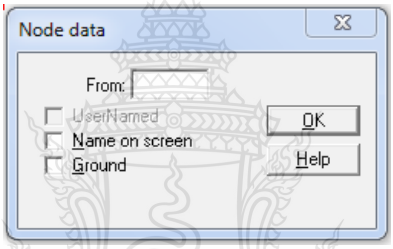
เมื่อทำการเลือกอุปกรณ์ที่ต้องการแล้ว ผู้ใช้สามารถปรับหมุนเปลี่ยนทิศทางการวางอุปกรณ์ได้โดยคลิกขวาบนตัวอุปกรณ์ เมื่อได้ทิศทางที่ต้องการให้คลิกซ้ายบนพื้นที่ว่างบนหน้าต่างเขียนวงจร อุปกรณ์ที่ทำการเลือกจะมีสีแดง ซึ่งเป็นการเตือนว่ายังไม่มีการกำหนดค่าพารามิเตอร์ให้กับตัวอุปกรณ์ ดังนั้นต้องกำหนดค่าพารามิเตอร์ให้กับอุปกรณ์โดยการคลิกขวาที่อุปกรณ์ หรือดับเบิ้ลคลิกซ้ายบนตัวอุปกรณ์จะปรากฏหน้าต่างค่าพารามิเตอร์สำหรับป้อนค่าพารามิเตอร์ดังภาพที่ 2.20 ถ้าต้องการทราบความหมายของค่าพารามิเตอร์ต่างๆ สามารถดูคำอธิบายได้โดยคลิกซ้ายที่ปุ่ม “Help” ที่มุมขวาล่างของหน้าต่างค่าพารามิเตอร์ เมื่อกำหนดค่าพารามิเตอร์เสร็จแล้วให้คลิกซ้ายที่ปุ่ม “OK” อุปกรณ์จะเปลี่ยนสีจากสีแดงเป็นสีดำเป็นการเสร็จสิ้นการกำหนดค่าพารามิเตอร์



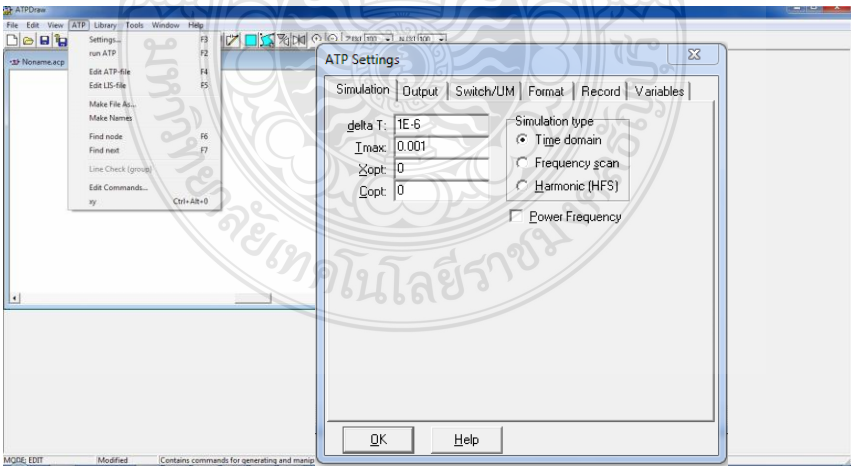
ภาพที่ 2.21 การเชื่อมต่อโนดระหว่างอุปกรณ์

การเชื่อมต่อโนดระหว่างอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ต่อกันทางไฟฟ้าทำโดยการคลิกซ้ายตรงโนดบนตัวอุปกรณ์ตัวที่หนึ่ง เมาส์จะเปลี่ยนจากหัวลูกศรเป็นรูปนิ้วมือ เลือกโนดที่ต้องการบนอุปกรณ์ตัวที่หนึ่ง แล้วลากเมาส์ไปยังโนดที่ต้องการของอุปกรณ์ตัวที่สอง แล้วคลิกซ้าย

โดยปกติ ATPDraw จะตั้งชื่อโนดให้โดยอัตโนมัติเมื่อรันโปรแกรม การกำหนดชื่อโนดด้วยตนเองสามารถทำได้โดยดับเบิ้ลคลิกซ้าย หรือคลิกขวาที่โนดที่ต้องการ หน้าต่าง Node data จะปรากฏขึ้นดังภาพที่ 2.22 การกำหนดชื่อโนดสามารถกำหนดได้ไม่เกิน 6 ตัวอักษร หากต้องการให้แสดงชื่อโนดบนหน้าต่างวงจรให้เลือกเครื่องหมายถูกหน้าอักษรคำว่า “Name on screen” เมื่อต้องการให้โนดที่ต้องการต่อลงดินให้เลือกเครื่องหมายถูกหน้าอักษรคำว่า “Ground” จะปรากฏสัญลักษณ์ของกราวด์ ให้เห็นที่โนดนั้นๆ บนหน้าต่างเขียนวงจร



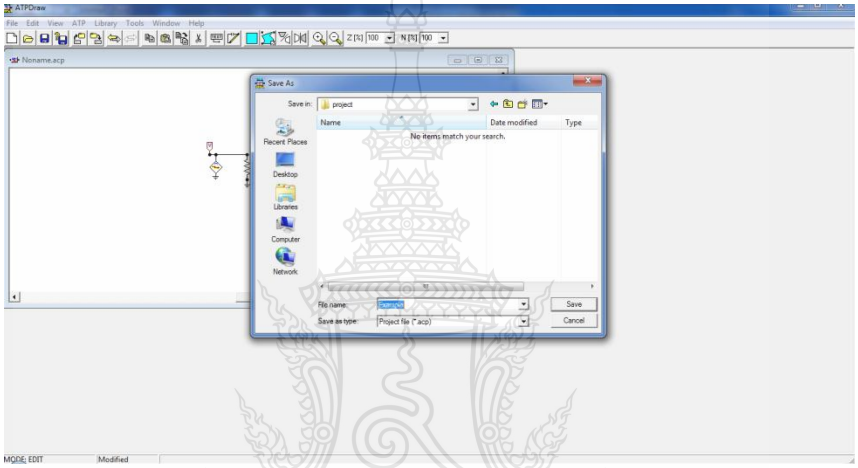
ภาพที่ 2.22 หน้าต่าง Node data



ภาพที่ 2.23 หน้าต่าง ATP Settings

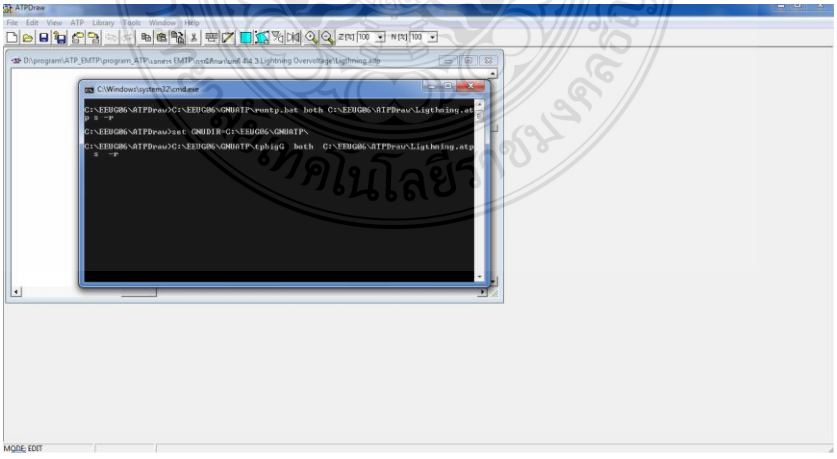
การกำหนดค่าระยะเวลาที่ต้องการคำนวณ และ ช่วงเวลาระหว่างจุดสองจุดที่ติดกันของการคำนวณผลลัพธ์ (Time step) ทำได้โดยการคลิกซ้ายที่เมนู ATP➔ Settings จะปรากฏหน้าต่าง ATP settings ดังภาพที่ 2.23 ค่าของ Delta T และ Tmax มีหน่วยเป็น วินาที และควรกำหนดค่า Xopt และ Copt ให้เท่ากับ 0 เพื่อกำหนดค่าให้กับอินดัคแตนซ์และคาปาซิแตนซ์ มีหน่วยเป็น mH และ μF ตามลำดับ แล้วกดปุ่ม “OK” เพื่อทำการบันทึกค่า

หลังจากเขียนวงจรเสร็จแล้วทำการบันทึกโดยการคลิกปุ่ม บนเมนูรูปภาพจะปรากฏหน้าต่างขึ้นมาให้ตั้งชื่อไฟล์โดยมีนามสกุล.adp ซึ่งบ่งบอกว่าเป็นไฟล์รูปภาพวงจร ดังภาพที่ 2.24



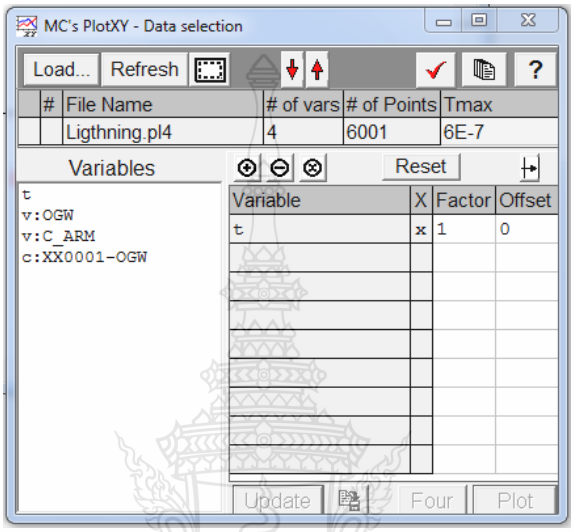
ภาพที่ 2.24 หน้าต่างสำหรับการบันทึกไฟล์

การรันโปรแกรม ATP-EMTP เพื่อคำนวณสามารถเลือกเมนู ATP➔ run ATP จะปรากฏหน้าต่างดอสที่แสดงถึงการคำนวณ เมื่อคำนวณเสร็จหน้าต่างดอสจะปิดเองอัตโนมัติ ดังภาพที่ 2.25



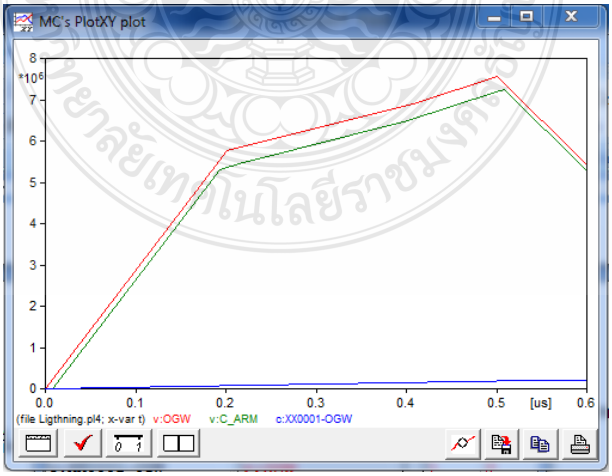
ภาพที่ 2.25 หน้าต่างดอสแสดงการคำนวณ

การแสดงกราฟผลลัพธ์ สามารถเลือกที่เมนู ATP ➔ run plotxy จะปรากฏหน้าต่าง MC'S PlotXY Data Selection ซึ่งจะปรากฏสัญญาณทั้งหมดที่วัดได้ทั้งหมดในวงจรทางคอลัมน์ซ้ายมือ ส่วนคอลัมน์ทางขวามือจะเป็นสัญญาณที่ต้องการให้แสดงกราฟดังภาพที่ 2.26 ดังนั้น หากต้องการให้สัญญาณใดแสดงกราฟให้ดับเบิ้ลคลิกซ้ายบนชื่อสัญญาณที่คอลัมน์ด้านซ้ายมือ



ภาพที่ 2.26 หน้าต่างเลือกแสดงกราฟของโปรแกรม PlotXY

เมื่อเลือกสัญญาณที่ต้องการให้แสดงกราฟแล้วคลิกปุ่ม Plot โปรแกรมจะทำการแสดงกราฟทั้งหมดที่เลือกไว้ ดังภาพที่ 2.27



ภาพที่ 2.27 หน้าต่างแสดงกราฟของโปรแกรม PlotXY

2.9 การคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด (I)

การคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุดในงานวิจัยนี้ ได้ดำเนินการตามรูปแบบของ IEC 60287-1-1 [11] และ IEC 60287-2-1 [12] โดยผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้า สูงสุดจะทำให้ทราบถึงความสามารถของการนำกระแสไฟฟ้าของเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ว่ามีความสามารถในการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุดเท่าไร โดยไม่ทำให้ฉนวนของเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ชำรุดเสียหาย ภายใต้สภาพแวดล้อมที่ติดตั้งจริง โดยเคเบิลใต้น้ำในงานวิจัยนี้ ได้ถูกติดตั้งลงใน 2 ส่วน คือ 1) ติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบกและ 2) ติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเล จากสภาวะแวดล้อมของการติดตั้งเคเบิลใต้น้ำทั้ง 2 วิธี ที่มีองค์ประกอบแวดล้อมแตกต่างกัน ทำให้มีค่าพารามิเตอร์บางตัวที่ใช้มีค่าแตกต่างกัน ส่งผลให้ค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละพื้นที่ติดตั้งมีค่าแตกต่างกันไป โดยสมการที่ใช้ในการคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด แสดงดังสมการที่ 3.1

$$I = \left[\frac{(\theta_c - \theta_a) - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3+T_4)}\right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.7)$$

เมื่อ

- I คือ Current flowing in one conductor (A)
- θ_c คือ Conductor temperature (°C)
- θ_a คือ Ambient temperature (°C)
- R คือ Alternating current resistance per unit length of the conductor at maximum operating temperature (Ω/m)
- W_d คือ Dielectric loss per unit length for the insulation surrounding the conductor (W/m)
- T_1 คือ Thermal resistance per unit length between one conductor and the sheath (K.m/W)
- T_2 คือ Thermal resistance per unit length of the bedding between sheath and armour (K.m/W)
- T_3 คือ Thermal resistance per unit length of the external serving of the cable (K.m/W)
- T_4 คือ Thermal resistance per unit length between the cable surface and the surrounding medium (K.m/W)
- n คือ Number of load-carrying conductor in the cable (conductors of equal size and carrying the same load)

λ_1 คือ Ratio of losses in the metal sheath to total losses in all conductors in that cable

λ_2 คือ Ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable

สำหรับการหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุดนั้น ในส่วนของพารามิเตอร์บางค่าที่ไม่สามารถหาค่าได้โดยตรงจากการทดสอบของเครื่องมือวัดต่างๆ โดยการคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุดครั้งนี้ จึงได้ทำการคำนวณจากค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการทดสอบของเครื่องมือวัดต่างๆ ที่สามารถหาได้ แล้วนำค่าดังกล่าวมาคำนวณตามรูปแบบและเงื่อนไขมาตรฐาน IEC เพื่อนำมาคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด สรุปวิธีการหาค่าพารามิเตอร์ได้ดังนี้

2.9.1 การหาค่า Alternating current resistance per unit length of the conductor at maximum operating temperature (R)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า R ซึ่งวิธีการหาค่า R ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-1-1[11] แสดงได้ตามสมการที่ 2.8

$$R = R'(1 + y_s + y_p) \tag{2.8}$$

เมื่อ R คือ Alternating current resistance per unit length of the conductor at maximum operating temperature (Ω/km)

R' คือ D.C. resistance of conductor (Ω/km)

y_s คือ skin effect factor

y_p คือ proximity effect factor

สำหรับการหาค่า R จำเป็นต้องทราบค่าของ R', y_s และ y_p ให้ได้เสียก่อน โดยวิธีการหาค่าของ R', y_s และ y_p สามารถหาได้ตามสมการที่ 2.9, 2.10 และ 2.11 ตามลำดับ ซึ่งในการหาค่าของ y_s จำเป็นต้องทราบค่าของ x_s ให้ได้เสียก่อนโดยวิธีการหาค่าของ x_s หาได้ตามสมการที่ 2.12 และในทำนองเดียวกันสำหรับการหาค่าของ y_p จำเป็นต้องทราบค่าของ x_p ให้ได้เสียก่อนโดยวิธีการหาค่าของ x_p ให้ได้เสียก่อนโดยวิธีการหาค่าของ x_p หาได้ตามสมการที่ 2.13 โดยสมการทั้งหมดที่กล่าวมาแสดงได้ดังนี้

$$R' = R_o[1 + \alpha_{20}(\Theta - 20)] \tag{2.9}$$

เมื่อ R' คือ D.C. resistance of conductor (Ω/m)

R_o คือ D.C. resistance of conductor at 20 °C (Ω/m)

α_{20} คือ Constant mass temperature coefficient at 20 °C

θ คือ Conductor temperature

$$y_s = \frac{x_s^4}{192+0.8x_s^4} \tag{2.10}$$

เมื่อ y_s คือ skin effect factor

x_s คือ argument of a Bessel function used to calculate skin effect

$$y_p = \frac{x_p^4}{192+0.8x_p^4}\left(\frac{d_c}{s}\right)^2\left[0.312\left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{x_p^4}{192+0.8x_p^4}+0.27}\right] \tag{2.11}$$

เมื่อ y_p คือ proximity effect factor

x_p คือ argument of a Bessel function used to calculate proximity effect

d_c คือ diameter of conductor (mm)

s คือ distance between conductor axes (mm)

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'}10^{-7}k_s \tag{2.12}$$

เมื่อ x_s คือ argument of a Bessel function used to calculate skin effect

f คือ system frequency (Hz)

R' คือ D.C. resistance of conductor (Ω/km)

k_s คือ factor used in calculating x_s (skin effect)

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'}10^{-7}k_p \tag{2.13}$$

เมื่อ x_p คือ argument of a Bessel function used to calculate proximity effect

f คือ system frequency (Hz)

R' คือ argument of a Bessel function used to calculate proximity effect (Ω/km)

k_p คือ factor used in calculating x_p (proximity effect)

2.9.2 วิธีการคำนวณหาค่า Dielectric loss per unit length for the insulation surrounding the conductor (W_d)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า W_d ซึ่งวิธีการหาค่า W_d ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-1-1[11] ตามสมการที่ 2.14 และในส่วนของการหาค่าของ W_d นั้น จำเป็นต้องหาค่าในส่วนของค่า c ให้ได้เสียก่อน โดยวิธีการหาค่า c นั้นสามารถหาได้ตามสมการที่ 2.15 โดยสมการทั้งหมดที่กล่าวมาแสดงได้ดังนี้

$$W_d = 2\pi f c u_0^2 \tan\delta \tag{2.14}$$

เมื่อ W_d คือ Dielectric loss per unit length for the insulation surrounding the conductor (W/m)

f คือ system frequency (Hz)

c คือ capacitance per core (F/m)

u_o คือ voltage to earth (V)

$\tan\delta$ คือ loss factor of insulation

$$c = \frac{\varepsilon}{18\ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} 10^{-9} \tag{2.15}$$

เมื่อ c คือ capacitance per core (F/m)

ε คือ relative permittivity of the insulation

D_i คือ external diameter of the insulation (excluding screen) (mm)

d_c คือ diameter of conductor, including screen, if any (mm)

2.9.3 วิธีการคำนวณหาค่า Thermal resistance per unit length between one conductor and the sheath (T_1)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า T_1 ซึ่งเป็นชั้นที่อยู่ระหว่างตัวนำและชีตต์ โดยในระหว่างชั้นดังกล่าวประกอบไปด้วยชั้นต่างๆ จำนวน 4 ชั้น คือ 1) Inner screen, 2) Insulation, 3) Outer screen และ 4) Tape โดยวิธีการหาค่า T_1 ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-2-1[12] ตามสมการที่ 2.16

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi}\ln\left[1 + \frac{2t_1}{d_c}\right] \tag{2.16}$$

เมื่อ T_1 คือ Thermal resistance per unit length between one conductor and the sheath (K.m/W)

ρ_T คือ thermal resistivity of material (K.m/W)

t_1 คือ thickness of insulation between conductor and sheath (mm)

d_c คือ diameter of conductor (mm)

2.9.4 วิธีการคำนวณหาค่า Thermal resistance per unit length of the bedding between sheath and armour (T_2)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า T_2 ซึ่งเป็นชั้นที่อยู่ระหว่างชีตต์และอาร์มเมอร์ โดยวิธีการหาค่า T_2 ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-2-1[12] ตามสมการที่ 2.17 สำหรับการหาค่าแฟกเตอร์ $\overline{G}$ หาได้โดยนำค่า t_2 หารด้วยค่า D_s แล้วนำค่าของอัตราส่วนดังกล่าวไปเปรียบเทียบเพื่อหาค่าแฟกเตอร์ $\overline{G}$ ในกราฟรูปภาพที่ 6 ของมาตรฐาน IEC 60287-2-1[12]

$$T_2 = \frac{\rho_T}{6\pi}\overline{G} \tag{2.17}$$

เมื่อ T_2 คือ thermal resistance per unit length of the bedding between sheath and armour (K.m/W)

ρ_T คือ thermal resistivity of material (K.m/W)

$\overline{G}$ คือ geometric factor for SL and SA type cables

2.9.5 วิธีการคำนวณหาค่า Thermal resistance per unit length of the external serving of the cable (T_3)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า T_3 ซึ่งเป็นชั้นที่อยู่ระหว่างอาร์มเมอร์และพื้นผิวภายนอก โดยในระหว่างชั้นดังกล่าวประกอบไปด้วยชั้นต่างๆ จำนวน 2 ชั้น คือ 1) Polypropylene yarn bitumen และ 2) Polypropylene yarn โดยวิธีการหาค่า T_3 ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-2-1[12] ตามสมการที่ 2.18

$$T_3 = \frac{\rho_T}{2\pi}\ln\left[1 + \frac{2t_3}{d_c}\right] \tag{2.18}$$

เมื่อ T_3 คือ thermal resistance per unit length of the external serving of the cable (K.m/W)

ρ_T คือ thermal resistivity of material (K.m/W)

t_3 คือ thickness of the serving (mm)

d_c คือ diameter of conductor (mm)

2.9.6 วิธีการคำนวณหาค่า Thermal resistance per unit length between the cable surface and the surrounding medium (T_4)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า T_4 ซึ่งเป็นชั้นพื้นผิวภายนอกหรือพื้นผิวแวดล้อม โดยวิธีการหาค่า T_4 ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-2-1[12] ตามสมการที่ 2.19 เนื่องจากสายเส้นนี้ถูกวางลงที่ 2 พื้นผิวแวดล้อม จึงทำให้ได้ค่าของ T_4 ที่แตกต่างกันตามสภาวะแวดล้อมที่นำสายไปวาง และในการคำนวณหาค่า T_4 จำเป็นต้องหาค่าของ u ให้ได้เสียก่อน โดยวิธีการหาค่าของ u สามารถหาได้ตามสมการที่ 2.20 โดยสมการทั้งหมดที่กล่าวมาแสดงได้ดังนี้

$$T_4 = \frac{1}{2\pi}\rho_T \ln\left(u + \sqrt{u^2 - 1}\right) \tag{2.19}$$

เมื่อ T_4 คือ thermal resistance per unit length between the cable surface and the surrounding medium (K.m/W)

ρ_T คือ thermal resistivity of soil (K.m/W)

u คือ Variable for T_4

$$u = \frac{2L}{D_e} \tag{2.20}$$

เมื่อ u คือ Variable for T_4

L คือ distance from the surface of the ground to the cables axis (mm)

D_e คือ external diameter of one cable (mm)

2.9.7 วิธีการคำนวณหาค่า Ratio of losses in the metal sheath to total losses in all conductors in that cable (λ_1)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า λ_1 โดยวิธีการหาค่า λ_1 ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-1-1[11] ตามสมการที่ 2.21 และในการคำนวณหาค่า λ_1 จำเป็นต้องหาค่าของ X ให้ได้เสียก่อน ซึ่งวิธีการหาค่าของ X สามารถหาได้ตามสมการที่ 2.22 โดยสมการทั้งหมดที่กล่าวมาแสดงได้ดังนี้

$$\lambda_1 = \frac{R_S}{R}\frac{1.15}{1+\left(\frac{R_S}{X}\right)^2} \tag{2.21}$$

เมื่อ λ_1 คือ ratio of losses in the metal sheath to total losses in all conductors in that cable

R_s คือ alternating current resistance of cable sheath or screen at their maximum operating temperature (Ω/km)

R คือ alternating current resistance of conductor at its maximum operating temperature (Ω/km)

X คือ reactance of lead sheath (Ω/km)

$$X = 4\pi f 10^{-4} \ln\left(\frac{2s}{d}\right) \quad (2.22)$$

เมื่อ X คือ external diameter of one cable (Ω/m)

f คือ system frequency (Hz)

s คือ distance between conductor axes (mm)

d คือ mean diameter of the sheath (mm)

2.9.8 วิธีการคำนวณหาค่า Ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable (λ_2)

สำหรับหัวข้อนี้ว่าด้วยเรื่องของการหาค่า λ_2 โดยวิธีการหาค่า λ_2 ได้ดำเนินการตามมาตรฐาน IEC 60287-1-1[11] ตามสมการที่ 2.23 และในการคำนวณหาค่า λ_2 จำเป็นต้องหาค่าของ $\lambda_{2'}$ ให้ได้เสียก่อน ซึ่งวิธีการหาค่าของ $\lambda_{2'}$ สามารถหาได้ตามสมการที่ 2.24 โดยสมการทั้งหมดที่กล่าวมาแสดงได้ดังนี้

$$\lambda_2 = \lambda_{2'}\left(1 - \frac{R}{R_s}\lambda_1\right) \quad (2.23)$$

เมื่อ λ_2 คือ ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable (for SL type cable)

$\lambda_{2'}$ คือ ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable

R คือ alternating current resistance of conductor at its maximum operating temperature (Ω/m)

R_s คือ alternating current resistance of cable sheath or screen at their maximum operating temperature (Ω/m)

$$\lambda_{2'} = 1.23\frac{R_A}{R}\left(\frac{2c}{d_A}\right)^2 \frac{1}{\left(\frac{2.77\,R_A\,10^6}{2\pi f}\right)^2 + 1} \quad (2.24)$$

เมื่อ $\lambda_{2'}$ คือ ratio of losses in the armouring to total losses in all conductors in that cable

R_A คือ alternating current resistance of armour at its maximum operating temperature (Ω/km)

R คือ alternating current resistance of conductor at its maximum operating temperature (Ω/km)

c คือ distance between the axis of a conductor and the cable centre (mm)

d_A คือ mean diameter of armour (mm)

f คือ system frequency (Hz)

2.10 สรุปผลการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ก่อให้เกิดความรู้ความเข้าใจในกระบวนการผลิตเคเบิล เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ และการคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด อีกทั้งเข้าใจถึงปัญหาที่เกิดจากงานวิจัยต่างๆ ที่ได้ทำการศึกษาทำให้สามารถประยุกต์และจัดทำแบบจำลองที่ได้ศึกษาจากงานวิจัยอื่นๆ ไปออกแบบสร้างแบบจำลองระบบโดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP เพื่อวิเคราะห์ผลของการเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะได้อย่างเป็นระบบ ซึ่งจะส่งผลให้ลดอัตราการเกิดความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าได้

บทที่ 3

การดำเนินการวิจัย

ในการศึกษาและวิเคราะห์ผลของงานวิจัยนี้ได้แบ่งงานออกเป็น 2 ส่วน คือ 1) ศึกษาและวิเคราะห์ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรณีศึกษางานก่อสร้างสายส่งระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง ดังภาพที่ 3.1-3.3 โดยการใช้โปรแกรม ATP-EMTP เป็นเครื่องมือในการจำลองระบบขึ้นมา ซึ่งมีการป้อนข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ให้มีความถูกต้องเป็นไปตามลักษณะการติดตั้งจริงมากที่สุด และ 2) ศึกษาและคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด ที่เคเบิลใต้น้ำเส้นนี้สามารถส่งจ่ายพลังงานได้ ภายใต้ข้อมูลของงานติดตั้งจริง ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้กำหนดขั้นตอนการดำเนินการวิจัยไว้ดังนี้

3.1 ตั้งสมมติฐานเพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษา วิเคราะห์ และจำลองระบบ

3.2 การเก็บรวบรวม และวิเคราะห์ข้อมูล สำหรับนำมาใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้า และคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด

3.3 ตั้งสมมติฐานแนวทางการจำลองระบบ เพื่อศึกษาผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP

3.4 ตั้งสมมติฐานแนวทางการคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด

3.5 สรุปผลวิธีการดำเนินการวิจัย

ภาพที่ 3.1 เส้นทางการก่อสร้างสายส่ง 115 กิโลโวลต์ จาก สฟ.แหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง

ภาพที่ 3.2 เส้นทางการวางสายเคเบิลใต้น้ำจากฝั่งแผ่นดินใหญ่ อ.แหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง

ภาพที่ 3.3 การวางสายเคเบิลใต้น้ำช่วงขึ้นฝั่งไปยังเกาะช้าง

3.1 ตั้งสมมติฐานเพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษา วิเคราะห์ และจำลองระบบ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้มีการนำเคเบิลใต้น้ำมาใช้งานอยู่มากมายหลายเกาะ โดยเคเบิลใต้น้ำที่นำมาใช้งานนั้น ส่วนใหญ่จะกำหนดให้เป็นรูปแบบไม่ต้องมีการบำรุงรักษาแต่อย่างใด (Free maintenance) อย่างน้อย 15 ปีขึ้นไป ดังนั้น ในส่วนของการดำเนินการในส่วนของโครงการจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาให้รอบคอบในทุกๆ ด้านของความเสี่ยงที่จะทำให้เกิดปัญหากับเคเบิลใต้น้ำก่อนเวลาอันสมควร ปัญหาอย่างข้อหนึ่งที่ผู้วิจัยสนใจก็คือการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ ไม่ว่าจะเป็นจากการปิด/เปิดวงจร หรือเกิดจากสาเหตุการลัดวงจรขึ้นในระบบ และสำหรับปัญหาข้อที่สองก็คือการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเกินกว่าค่าความสามารถของเคเบิลใต้น้ำจะสามารถทนได้ จากสาเหตุทั้งสองข้อผู้วิจัยจึงเกิดความสนใจ ในการศึกษาและวิเคราะห์ผลที่เกิดขึ้นจากสาเหตุดังกล่าว โดยสำหรับปัญหาข้อที่หนึ่งการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะนั้น จะใช้วิธีการจำลองระบบขึ้นจากโปรแกรม ATP-EMTP เพื่อนำผลที่ได้มาวิเคราะห์และประเมินถึงความสามารถของเคเบิลใต้น้ำ ว่าสามารถทนต่อแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นได้หรือไม่ และสำหรับปัญหาข้อที่สองนั้น จะใช้วิธีการคำนวณตามความสามารถของการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด ที่เคเบิลใต้น้ำสามารถทำได้ เพื่อใช้เป็นข้อกำหนดในการใช้งานเคเบิลใต้น้ำได้อย่างมีประสิทธิ์ภาพสูงสุดและปลอดภัย

3.2 การเก็บรวบรวม และวิเคราะห์ข้อมูล สำหรับนำมาใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้า และคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด

สำหรับหัวข้อนี้จะดำเนินการเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งหมดของงานโครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง โดยแนวเคเบิลใต้น้ำจะลงที่บริเวณด้านซ้ายของทางเข้าสะพานเทียบท่าเรือท่องเที่ยวแหลมงอบอนุสรณ์สถานยุทธนาวีทหารเรือไทย หมู่ที่ 1 ตำบลหนองปรือ อำเภอแหลมงอบ ห่างจากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบประมาณ 11 กิโลเมตร ไปขึ้นที่เกาะช้างบริเวณชายฝั่งซึ่งเป็นถนนสาธารณะและเป็นทางน้ำไหล เชื่อมจากถนนสายหลักประมาณ 300 เมตร ความกว้างของขอบทางประมาณ 6 เมตร อยู่บริเวณ หมู่ที่ 1 บ้านคลองนนทรี ตำบลเกาะช้าง แล้วขึ้น Riser pole บริเวณหน้าที่ว่าการอำเภอเกาะช้าง โดยใช้สายเคเบิลใต้น้ำ XLPE ขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร รวมความยาวประมาณ 9.266 กิโลเมตร เพื่อนำมาเป็นข้อมูลในการจำลองระบบสำหรับหาค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ และใช้สำหรับในการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดรายละเอียดดังนี้

3.2.1 สายส่งเหนือหัว (Overhead line)

สำหรับงานก่อสร้างโครงการนี้ เป็นงานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบไปยังเกาะช้าง ซึ่งงานในช่วงระหว่างสถานีไฟฟ้าแหลมงอบไปยังชายฝั่งบริเวณสะพานเทียบท่าเรือท่องเที่ยวแหลมงอบอนุสรณ์สถานยุทธนาวีทหารเรือไทย ระยะทางประมาณ 11 กิโลเมตร โดยใช้สายอลูมิเนียม (All Aluminum Conductor : ACC) ขนาด 400 ตารางมิลลิเมตร โดยมีสายล่อฟ้า 1 เส้น ชนิดลวดเหล็กตีเกลียวขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร อยู่บนสุดและมีระยะห่างระหว่างเสา 40 เมตร มีรายละเอียดของพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลองระบบดังนี้

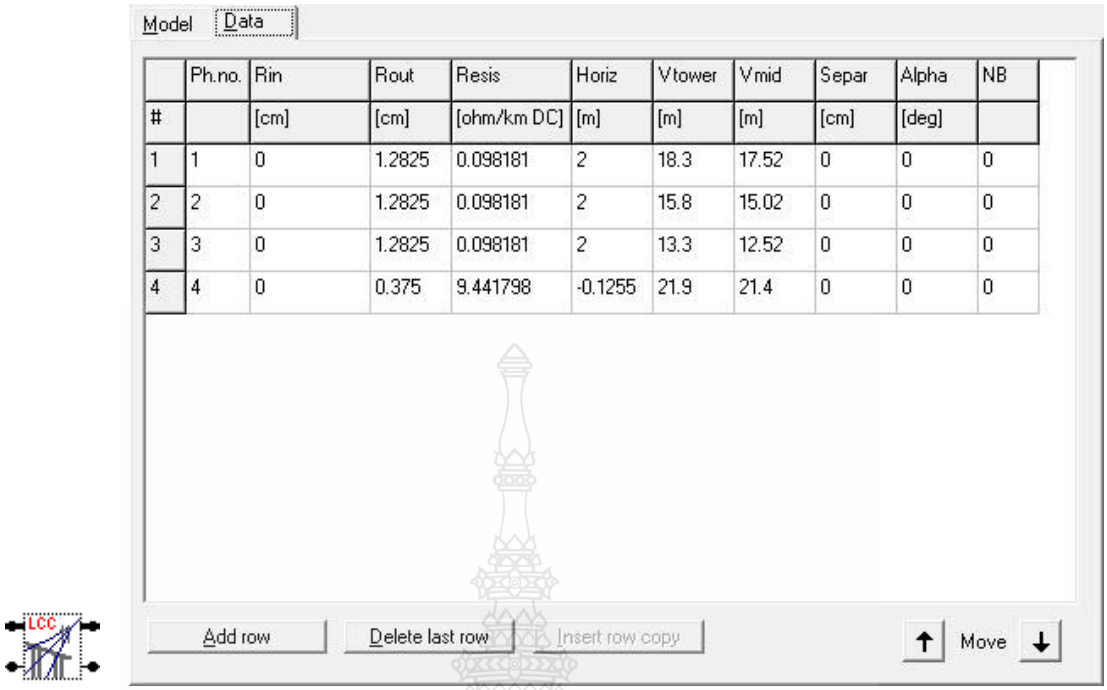
ตารางที่ 3.1 สรุปข้อมูลตัวแปรที่ใช้สร้างแบบจำลองสายส่งเหนือหัว [20]

ชนิดสาย	ขนาด ($มม.^2$)	เส้นผ่าศูนย์กลางขอบใน (เซนติเมตร)	เส้นผ่าศูนย์กลางขอบนอก (เซนติเมตร)	ความต้านทานกระแสตรง (Ω/km : DC)	ระยะทาง (กิโลเมตร)
สายตัวนำ	400	0	1.2825	0.098181	11
สายดินขึงอากาศ	35	0	0.375	9.441798	

ตารางที่ 3.2 ตำแหน่งการจัดวางสายส่งเหนือหัว [20]

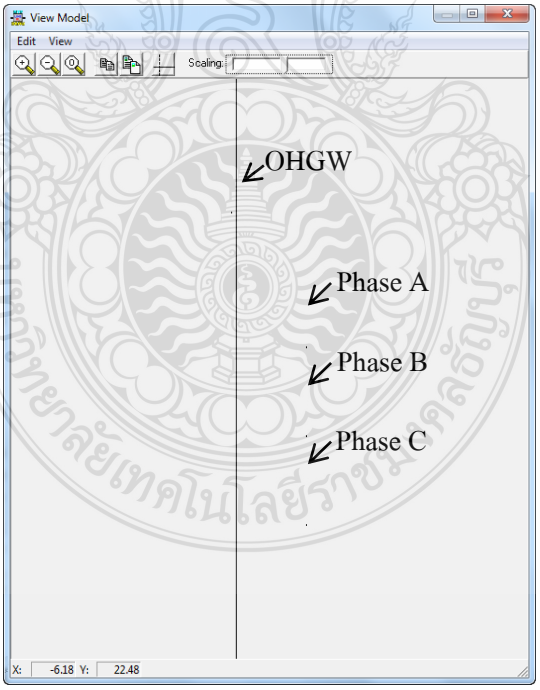
ชนิดสาย	ความสูงจากพื้นดิน (เมตร)	ความสูงของสายตำแหน่งระยะกลางระหว่างเสา (เมตร)	ระยะห่างระหว่างเฟสโดยมีเสาไฟฟ้าเป็นจุดอ้างอิง (เมตร)
เฟส A	18.3	17.52	2
เฟส B	15.8	15.02	2
เฟส C	13.3	12.52	2
สายดินขึงอากาศ	21.9	21.4	-0.1255

ในการสร้างแบบจำลองสายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP-EMTP ซึ่งในการศึกษาเลือกใช้แบบจำลองแบบ J. Marti ซึ่งเป็นสายความสูญเสียต่ำที่ความถี่สูง สามารถแทนอุปกรณ์โดยใช้ ATP Line constant (ATP LCC) สร้างแบบจำลองสาย ดังแสดงในภาพที่ 3.4



#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	1.2825	0.098181	2	18.3	17.52	0	0	0
2	2	0	1.2825	0.098181	2	15.8	15.02	0	0	0
3	3	0	1.2825	0.098181	2	13.3	12.52	0	0	0
4	4	0	0.375	9.441798	-0.1255	21.9	21.4	0	0	0

ภาพที่ 3.4 การป้อนค่าพารามิเตอร์แบบจำลองสายส่งเหนือหัว



ภาพที่ 3.5 รูปแบบการจัดวางสายที่ได้จากการป้อนพารามิเตอร์สายส่งเหนือหัว

3.2.2 เคเบิลใต้น้ำ (Submarine cable)

สำหรับงานก่อสร้างโครงการนี้ เป็นงานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบไปยังเกาะช้าง ซึ่งงานในช่วงระหว่างชายฝั่งบริเวณสะพานเทียบท่าเรือท่องเที่ยวแหลมงอบ อนุสรณ์สถานยุทธนาวีทหารเรือไทยไปยังเกาะช้าง ระยะทางประมาณ 9.266 กิโลเมตร โดยใช้เคเบิลใต้น้ำ 3 ตัวนำ ขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร ใช้ XLPE เป็นฉนวนไฟฟ้า มีรายละเอียดของพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลองระบบดังนี้

ตารางที่ 3.3 สรุปข้อมูลตัวแปรที่ใช้สร้างแบบจำลองเคเบิลใต้น้ำ [4]

ชนิด	Rin (เมตร)	Rout (เมตร)	Rho (Ω/m : DC)	Mu (ตัวนำ)	Mu (ฉนวน)	eps (ฉนวน)
Core (สายตัวนำ)	0	0.008	1.7241×10^{-8}	1	1	2.3
Sheath	0.008	0.0311	21.4×10^{-8}	1	1	2.3

ตารางที่ 3.4 ตำแหน่งการจัดวางเคเบิลใต้น้ำ [4]

ชนิดสาย	ตำแหน่งแนวตั้ง (เมตร)	ตำแหน่งแนวนอน (เมตร)	ระยะทาง (กิโลเมตร)
เฟส A	1.5930	-0.0340	9.266
เฟส B	1.5930	0.0340	
เฟส C	1.5340	0	

ในการสร้างแบบจำลองสายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP-EMTP ซึ่งในการศึกษาเลือกใช้แบบจำลองแบบ J. Marti ซึ่งเป็นสายความสูญเสียต่ำที่ความถี่สูง สามารถแทนอุปกรณ์โดยใช้ ATP Line Constant (ATP LCC) สร้างแบบจำลองสาย ดังแสดงในภาพที่ 3.6

Model Data

Cable number: 1 Paste Copy

	CORE	SHEATH
Rin [m]	0	0.029
Rout [m]	0.008	0.0311
Rho [ohm*m]	1.7241E-8	2.14E-7
mu	1	1
mu (ins)	1	1
eps (ins)	2.3	2.3

Total radius
R5 [m] 0.03325

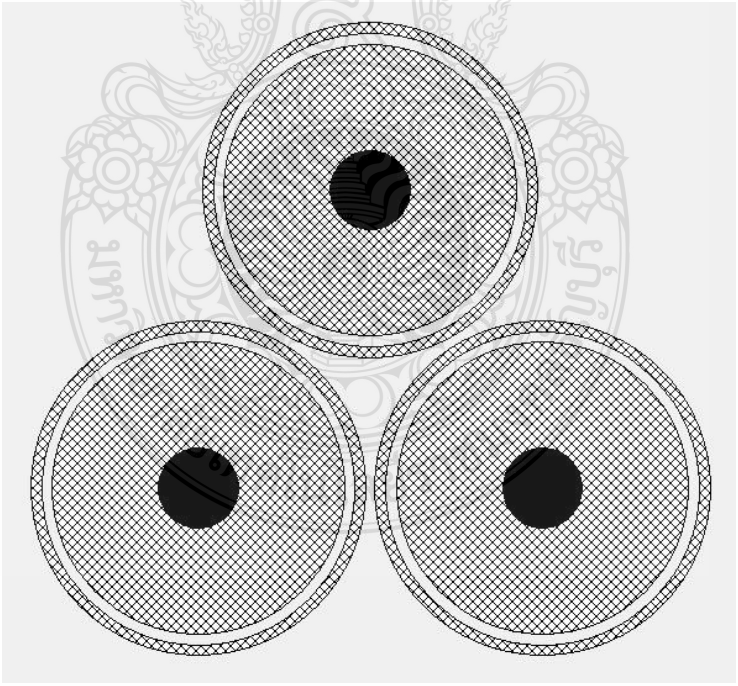
Core
On Ground

Sheath
On Ground

Armor
On Ground

Position
Vertical [m]
1.593
Horizontal [m]
-0.034

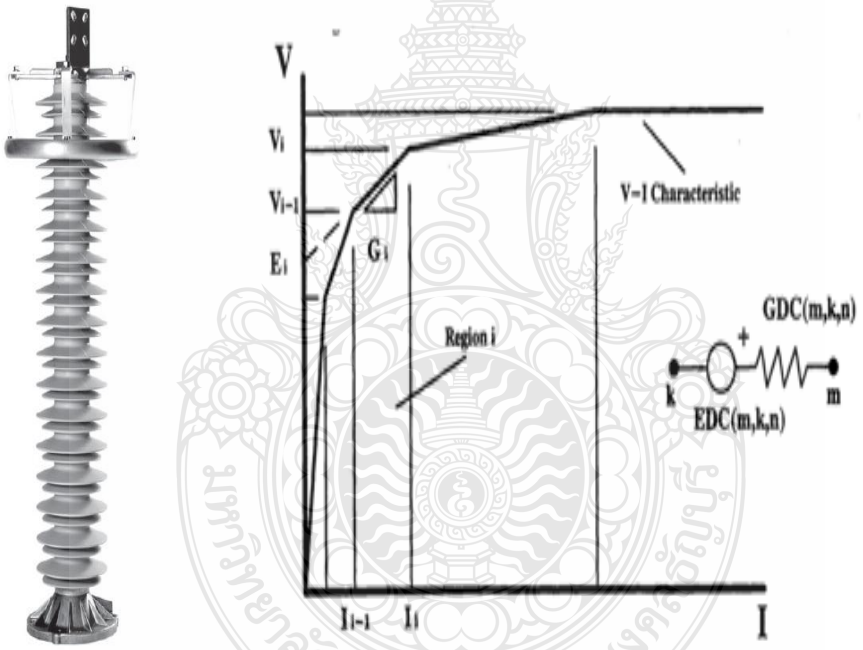
ภาพที่ 3.6 การป้อนค่าพารามิเตอร์แบบจำลองเคเบิลใต้น้ำ



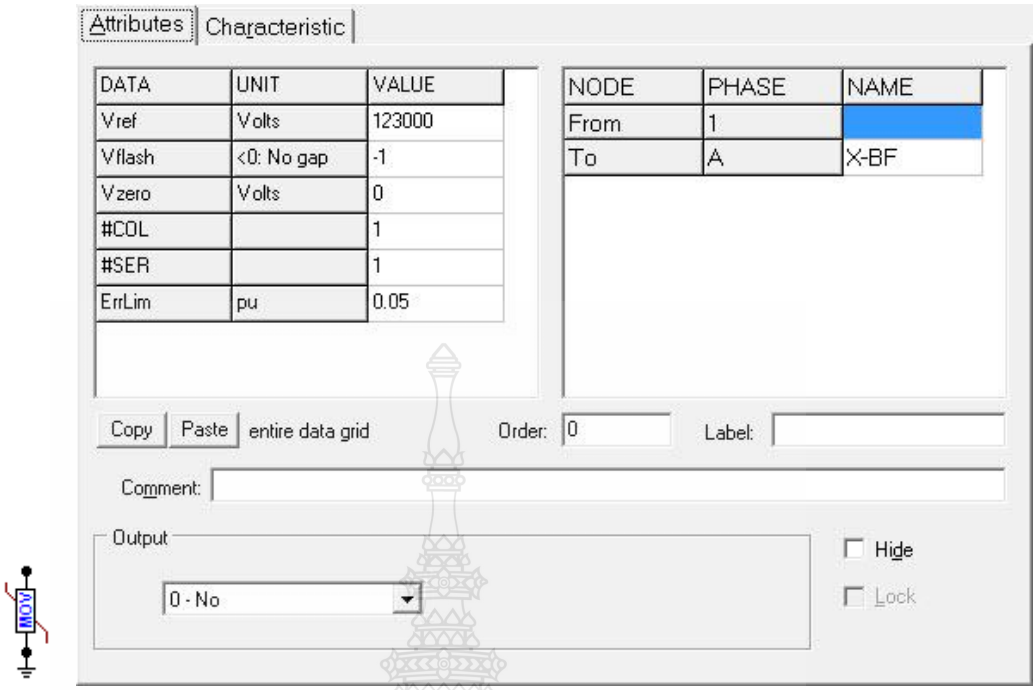
ภาพที่ 3.7 รูปแบบการจัดวางเคเบิลใต้น้ำ จากการสร้างแบบจำลอง

3.2.3 กับดักเสิร์จ (Surge arrester)

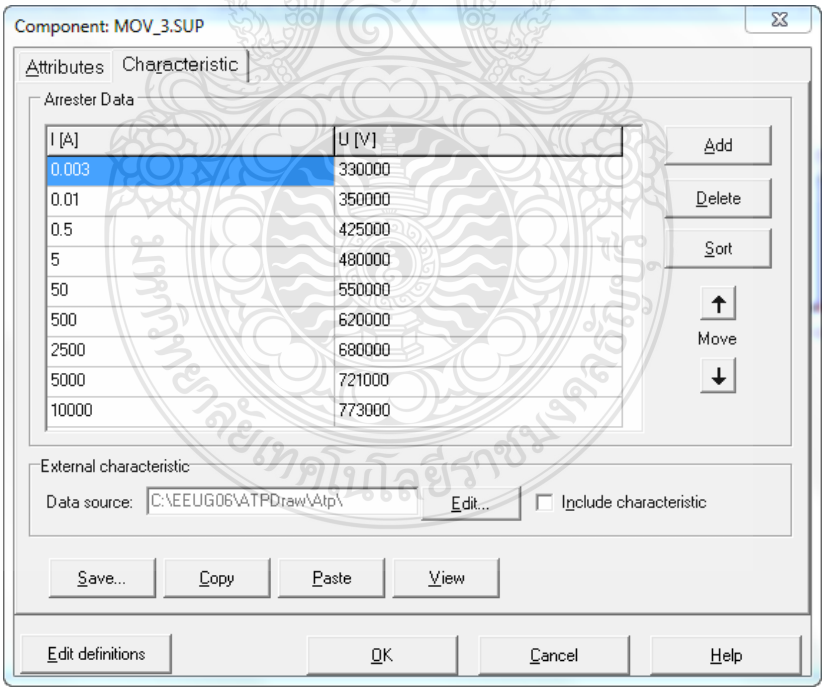
สำหรับงานก่อสร้างโครงการนี้ ได้ดำเนินการติดตั้งกับดักเสิร์จที่ Riser pole ทั้งจุดขึ้นและจุดลงของเคเบิลใต้น้ำ โดยงานติดตั้งจริงได้เลือกใช้กับดักเสิร์จชนิดไม่มีแก็ปเมทัลออกไซด์ (Gapless metal oxide arrester) ขนาด 96 กิโลโวลต์ พิกัด 10 กิโลแอมป์ สำหรับการศึกษาแรงดันเกินนั้น สามารถสร้างแบบจำลองของกับดักเสิร์จอย่างง่ายๆ ได้โดยคิดเป็นความต้านทานเชิงเส้นแบบเป็นช่วง ค่าความต้านทานของกับดักเสิร์จ ซึ่งจะมีลักษณะแปรเปลี่ยนไปในลักษณะเชิงเส้น โดยในแต่ละช่วงจะมีค่าความชันที่แตกต่างกันไปตามลักษณะสมบัติของกับดักเสิร์จแต่ละตัว ซึ่งกำหนดได้ด้วยกราฟคุณลักษณะเฉพาะของแรงดันและกระแส (VI Characteristic) ด้วยวิธีการป้อนค่ากระแส และแรงดันตามลำดับ แสดงดังภาพที่ 3.8



ภาพที่ 3.8 (a) กับดักเสิร์จ (b) กราฟคุณลักษณะของแรงดันและกระแส [21]



ภาพที่ 3.9 การป้อนค่าพารามิเตอร์ของกับดักเสิร์จ



ภาพที่ 3.10 การกำหนดค่าคุณสมบัติกระแส และแรงดันของกับดักเสิร์จ

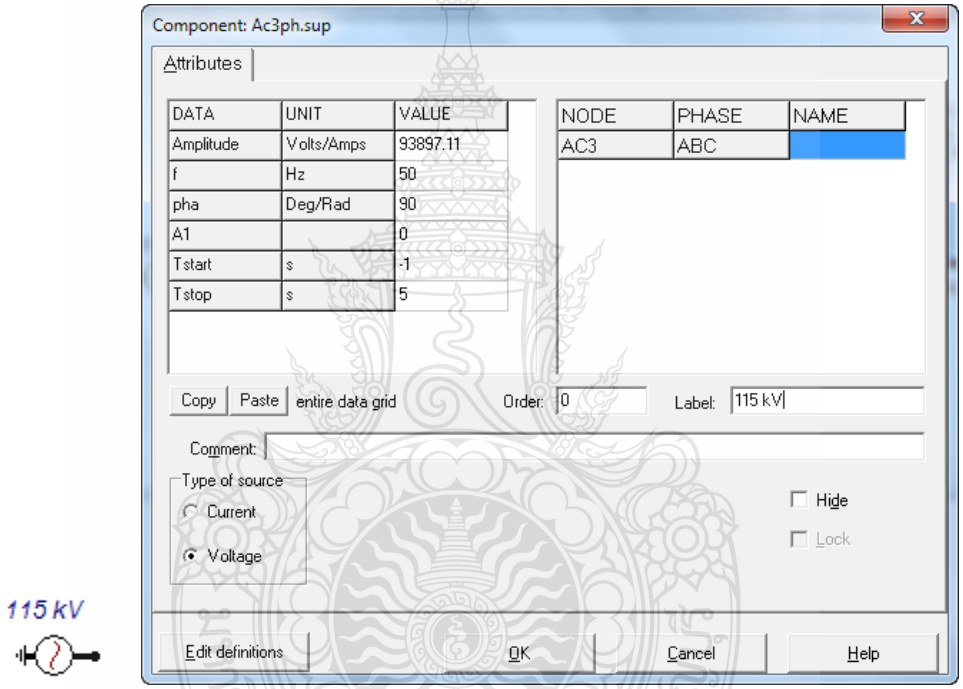
3.2.4 แบบจำลองแหล่งจ่ายระบบ

แรงดันในระบบสายส่งแรงสูงของ กฟภ. กำหนดค่าไวที่ 115 กิโลโวลต์ ดังนั้น งานวิจัยนี้ได้กำหนดการจำลองแหล่งจ่ายของระบบที่แรงดัน 115 กิโลโวลต์

แบบจำลองแหล่งจ่ายระบบ 115 กิโลโวลต์ สามารถจำลองในโปรแกรม ATP-EMTP ได้โดยใช้ Sources AC 3- ph ดังแสดงในภาพที่ 3.11

เป็นแหล่งจ่ายแรงดันแบบอุดมคติ ขนาด 115 กิโลโวลต์ 50 Hz โดยกำหนดให้

$$1 \text{ p.u.} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 115{,}000 = 93{,}897.11 \text{ โวลต์} \quad (3.1)$$

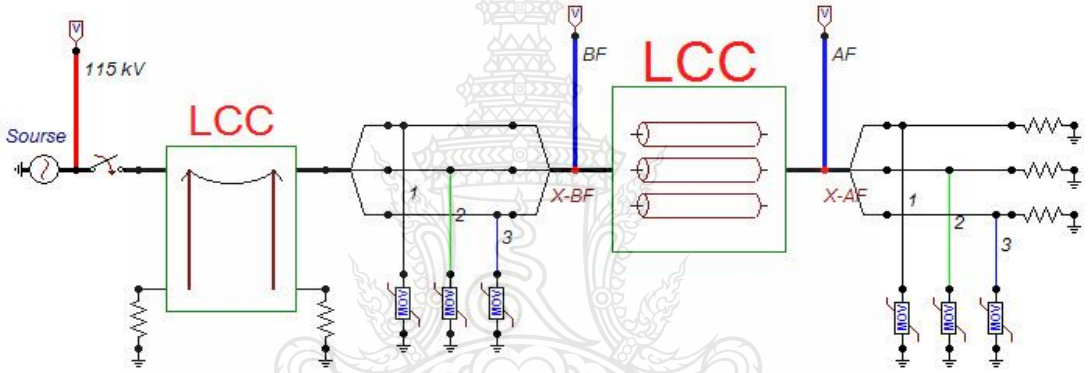


ภาพที่ 3.11 แบบจำลองแหล่งจ่ายระบบ 115 กิโลโวลต์

3.3 ตั้งสมมติฐานแนวทางการจำลองระบบ เพื่อศึกษาผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP

การศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะของเคเบิลใต้น้ำครั้งนี้ ได้ทำการศึกษาและจำลองระบบเฉพาะในส่วนของแรงดันไฟฟ้าโดยโปรแกรม ATP-EMTP ดังแสดงในภาพ 3.12 เพื่อศึกษาผลกระทบของแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับระบบ จะส่งให้ฉนวนไฟฟ้า (XLPE) ของเคเบิลใต้น้ำได้รับความเสียหายจากแรงดันเกินชั่วขณะหรือไม่ โดยระบบที่ทำการจำลองครั้งนี้เป็นระบบติดตั้งใช้งานอยู่จริง ที่ระบบแรงดันพิกัด 115 กิโลโวลต์ ลักษณะการต่อวงจรเป็นแบบเรเดียล

ไม่มีการแยกจ่ายไฟฟ้าไปที่อื่น และไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากจุดอื่นเข้ามาต่อเข้ากับระบบที่ทำการศึกษาวิจัย และสำหรับงานวิจัยนี้จะทำการวิเคราะห์ค่าแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นในขณะทำการปิดวงจร และขณะที่เกิดการลัดวงจรที่ด้านปลายทางของเคเบิลใต้น้ำในลักษณะเงื่อนไขแบบต่างๆ โดยสาเหตุที่เลือกดำเนินการลัดวงจรที่ปลายทางของเคเบิลใต้น้ำเนื่องจากระบบไฟฟ้าที่ทำการจำลองเป็นรูปแบบเรเดียล ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางบริเวณสถานีไฟฟ้าแหลมงอบเป็นตัวควบคุมหลักในการเปิด/ปิดวงจรไฟฟ้า จากสาเหตุดังกล่าวจึงเลือกที่จะทำการลัดวงจรไฟฟ้าที่ด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำที่อยู่บริเวณฝั่งเกาะช้าง ซึ่งมีระยะทางอยู่ห่างไกลจากจุดที่เปิด/ปิดวงจรมากที่สุด เพื่อศึกษาดูผลกระทบในช่วงเวลาที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำการเปิด/ปิดวงจร ในแต่ละครั้งของแต่ละเหตุการณ์ที่ทำการจำลองระบบไฟฟ้า



ภาพที่ 3.12 วงจรไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองของโปรแกรม EMTP/ATP

3.3.1 การจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า (SW)

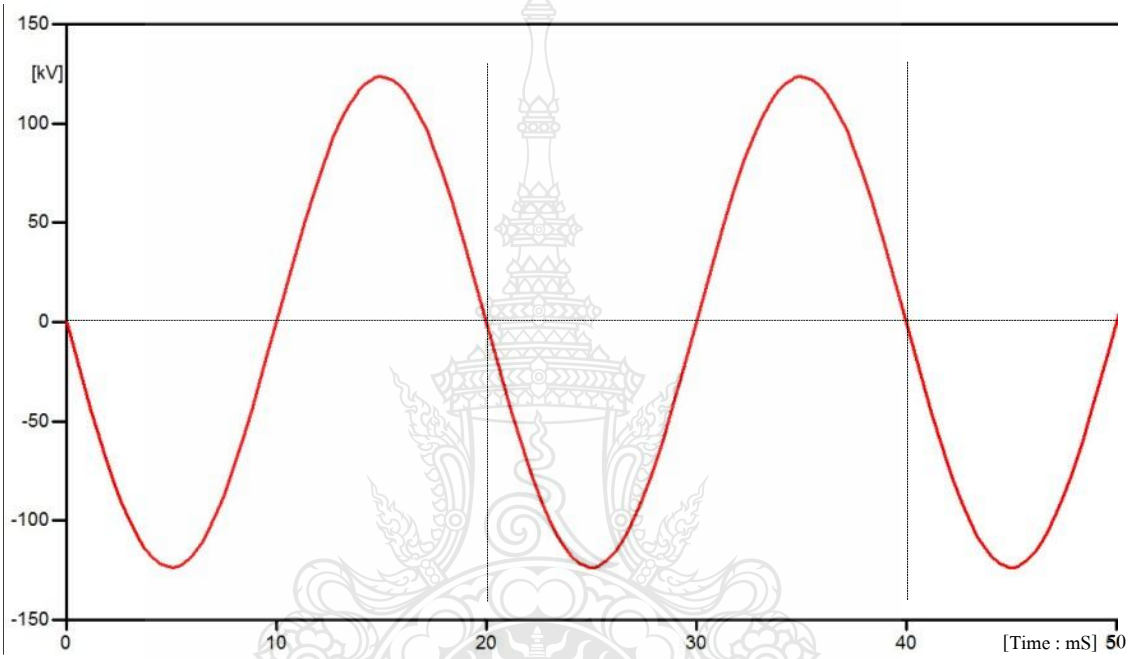
เป็นการศึกษาการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะของเคเบิลใต้น้ำ ในเงื่อนไขของการปิดวงจรไฟฟ้า การจำลองระบบกรณีนี้จะทำการศึกษาและวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นที่ต้นทางของเคเบิลใต้น้ำ บริเวณอนุสรณ์สถานยุทธนาวีเกาะช้าง (แหลมงอบ ฝั่งแผ่นดินใหญ่) และที่ปลายทางของเคเบิลใต้น้ำฝั่งเกาะช้าง ซึ่งจะทำการปิดวงจรในแต่ละช่วงเวลาของรูปคลื่นไซน์ เมื่อ 1 คาบเวลา เท่ากับ 0.020 วินาที (ที่ความถี่ 50 เฮิรตซ์) ตามสมการที่ 3.2

$$f = \frac{1}{T} \quad Hz \tag{3.2}$$

เมื่อ f คือ ค่าความถี่ไฟฟ้า (เฮิรตซ์)

T คือ ค่าคาบเวลา (วินาที)

เนื่องจากรูปคลื่นไซน์ 1 คาบเวลามีด้วยกัน 2 รูปคลื่น คือรูปคลื่นด้านบวก และรูปคลื่นด้านลบที่มีลักษณะสมมาตรกัน ซึ่งก็คือมีค่าระดับแรงดันเท่ากัน แต่มีลักษณะมุมเฟสตรงกันข้ามกัน ด้วยคุณลักษณะดังกล่าวจึงทำให้ในการจำลองระบบครั้งนี้ จะดำเนินการทดลองปิดวงจรเฉพาะช่วงเวลา 0.000 ถึง 0.010 วินาที ซึ่งก็คือรูปคลื่นด้านบวก โดยจะทำการเลื่อนตำแหน่งของการปิดวงจรในทุกๆ 0.001 วินาที รวมช่วงเวลาการปิดวงจรในการจำลองระบบครั้งนี้ทั้งหมด 11 ครั้ง



ภาพที่ 3.13 คลื่นไซน์

3.3.2 การจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการเกิดการลัดวงจรไฟฟ้า (SC)

เป็นการศึกษาการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะของเคเบิลใต้น้ำ ในเงื่อนไขของการเกิดการลัดวงจรในแบบต่างๆ และการจำลองระบบครั้งนี้ได้กำหนดให้เกิดการลัดวงจรที่ปลายของเคเบิลใต้น้ำบริเวณฝั่งเกาะช้าง โดยสาเหตุที่เลือกให้เกิดการลัดวงจรที่จุดดังกล่าวเพราะว่า เป็นจุดที่อยู่ห่างไกลจากเซอร์กิตเบรกเกอร์มากที่สุด ซึ่งถ้าหากเกิดการลัดวงจรที่จุดดังกล่าวแล้วสภาวะของการลัดวงจรจะคงค้างอยู่ในระบบนานที่สุด เมื่อเทียบกับจุดอื่นๆในวงจร สำหรับเงื่อนไขของการลัดวงจรของงานวิจัยนี้ได้กำหนดไว้ 6 เงื่อนไขดังนี้

1) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF)

2) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF)

3) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF)

4) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF)

5) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF)

6) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF)

3.4 ตั้งสมมติฐานแนวทางการคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุด

เนื่องจากเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ได้มีการเริ่มติดตั้งเคเบิลใต้น้ำตั้งแต่บนฝั่งแผ่นดินใหญ่ แล้วลากลงสู่ทะเลไปขึ้นฝั่งที่เกาะช้าง ซึ่งจากงานติดตั้งดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าเคเบิลใต้น้ำจะต้องถูกติดตั้งไว้ในพื้นที่ 2 ส่วนด้วยกัน คือ 1) วางลงในดินบนฝั่งแผ่นดินใหญ่และบนเกาะช้างความลึกประมาณ 1.00 เมตร และ 2) วางลงในดินใต้ทะเลความลึกประมาณ 1.50 เมตร จากสาเหตุทั้ง 2 กรณี อาจจะมีความเป็นไปได้ที่จะส่งผลต่อค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดของเคเบิลใต้น้ำ ดังนั้น ในหัวข้อนี้ผู้วิจัยจึงเลือกที่จะดำเนินการคำนวณหาค่าของการนำไฟฟ้าสูงสุด ตามสภาวะแวดล้อมการติดตั้งเคเบิลใต้น้ำจริง เพื่อเป็นการพิสูจน์ว่า สภาวะแวดล้อมที่ติดตั้งสามารถส่งผลกระทบต่อการใช้งานได้หรือไม่ ซึ่งการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดครั้งนี้จะดำเนินการภายใต้มาตรฐานของ IEC ดังสมการที่ 3.3 และได้สรุปค่าพารามิเตอร์ที่มีความจำเป็นต่อการนำไปใช้คำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดดังแสดงในตารางที่ 3.5 และตารางที่ 3.6

$$I = \left[\frac{(\theta_c - \theta_a) - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3+T_4)}\right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.3)$$

ตารางที่ 3.5 สรุปค่าพารามิเตอร์ทางด้านกายภาพ

พารามิเตอร์		ค่า
Conductor	Copper conductor of 37 wires	16.1 mm
insulation	Nominal thickness Diameter over insulation	16.0 mm 52.1 mm
Lead sheath	Nominal thickness	2.1 mm
Inner sheath	Nominal thickness	2.0 mm
Armour	Galvanized steel 74 wires	Round 5.6 mm
Diameter	Approx.	167 mm
Weight	Approx.	48 kg/m

ตารางที่ 3.6 สรุปค่าพารามิเตอร์ทางด้านไฟฟ้า

พารามิเตอร์		ค่า
Conductor temperature	Maximum permissible conductor	90°C
Ambient conditions	Maximum ambient temperature in soil at burial depth Maximum ambient temperature in seabed at burial depth Maximum burial depth Thermal resistivity of soil Thermal resistivity of seabed Load factor	40°C 25°C 1.5 m. 1.2 K.m/W 1.0 K.m/W 100 %
Frequency	Thailand country	50 Hz
Short circuit current	Permissible thermal short circuit current : - in the conductor for 1 second - in the lead sheaths for 0.3 second	 26 kA 3×18 kA

ตารางที่ 3.6 สรุปค่าพารามิเตอร์ทางด้านไฟฟ้า (ต่อ)

พารามิเตอร์		ค่า
Rated voltage	Rated RMS system voltage (U) Rated RMS voltage between conductor and screen (U_o)	115 kV 64 kV
Highest voltage	Highest continuous RMS system voltage (U_m)	123 kV
Basic insulation level	Lightning impulse withstand voltage	550 kV
Electrical stress	Maximum electrical stress in insulation at rated voltage U_o	6.7 kV/mm
Conductor resistance	Maximum DC resistance at 20°C AC resistance at 90°C	0.0991 Ω/km 0.127 Ω/km
Cable impedance	Cable impedance at 325 A	0.14+j0.15 Ω/km.
Capacitance	Capacitance between conductor and screen	0.15 μF/km
Charging current	Charging current at 115 kV	3.0 A/km
Loss angle	Maximum value at Ambient temperature and rated voltage	0.001
Losses	Losses at 115 kV and 325 A : - conductor losses - dielectric losses - sheath losses - armour loss - Total losses per cable	 3×12.5 W/m 3×0.2 W/m 3×0.7 W/m 3×5.5 W/m 3×45.7 W/m
Voltage drop	At 325 A, 115 kV, cos φ = 0.90 and 9.3 km	0.9 %

3.5 สรุปผลวิธีการดำเนินการวิจัย

แบบจำลองแทนอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สามารถดำเนินการได้โดยค่าพารามิเตอร์ในข้อ 3.3 ดังแสดงในตารางที่ 3.7 มาใส่ในโปรแกรม ATP-EMTP และยึดแนวทางในข้อดังกล่าวในการจำลองระบบ

ตารางที่ 3.7 สรุปค่าพารามิเตอร์อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์

Equipment	EMTP Model	Parameters
Line overhead	LCC (J Marti)	AAC 400 mm^2 for phase conductor R of phase conductor = 0.098181ohm/km Strand steel 35 mm^2 for OHGW R of OHGW = 9.441798 ohm/km Span 40 m
Sub marine cable	LCC (J Marti)	185 mm^2 for phase conductor R of phase conductor = 1.7241×10^{-8} ohm/m Sheath = 21.4×10^{-8} ohm/m
Lightning Arrester	MOV	10 kA 96 kV
115 kV Source	AC3PH	93,897.11 kV 50 Hz

สำหรับการคำนวณหาค่าความนำไฟฟ้าสูงสุดนั้น ให้ดำเนินการคำนวณภายใต้วิธีการคำนวณของมาตรฐาน IEC ซึ่งในข้อ 3.4 ได้รวบรวมในส่วนของค่าพารามิเตอร์ที่มีความจำเป็นที่ต้องนำมาใช้ในการคำนวณไว้ด้วยแล้ว

บทที่ 4
ผลการศึกษา วิเคราะห์ การจำลองระบบ
ด้วยโปรแกรม ATP-EMTP และการหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด

การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาผลกระทบของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำ ของงานก่อสร้างสายส่งระบบ 115 กิโลโวลต์ จากอำเภอแหลมงอบ ไปยังอำเภอเกาะช้าง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผลการวิจัยจะมุ่งเน้นศึกษาในเรื่องของแรงดันเกินชั่วขณะรูปแบบหน้าคลื่นช้า จากกรณีของการสับสวิตช์ในแต่ละเงื่อนไขของการจำลองระบบ โดยผลที่ได้จากการจำลองระบบครั้งนี้ เป็นการดำเนินการภายใต้รูปแบบของการจำลองระบบของ IEC 60071-1[5], IEC 60071-2[6] และ IEC 60071-4[7] เพราะฉะนั้นค่าที่ได้จากการจำลองระบบไฟฟ้าครั้งนี้ จึงต้องนำมาวิเคราะห์ค่าภายใต้เงื่อนไขของ IEC และนำไปเปรียบเทียบกับข้อกำหนดมาตรฐาน IEC และสำหรับการดำเนินการหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะดำเนินการหาค่าดังกล่าวทั้งในส่วนที่ติดตั้งในแผ่นดินและที่ติดตั้งในทะเลแล้วนำค่ามาเปรียบเทียบกัน เพื่อดูความแตกต่างที่เกิดขึ้น โดยผลการดำเนินการตามสมมุติฐานข้างต้นนำเสนอได้ดังนี้

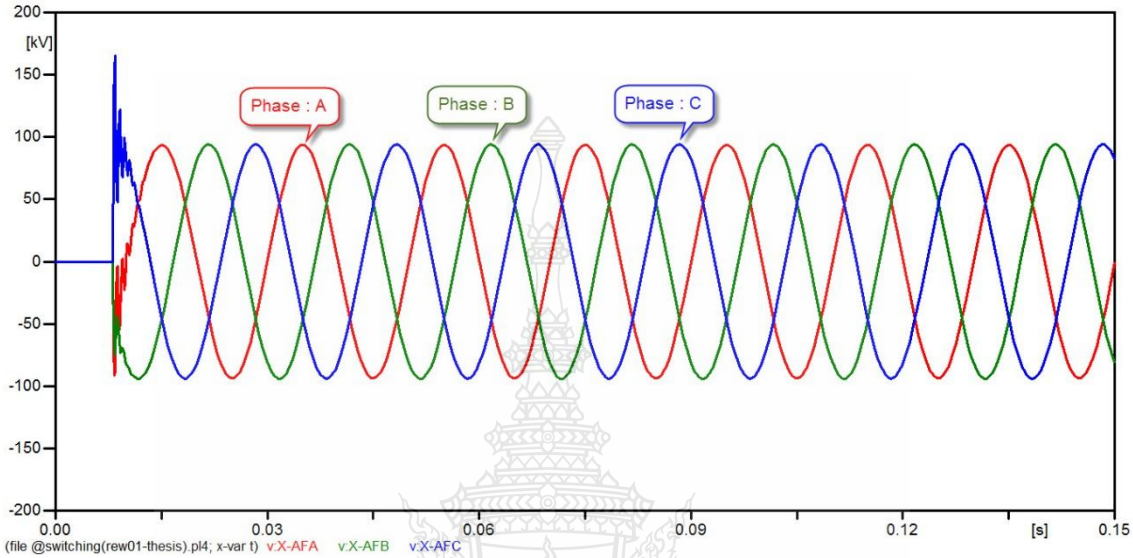
4.1 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า (SW)

เป็นการจำลองระบบด้วยวิธีดำเนินการปิดวงจรในทุกๆช่วงเวลา 0.001 วินาที โดยเริ่มจากเวลาที่ 0.000 วินาที ไปสิ้นสุดเวลาที่ 0.010 วินาที รวมทั้งหมด 11 ครั้ง เพื่อดูค่าการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ ที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำที่ต้นทาง(ฝั่งแผ่นดินใหญ่) และที่ปลายทาง(ฝั่งเกาะช้าง) แล้วบันทึกค่าแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดของแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า

เวลา (วินาที)	**0.000**	**0.001**	**0.002**	**0.003**	**0.004**	**0.005**	**0.006**	**0.007**	**0.008**	**0.009**	**0.010**
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	137,420	151,960	151,630	136,430	150,900	156,370	146,370	147,070	156,380	150,380	137,420
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	145,870	161,040	160,440	144,340	160,140	165,230	154,320	155,650	**165,300**	158,770	145,870

จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า(sw) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที จะมีค่าของแรงดันเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 165,300 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส C ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีปิดวงจรตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ (ฝั่งเกาะช้าง)

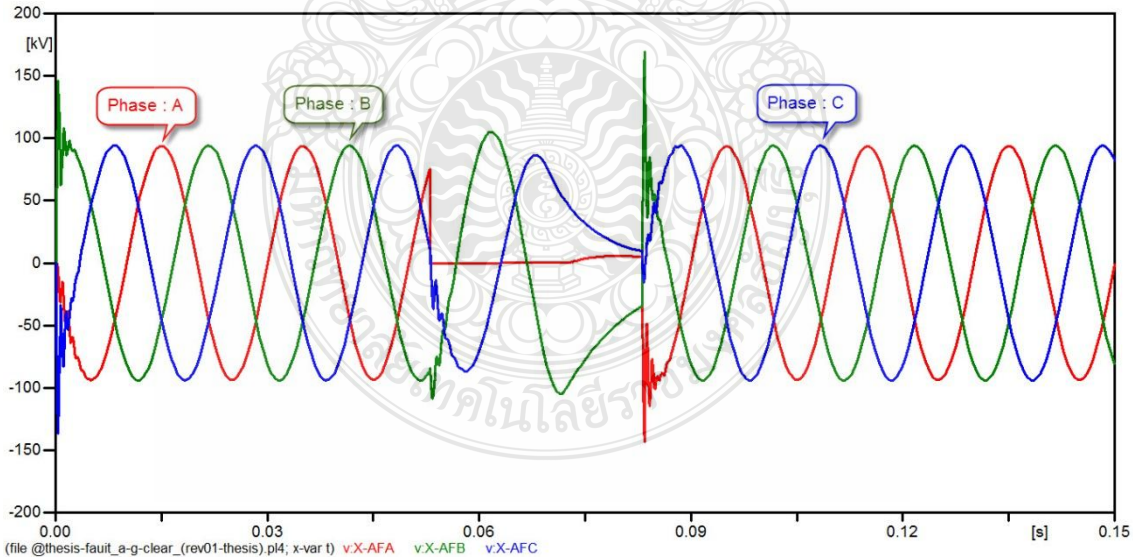
4.2 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF)

เป็นการจำลองระบบในกรณีเกิดการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ(SLGF-CF) ซึ่งหัวข้อนี้ได้ดำเนินการลัดวงจรไฟฟ้าที่เฟส A ลงกราวด์ และหลังจากที่เฟส A ลงกราวด์ไปแล้วเป็นเวลา 0.001 วินาที เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทาง(สถานีไฟฟ้าแหลมงอบ) จะทำการเปิดวงจรออก โดยที่ฟลอต์จะถูกกำจัดออกจากระบบเมื่อเวลาผ่านไป 0.002 วินาที นับจากเกิดฟลอต์ จากนั้นเซอร์กิตเบรกเกอร์จะดำเนินการปิดวงจรซ้ำอีกครั้ง หลังจากเวลาผ่านไปได้ 0.002 วินาที นับจากการเปิดวงจรครั้งแรก จากเหตุการณ์ทั้งหมดผู้วิจัยได้ดำเนินการซ้ำไปเรื่อยๆ โดยเปลี่ยนช่วงของเวลาที่เกิดการปิดวงจรขึ้นไปทุกๆ 0.001 วินาที เพื่อดูค่าการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นดำเนินการบันทึกผลที่เกิดขึ้นในทุกๆช่วงเวลาที่ทำการทดลอง ค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดในแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF)

เวลา (วินาที)	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	128,220	145,390	141,910	157,680	154,620	157,610	147,810	143,780	153,570	147,980	128,220
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	135,500	149,630	148,200	**169,060**	163,490	166,060	155,070	152,460	162,610	156,500	135,500

จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบ ได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที จะมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 169,060 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส B ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF) ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ (ฝั่งเกาะช้าง)

4.3 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF)

เป็นการจำลองระบบในกรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ(SLGF-UCF) จะใช้วิธีการดำเนินการตามข้อ 4.2 แต่มีความแตกต่างกันในส่วนของการปิดวงจรกลับซ้ำอีกครั้ง โดยการทดลองครั้งนี้จะปิดกลับซ้ำโดยที่ไม่มีการกำจัดฟอลต์ออกจากระบบ ซึ่งค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดในแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF)

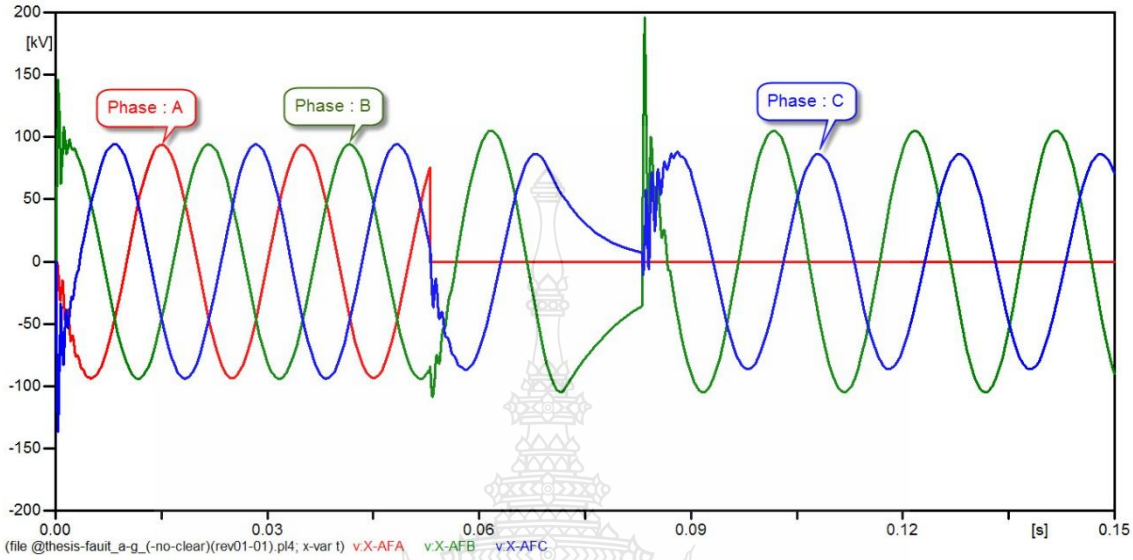
เวลา (วินาที)	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	128,550	150,150	156,710	183,590	158,460	120,910	151,610	167,600	168,070	155,730	128,550
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	135,710	159,370	166,860	**196,130**	167,630	127,660	155,520	176,030	179,730	165,560	135,710

จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที จะมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 196,130 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส B ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.3

4.4 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF)

เป็นการจำลองระบบในกรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF) จะใช้วิธีการดำเนินการตามข้อ 4.2 แต่มีความแตกต่างกันในส่วนของการเกิดการลัดวงจรจากการลัดวงจร

แบบ 1 เฟส ที่เฟส A เป็น 2 เฟส ที่เฟส A และเฟส B ซึ่งค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดในแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.4

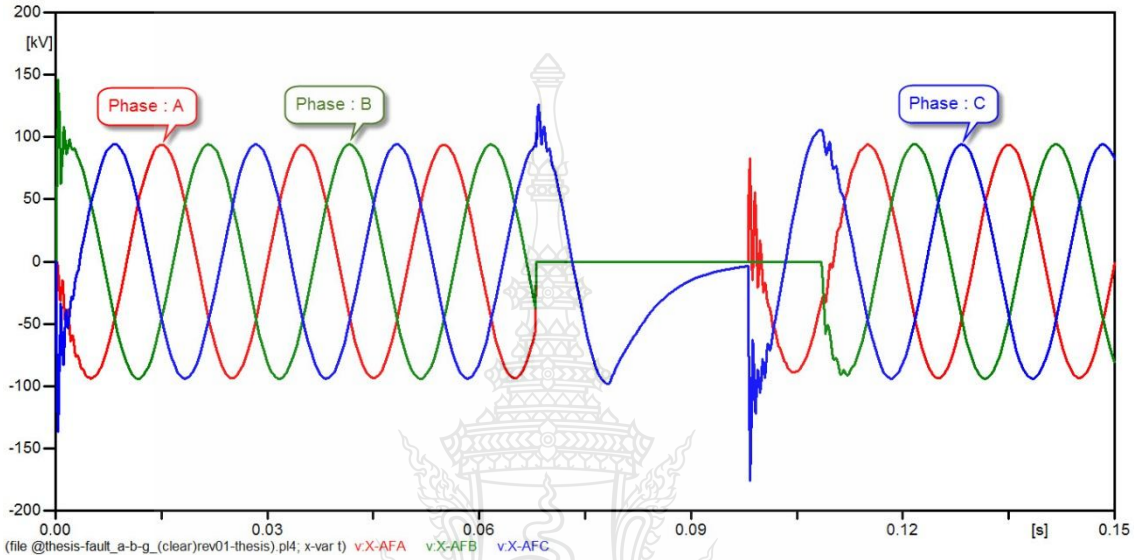


ภาพที่ 4.3 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ (ฝั่งเกาะช้าง)

ตารางที่ 4.4 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF)

เวลา (วินาที)	**0.000**	**0.001**	**0.002**	**0.003**	**0.004**	**0.005**	**0.006**	**0.007**	**0.008**	**0.009**	**0.010**
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	137,410	151,880	152,230	137,230	150,630	155,960	145,940	147,630	165,090	147,690	137,410
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	145,980	161,050	160,460	144,510	159,700	165,000	154,090	156,590	**176,170**	155,480	145,980

จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบ ได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที จะมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 176,170 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส C ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF) ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง)

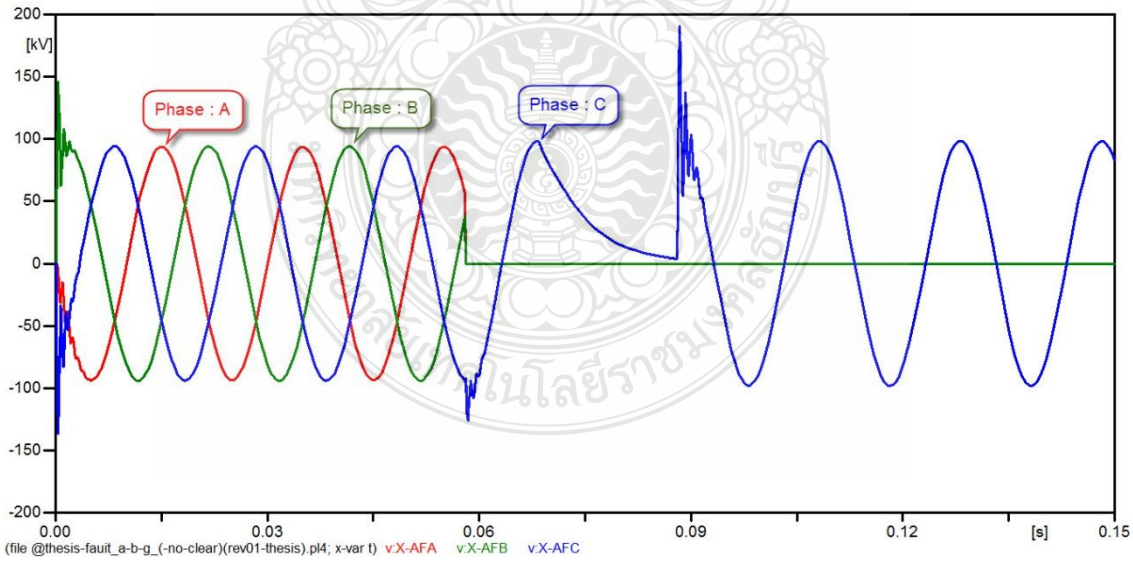
4.5 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF)

เป็นการจำลองระบบในกรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF) ซึ่งจะใช้วิธีการดำเนินการตามข้อ 4.3 แต่มีความแตกต่างกันในส่วนของการเกิดการลัดวงจรจากการลัดวงจรแบบ 1 เฟส ที่เฟส A เป็น 2 เฟส ที่เฟส A และเฟส B ซึ่งค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดในแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF)

เวลา (วินาที)	**0.000**	**0.001**	**0.002**	**0.003**	**0.004**	**0.005**	**0.006**	**0.007**	**0.008**	**0.009**	**0.010**
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	149,990	112,440	94,640	87,404	92,678	101,740	138,520	166,590	177,980	172,060	149,990
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	161,450	121,200	78,812	26,622	46,553	100,150	146,200	177,400	**190,780**	184,930	161,450

จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟส ลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที จะมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 190,780 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส C ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.5



ภาพที่ 4.5 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.008 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง)

4.6 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF)

เป็นการจำลองระบบในกรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) จะใช้วิธีการดำเนินการตามข้อ 4.2 แต่มีความแตกต่างกันในส่วนของการเกิดการลัดวงจรจากการลัดวงจรแบบ 1 เฟส ที่เฟส A เป็นทั้ง 3 เฟส ซึ่งค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดในแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF)

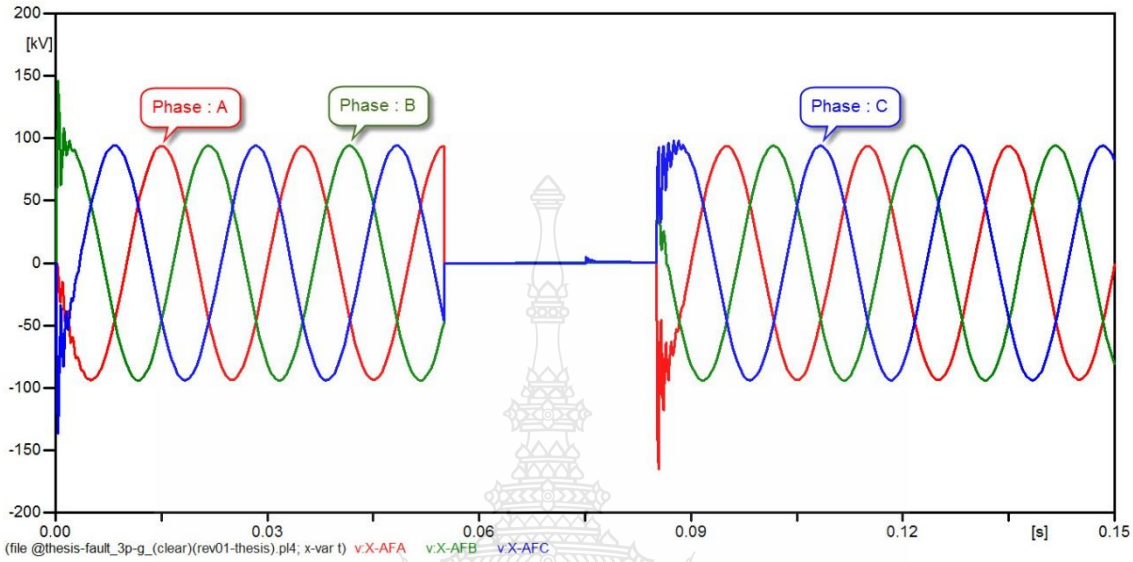
เวลา (วินาที)	**0.000**	**0.001**	**0.002**	**0.003**	**0.004**	**0.005**	**0.006**	**0.007**	**0.008**	**0.009**	**0.010**
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	137,540	151,990	151,430	136,540	151,210	156,600	146,340	147,120	156,420	150,230	137,540
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	146,010	161,070	160,150	144,250	160,100	**165,530**	154,240	155,710	165,350	158,560	146,010

จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟส ลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.005 วินาที จะมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 165,530 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส A ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.6

4.7 ผลการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF)

เป็นการจำลองระบบในกรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF) ซึ่งจะใช้วิธีการดำเนินการตามข้อ 4.3 แต่มีความแตกต่างกันในส่วนของการเกิดการลัดวงจรจากการลัดวงจร

แบบ 1 เฟส ที่เฟส A เป็นทั้ง 3 เฟส ซึ่งค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่สูงสุดในแต่ละช่วงเวลาสรุปได้ดังตารางที่ 4.7



ภาพที่ 4.6 แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF) ที่เวลา 0.005 วินาที

ตารางที่ 4.7 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF)

เวลา (วินาที)	**0.000**	**0.001**	**0.002**	**0.003**	**0.004**	**0.005**	**0.006**	**0.007**	**0.008**	**0.009**	**0.010**
แรงดันต้นทาง (โวลต์)	84,812	94,453	95,805	87,779	93,647	**98,778**	94,239	91,273	98,709	96,483	84,812
แรงดันปลายทาง (โวลต์)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

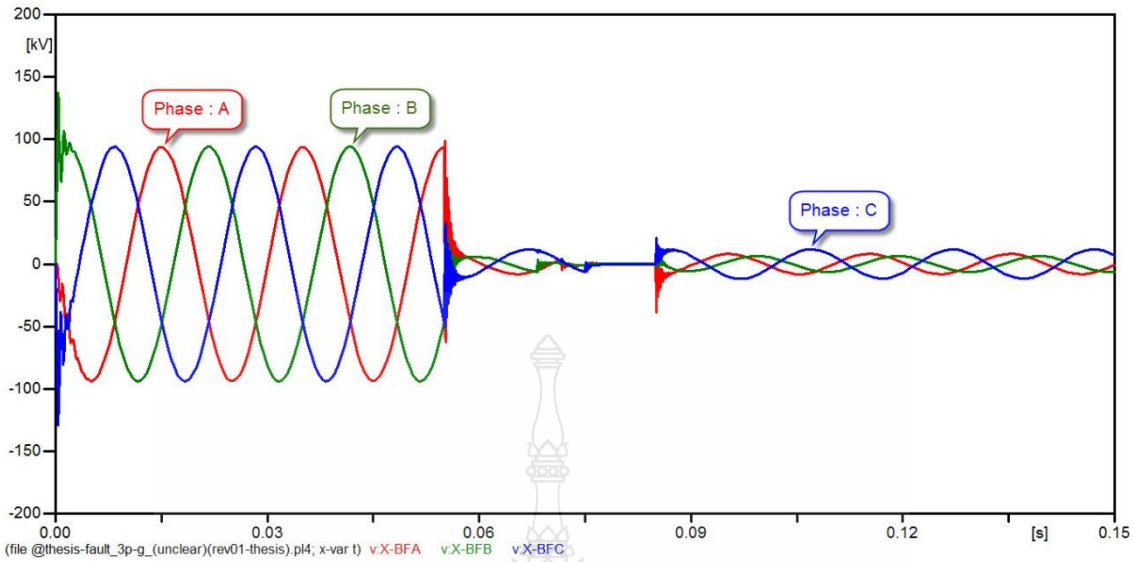
จากการจำลองระบบแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF) พบว่าการปิดวงจรที่ตำแหน่งเวลา 0.005 วินาที จะมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 98,778 โวลต์ โดยค่าที่ได้เกิดขึ้นที่เฟส A ทางด้านปลายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 4.7

4.8 การวิเคราะห์ผลการจำลองระบบไฟฟ้า

จากผลการจำลองระบบไฟฟ้าตามข้อ 4.1 - 4.7 พบว่าการจำลองระบบไฟฟ้าตามข้อ 4.3 กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) ณ เวลาที่ปิดวงจร 0.003 วินาที ปรากฏว่ามีค่าของแรงดันเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 196,130 โวลต์ ซึ่งจากค่าดังกล่าวนำมาวิเคราะห์ตามรูปแบบของ IEC 60071-2[6] และใช้ข้อกำหนดของ IEC 60071-1[5] มาเป็นเกณฑ์ตัดสินว่าเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้สามารถทนต่อแรงดันเกินชั่วขณะได้หรือไม่ การวิเคราะห์ผลการจำลองระบบไฟฟ้าแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 4.8 สรุปผลแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุด จากการจำลองระบบของทั้ง 7 กรณี

เวลา		0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010
แรงดันต้นทาง / แรงดันปลายทาง	SW	137,420	151,960	151,630	136,430	150,900	156,370	146,370	147,070	156,380	150,380	137,420
		145,870	161,040	160,440	144,340	160,140	165,230	154,320	155,650	165,300	158,770	145,870
	SLGF-CF	128,220	145,390	141,910	157,680	154,620	157,610	147,810	143,780	153,570	147,980	128,220
		135,500	149,630	148,200	169,060	163,490	166,060	155,070	152,460	162,610	156,500	135,500
	SLGF-UCF	128,550	150,150	156,710	183,590	158,460	120,910	151,610	167,600	168,070	155,730	128,550
		135,710	159,370	166,860	**196,130**	167,630	127,660	155,520	176,030	179,730	165,560	135,710
	DLGF-CF	137,410	151,880	152,230	137,230	150,630	155,960	145,940	147,630	165,090	147,690	137,410
		145,980	161,050	160,460	144,510	159,700	165,000	154,090	156,590	176,170	155,480	145,980
	DLGF-UCF	149,990	112,440	94,640	87,404	92,678	101,740	138,520	166,590	177,980	172,060	149,990
		161,450	121,200	78,812	26,622	46,553	100,150	146,200	177,400	190,780	184,930	161,450
	TLGF-CF	137,540	151,990	151,430	136,540	151,210	156,600	146,340	147,120	156,420	150,230	137,540
		146,010	161,070	160,150	144,250	160,100	165,530	154,240	155,710	165,350	158,560	146,010
	TLGF-UCF	84,812	94,453	95,805	87,779	93,647	98,778	94,239	91,273	98,709	96,483	84,812
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



ภาพที่ 4.7 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.005 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง)

4.8.1 การคำนวณหาค่า Value of the phase-to-earth overvoltage having a 2 % probability of being (U_{e2})

การหาค่า U_{e2} ตามข้อกำหนดของ IEC 60071-2[6] กำหนดให้นำค่าที่ได้จากการจำลองระบบ มาหักลดในส่วนของความเป็นไปได้ของโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์นั้นๆ แสดงได้ดังสมการที่ 4.1

$$U_{e2} = 0.98 \times U_e \tag{4.1}$$

เมื่อ U_{e2} คือ value of the phase-to-earth overvoltage having a 2% probability of being (Voltage)

U_e คือ amplitude of a phase-to-earth overvoltage (Voltage)

$$U_{e2} = 0.98 \times 196{,}130$$

$$= 192{,}207$$

4.8.2 การคำนวณหาค่า Co-ordination withstand voltage of equipment (U_{cw})

การหาค่า U_{cw} ได้จากการนำค่า U_{e2} คูณกับ Deterministic co-ordination factor (K_{cd}) ซึ่งเป็นแฟคเตอร์ที่ได้จากรูปที่ 6 ของ IEC 60071-2[6] โดยงานวิจัยนี้เลือกที่จะใช้ค่าสูงสุดของข้อกำหนดเพื่อศึกษาผลกระทบสูงสุดที่จะเกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำแสดงได้ดังสมการที่ 4.2

$$U_{cw} = U_{e2} \times K_{cd} \quad (4.2)$$

เมื่อ U_{cw} คือ co-ordination withstand voltage of equipment

U_{e2} คือ value of the phase-to-earth overvoltage having a 2 % probability of being (Voltage)

K_{cd} คือ deterministic co-ordination factor

$$U_{cw} = 192{,}207 \times 1.1$$
$$= 211{,}428.14$$

4.8.3 การคำนวณหาค่า required withstand voltage (U_{rw})

การหาค่า U_{rw} ได้จากการนำค่า U_{cw} คูณกับ Safety factor (K_s) เป็นแฟคเตอร์ความปลอดภัย โดยงานวิจัยนี้เคเบิลใต้น้ำเป็นฉนวนชนิดแข็งอยู่ภายในซึ่งตาม IEC 60071-2[6] clase 4.3.4 ระบุให้ใช้แฟคเตอร์ที่ค่า 1.15 แสดงได้ดังสมการที่ 4.3

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_s \quad (4.3)$$

เมื่อ U_{rw} คือ required withstand voltage (Voltage)

U_{cw} คือ co-ordination withstand voltage of equipment (Voltage)

K_s คือ safety factor

$$U_{rw} = 211{,}428.14 \times 1.15$$
$$= 243{,}142.36$$

4.8.4 การคำนวณหาค่า Short-duration power-frequency withstand voltage (SDW)

การหาค่า SDW ได้จากการนำค่า U_{rw} คูณกับ Test conversion factor (K_1) โดยงานวิจัยนี้เคเบิลใต้เป็นฉนวนชนิดแข็ง ซึ่งตาม IEC 60071-2[6] table 2, Solid internal insulator ระบุให้ใช้แฟคเตอร์ที่ค่า 0.5 แสดงได้ดังสมการที่ 4.4

$$SDW = \sqrt{3} \times U_{rw} \times K_1 \quad (4.4)$$

เมื่อ SDW คือ short-duration power-frequency withstand voltage (Voltage)

U_{rw} คือ required withstand voltage (Voltage)

K_1 คือ test conversion factor

$$SDW = \sqrt{3} \times 243{,}142.36 \times 0.5$$
$$= 210{,}561.28$$

จากการหาค่า SDW ที่ได้นั้น เมื่อนำมาพิจารณาตามข้อกำหนด IEC 60071-1[5] Table 2 พิจารณาที่ค่าของระบบแรงดันไฟฟ้าสูงสุดของระบบ (U_m) = 123 กิโลโวลต์ กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะภายใต้รูปแบบหน้าคลื่นช้า จะต้องมีค่าไม่มากกว่า 230 กิโลโวลต์

ดังนั้น จึงสรุปได้ว่าแรงดันเกินชั่วขณะ ที่เกิดจากการจำลองระบบขึ้น ของเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ เมื่อนำมาแปลงค่าให้อยู่ในรูปของ SDW จะได้ค่า = 210,561.28 โวลต์ ซึ่งพบว่าค่าที่ได้มีค่าไม่เกินมาตรฐานที่กำหนด หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่า แรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับเคเบิลใต้น้ำจากการจำลองระบบไฟฟ้าครั้งนี้ ไม่สามารถทำความเสียหายกับเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ได้

4.9 การคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด (I)

การคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุดในงานวิจัยนี้ ได้ดำเนินการตามรูปแบบของ IEC 60287-1-1 [11] และ IEC 60287-2-1 [12] ภายใต้สภาพแวดล้อมที่ติดตั้งจริง โดยเคเบิลใต้น้ำในงานวิจัยนี้ ได้ถูกติดตั้งลงใน 2 ส่วนของพื้นที่ คือ 1) ติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบกและ 2) ติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเล ซึ่งค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่นำมาใช้คำนวณได้รวบรวมไว้ทั้งหมดแล้วตามข้อ 3.4 สรุปได้ตามตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 สรุปค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด

ตัวแปร	ติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบก	ติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเล
θ_c	90 °C	90 °C
θ_a	40 °C	25 °C
R	0.1272 Ω/km.	0.1272 Ω/km.
W_d	0.200 W/m	0.200 W/m
T_1	0.735 K.m/W	0.735 K.m/W
T_2	0.105 K.m/W	0.105 K.m/W
T_3	0.047 K.m/W	0.047 K.m/W
T_4	0.684 K.m/W	0.570 K.m/W
n	3	3
λ_1	0.046	0.046
λ_2	0.134	0.134

จากค่าพารามิเตอร์ที่สรุป นำมาคำนวณตามสมการที่ 4.5 รายละเอียดดังนี้

$$I = \left[\frac{(\theta_c - \theta_a) - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3+T_4)}\right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.5)$$

การคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด กรณีติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบกแสดงการคำนวณได้ดังนี้

$$I = \left[\frac{(90-40) - 0.2[0.5(0.735) + 3(0.105 + 0.047 + 0.684)]}{0.1272(0.735) + 3(0.1272)(1+0.046)(0.105) + 3(0.1272)(1+0.046+0.134)(0.047+0.684)}\right]^{\frac{1}{2}}$$

= 325 A

การคำนวณหาค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด กรณีติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเลแสดงการคำนวณได้ดังนี้

$$I = \left[\frac{(90-25) - 0.2[0.5(0.735) + 3(0.105 + 0.047 + 0.570)]}{0.1272(0.735) + 3(0.1272)(1+0.046)(0.105) + 3(0.1272)(1+0.046+0.134)(0.047+0.570)}\right]^{\frac{1}{2}}$$

= 395 A

จากการคำนวณพบว่าค่าการนำกระแสไฟฟ้าสูงสุด กรณีติดตั้งบริเวณใต้ทะเล มีค่า 395 แอมแปร์ มากกว่ากรณีติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลที่ให้ค่า 325 แอมแปร์ อยู่ 70 แอมแปร์

4.10 สรุปการวิจัย

จากวิธีการและเงื่อนไขการจำลองระบบเพื่อหาค่าแรงดันเกินชั่วขณะรูปแบบหน้าคลื่นช้า โดยใช้โปรแกรม EMTP/ATP ของงานวิจัยนี้ พบว่าที่เงื่อนไขการจำลองระบบไฟฟ้า กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) มีผลทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงสุดที่ค่า 196,130 โวลต์ ที่ตำแหน่งการสับสวิตช์ 0.003 วินาที โดยค่าที่ได้เมื่อนำมาแปลงให้อยู่ในรูปของ SDW จะมีค่า 210,561.28 โวลต์ เมื่อเทียบกับข้อกำหนดมาตรฐาน IEC 60071-1[5] ที่ระบุค่าสูงสุดที่ระดับแรงดันใช้งานสูงสุดที่ 123,000 โวลต์ ไว้ไม่เกิน 230,000 โวลต์ ปรากฏว่าค่าที่ได้จากการจำลองระบบนั้น มีค่าน้อยกว่าค่ามาตรฐานที่กำหนด แสดงให้เห็นว่าแรงดันเกินชั่วที่ค่าสูงสุด ไม่สามารถสร้างความเสียหายกับฉนวนของเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ได้

และสำหรับการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดจากทั้ง 2 กรณี คือ 1) ติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบกและ 2) ติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเล พบว่าในกรณีที่ 2 จะให้ค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดมากที่สุดที่ค่า 395 แอมแปร์

บทที่ 5
สรุปผลการวิจัย

สำหรับงานวิจัยนี้ได้ดำเนินการวิจัยเกี่ยวกับเคเบิลใต้น้ำจากกรณีการติดตั้งใช้งานจริง ซึ่งงานวิจัยนี้ได้ใช้กรณีศึกษางานก่อสร้างสายส่งระบบ 115 กิโลโวลต์ จากแหลมงอบไปยังเกาะช้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 2 ส่วน คือ 1) การจำลองระบบเพื่อศึกษาและวิเคราะห์ ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะจากกรณีการสับสวิตช์ และ 2) การวิเคราะห์และคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด มีรายละเอียดดังนี้

5.1 สรุปผลการดำเนินการจำลองระบบการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ และวิเคราะห์ผล

จากการศึกษา จำลองระบบ และวิเคราะห์ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ ด้วยโปรแกรม ATP-EMTP โดยใช้พารามิเตอร์จริงจากงานก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะช้าง แล้วพบว่า

5.1.1 รวบรวมข้อมูลทั้งหมด และนำข้อมูลที่ได้มาจัดทำแบบจำลองระบบขึ้น โดยใช้โปรแกรม ATP-EMTP ดำเนินการภายใต้รูปแบบมาตรฐาน IEC โดยตั้งสมมุติฐานของสาเหตุการณ์เกิดแรงดันเกินชั่วขณะไว้ 7 กรณี คือ

1) การปิดวงจรไฟฟ้า (SW)

2) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF)

3) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF)

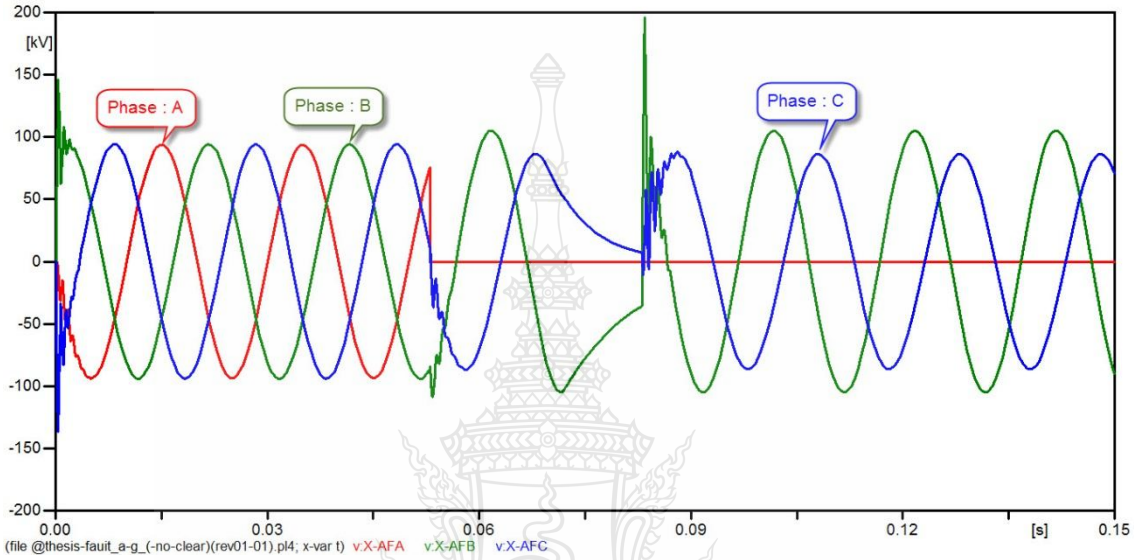
4) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF)

5) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF)

6) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF)

7) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF)

5.1.2 ดำเนินการจำลองระบบเพื่อหาค่าแรงดันเกินชั่วขณะ แล้วพบว่ากรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) จะให้ค่าแรงดันเกินชั่วขณะที่มากที่สุดที่ค่า 196,130 โวลต์ ณ ตำแหน่งเวลาที่ปิดวงจร 0.003 วินาที ที่ปลายเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง) ดังแสดงในภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 ผลของการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ กรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF) ตำแหน่งเวลา 0.003 วินาที ณ ตำแหน่งปลายสายของเคเบิลใต้น้ำ(ฝั่งเกาะช้าง)

5.1.3 นำค่าของแรงดันเกินชั่วขณะสูงที่สุดที่ค่า 196,130 โวลต์ มาคำนวณและวิเคราะห์ตามรูปแบบมาตรฐานของ IEC 60071-2[6] และใช้ข้อกำหนดของ IEC 60071-1[5] มาเป็นเกณฑ์ในการพิจารณา เพื่อตัดสินว่าเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้สามารถทนต่อแรงดันเกินชั่วขณะได้หรือไม่ จากการวิเคราะห์พบว่า เมื่อนำมาแปลงค่าให้อยู่ในรูปของ SDW จะมีค่า = 210,561.28 โวลต์ เมื่อนำมาพิจารณาที่ค่าของระบบแรงดันไฟฟ้าสูงสุดของระบบ (Um) = 123 กิโลโวลต์ ตามข้อกำหนด IEC 60071-1[5] Table 2 ได้กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะภายใต้รูปแบบหน้าคลื่นช้า ว่าจะต้องมีค่าไม่มากกว่า 230 กิโลโวลต์ ดังนั้น ค่าของแรงดันเกินชั่วขณะที่มากที่สุดที่ทำการจำลองระบบมานั้น ไม่สามารถทำความเสียหายให้กับเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ได้

5.2 สรุปผลการวิเคราะห์ และคำนวณค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด

จากการวิเคราะห์และการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุด พบว่ากรณีติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบกจะให้ค่า 325 A และกรณีติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเลจะให้ค่า 395 A ซึ่งกรณีติดตั้งบริเวณใต้ทะเลหรือในทะเลจะมีค่ามากกว่าถึง 70 A จากผลลัพธ์ดังกล่าวทำให้สามารถวิเคราะห์ได้ว่า บริเวณชายฝั่งหรือบนบกนั้น มีการระบายความร้อนของเคเบิลใต้น้ำที่ด้อยกว่าในทะเล ซึ่งผลดังกล่าวจะเป็นตัวกำหนดขั้นต้นให้ผู้ใช้งานไม่ควรจ่ายพลังงานเกินกว่า 325 A นั้นเอง

5.3 ข้อเสนอแนะ

5.3.1 สำหรับการจ่ายพลังงานนั้น ค่ากระแสที่จ่ายผ่านเคเบิลใต้น้ำเส้นนี้ ไม่ควรเกินร้อยละ 80 ของความสามารถการจ่ายพลังงานสูงสุดของกรณีติดตั้งบริเวณชายฝั่งทะเลหรือบนบก เพื่อเป็นการยืดอายุการใช้งานของสายเคเบิลใต้น้ำ แล้วยังเป็นการเผื่อในส่วนของค่าความผิดพลาดอื่นๆ ที่ไม่ได้นำมาคำนวณ

5.3.2 ควรมีการทดสอบเคเบิลใต้น้ำในทุกๆ ปี เพื่อดูความเปลี่ยนแปลงของฉนวนไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอายุการใช้งานของเคเบิลใต้น้ำ สำหรับการทดสอบเคเบิลใต้น้ำในระยะทางยาวๆ นั้น บางครั้งเครื่องมือทดสอบเคเบิลใต้น้ำตามวิธีที่มาตรฐานกำหนดอาจจะหาไม่ได้ ผู้ดำเนินการก็อาจจะอาศัยวิธีการเทียบเคียงเป็นตัวเลือกสำหรับการทดสอบ ตัวอย่างเช่น อาจจะใช้การทดสอบด้วยวิธี Very Low Frequency (VLF) เป็นอีกทางเลือกหนึ่งก็ได้

5.3.3 การจำลองระบบไฟฟ้าในงานวิจัยนี้ได้ดำเนินการจำลองระบบและวิเคราะห์การเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะรูปแบบ Slow-front เท่านั้น เพื่อให้เกิดความชัดเจนและครอบคลุม ผู้วิจัยต่อๆไป อาจจะทำการจำลองระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Fast-front หรือ Temporary front ต่างๆ เพิ่มขึ้นได้

5.3.4 การจำลองระบบไฟฟ้าในงานวิจัยนี้ เป็นการจำลองระบบเรเดียน ไม่มีการต่อหรือแยกจ่ายพลังงานไปที่อื่นๆ ถ้าหากมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการต่อวงจร อาจจะส่งผลกระทบให้แรงดันเกินชั่วขณะมีค่าเปลี่ยนแปลงได้

5.4 ปัญหาในการวิจัย

จากการจำลองระบบหาค่าแรงดันเกินชั่วขณะ และการคำนวณหาค่าการนำไฟฟ้าสูงสุดนั้น ในส่วนของข้อมูล ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในบางค่าก็ไม่สามารถที่จะหาค่าที่แท้จริงมาใส่ได้ ซึ่งปัญหาดังกล่าวได้แก้ไขโดยการนำค่าเทียบเคียง ที่ใกล้เคียงกับความเป็นจริงที่สุด ที่สามารถจะดำเนินการได้มาใช้งาน จึงอาจจะส่งผลให้งานวิจัยชิ้นนี้เกิดข้อผิดพลาดได้

รายการอ้างอิง

[1] กรมการท่องเที่ยว. 2555. **จำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เข้ามาท่องเที่ยวในประเทศไทย** [ออนไลน์] เข้าถึงได้จาก : http://tourism.go.th (19 กันยายน 2555)

[2] Ping-Heng Ho และ Chi-Jui Wu, "Transient Analysis of the 161-kV Taiwan-PengHu Submarine Power Cable System" , IEEE, 2008

[3] มหาวิทยาลัยรามคำแหง, "รายงานการศึกษาโครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง", 2552

[4] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานโครงการก่อสร้างสายส่งเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง, "รายงานการศึกษาการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ", 2553

[5] IEC Standard, Insulation co-ordination Part 1 : Definitions, principles, and rules. Public No. 60071-1, 2006-1

[6] IEC Standard, Insulation co-ordination Part 2 : Application guide. Public No. 60071-2, 1996-12

[7] IEC Standard, Insulation co-ordination Part 4 : Computational guide to insulation co-ordination and modeling of electrical networks. Public No. 60071-4, 2004-6

[8] IEC Standard, Conductors of insulated cables. Public No. 60228, 2004

[9] IEC Standard, Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above
30 kV [U_m=36 kV] up to 150 kV [U_m=170 kV] Test methods and requirements. Public No. 60840, 2004

[10] IEC Standard, Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cable – Part 1. Public No. 60811-1-1, 1993

[11] IEC Standard, Electric cables – Calculation of current rating Part 1 : Current rating equations (100% load factor] and calculation of losses – General). Public No. 60287-1-1, 2006

[12] IEC Standard, Electric cables – Calculation of current rating Part 1 Thermal resistance. Public No. 60287-2-1, 2006

[13] IEC Standard, Electric test methods for electric cables Part 2 : Partial discharge tests. Public No. 60885-2, 1987

[14] IEC Standard, Electric test methods for electric cables Part 3 : Test methods for partial discharge measurements on lengths of extruded power cables. Public No. 60885-3, 1988

[15] IEC Standard, Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into non-adiabatic heating effects. Public No. 60949, 1988

[16] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ฝ่ายมาตรฐานความปลอดภัย, ระบบเคเบิลใต้ดิน, 2548

[17] คณะทำงานจัดทำคู่มือการใช้งานโปรแกรม EMTP, การใช้งานโปรแกรม EMTP เบื้องต้น, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ธันวาคม 2550.

[18] Dommel, H. W., EMTP theory book. 2nd Edition, May 1992

[19] คณะทำงานจัดทำคู่มือการใช้งานโปรแกรม EMTP, การใช้งานโปรแกรม EMTP เบื้องต้น, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ธันวาคม 2550.

[20] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, คู่มือค่าพารามิเตอร์สายระบบจำหน่ายแรงสูง 22/33 เควี, ระบบจำหน่ายแรงต่ำ 380/220 โวลต์ และระบบสายส่ง 115 เควี, 2548

[21] บริษัท เอบีบี จำกัด(มหาชน), Zinc Oxide Surge Arrester PEXLIM Q, 2007

ภาคผนวก

ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่

EECON XXXIV
กลับสู่สารบัญหลัก
The 34th Electrical Engineering Conference (EECON-34)
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34
หนังสือรวมบทคัดย่อของบทความที่นำเสนอในการประชุม
ไฟฟ้ากำลัง (PW)
อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
ระบบควบคุมและการวัดคุม (CT)
อิเล็กทรอนิกส์ (EL)
การประมวลผลสัญญาณดิจิตอล (DS)
คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
โฟโตนิกส์ (PH)
งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)
วิศวกรรมชีวการแพทย์ (BE)
มหาวิทยาลัยสยาม
Siam University
30 พฤศจิกายน - 2 ธันวาคม 2554
ณ โรงแรมแอมบาสเดอร์ ซิตี้ จอมเทียน พัทยา จังหวัดชลบุรี
ดำเนินการโดย ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสยาม
genetron
NATIONAL INSTRUMENTS
NECTEC
IRCT
Strategic
ptt
ABB
ROHDE&SCHWARZ
YOKOGAWA
TECHSOURCE

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Akkarat Boonpoonga	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Amnart Suksri	Khon Kaen University
Amnoiy Ruengwaree	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Amorn Jiraseree-amornkun	Mahanakorn University of Technology
Anuchit Charean	Kasembundit University
Anupap Meesomboon	KhonKaen University
Anuree Lorsawatsiri	Mahanakorn University of Technology
Anuwat Jangwanitlert	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Aphibul Pruksanubal	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Apichai Bhatranand	King Monkut's University of Technology Thonburi
Apichan Kanjanavapastit	Mahanakorn University of Technology
Apinunt Thanachayanont	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Apirada Namsang	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Apiwat Lek-uthai	Chulalongkorn University
Arkhom Moungkhaodaeng	Srinakharinwirot University
Arkom Kaewrawang	Khon Kaen University
Arnon Isaramongkolrak	Mahanakorn University of Techonology
Arporn Teeramongkonrasmee	Chulalongkorn university
Arthit Sode-Yome	Siam University
Athikorn Sareephattananon	Eastern Asia University
Atthapol Ngaopitakkul	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Bancha Burapattanasiri	Kasembundit University
Benjamas Panomruttanarug	King Monkut's University of Technology Thonburi
Bongkoj Sookananta	Ubon Ratchathani University
Boonchuay Supmonchai	Chulalongkorn Univeristy
Boonruk Chipipop	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Boonsri Kaewkham-ai	Chiang Mai University
Boonyang Plangklang	Rajamangala University of Technology Thanyaburi

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Budhapon Sawetsakulanond	Mahanakorn University of Technology
Cattareeya Suwanasri	Naresuan University
Chai Chompoo-inwai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chainarin Ekkaravarodome	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chainarong Klimanee	Srinakharinwirot University
Chaiwut Chat-uthai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chaiyan Jettanasen	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chaiyaporn Khemapatapan	Dhurakij Pundit University
Chaiyaporn Lothongkam	Mahanakorn University of Technology
Chaiyo Thammarat	South East Asia University
Chaiyut Sumpavakup	Mahanakorn University of Technology
Chanchai Thaijiam	Srinakharinwirot University
Chanchana Tangwongsan	Chulalongkorn University
Channarong Banmongkol	Chulalongkorn University
Charnchai Pluempitiwiriyawej	Chulalongkorn University
Charturong Tantibundhit	Thammasat University
Chatchai Jantaraprim	Prince of Sonkla University
Chatchai Suppitaksakul	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Chirawat Wattanapanich	Walailak University
Chiranut Sangiamsak	Khon Kaen University
Chirasak Sinsukudomchai	South-East Asia University
Chirdpong Deelertpaiboon	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chow Chompoo-inwai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chugiat Garagate	Kasetsart University
Chutipon Uyaisom	Eastern Asia University
Chuttchaval Jeraputra	Mahidol University
David Banjerdpongchai	Chulalongkorn University
Decha Wilairat	Mahidol university

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Denchai Worasawate	Kasetsart University
Duang-arthit Srimoon	Rangsit University
Ekapon Siwapornsathain	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Issarachai Ngamroo	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Itarun Pitimon	Rajamngala University of Technology Thanyaburi
Ittipong Chaisayun	South-East Asia University
Jakkree Srinonchat	Rajamngala University of Technology Thanyaburi
Jeerasuda Koseeyaporn	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Jirasak Chanwutitum	King Mongkuts University of Technology North Bangkok
Jirasuk Vilasdechanon	Chiang Mai University
Jitkomut Songsiri	Chulalongkorn University
Jukkrit Tagapanij	Mahanakorn University of Technology
Kamon Jirasereeamornkul	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Kampol Woradit	Srinakharinwirot University
Kampree Thiravith	Siam University
Kanadit Chetpattananondh	Prince of Songkla University
Kanat Poolsawasd	Mahidol University
Kanchana Silawarawet	Siam University
Kasem Utaikaifa	University of the Thai Chamber of Commerce
Keerati Chayakulkheeree	Sripatum University
Khanittha Kaewdang	Ubon Ratchathani University
Kiatiyuth Kveeyarn	Kasetsart University
Kittiphong Meesawat	Khon Kaen University
Kittisak Tripipatpornchai	Rangsit University
Kittiwann Nimkerdphol	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Kobchai Dejhan	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Komsan Hongesombut	Kasetsart University
Komson Daroj	Ubonratchathani University

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Korporn Panyim	Mahidol University
Kosin Chamnongthai	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Krischonme Bhumkittipich	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Krissada Asavaskulkeit	Mahidol University
Krit Angkeaw	King Mongkuts University of Technology North Bangkok
Kulyos Audomvongseree	Chulalongkorn University
Kunnthphong Srisathit	Mahanakorn Univeristy of Technology
Kusumal Chalermyanont	Prince of Songkla University
Mana Sriyudthsak	Chulalongkorn University
Manop Aorpimai	Mahanakorn University of Technology
Mitchai Chongcheawchamnan	Prince of Songkla University
Miti Ruchanurucks	Kasetsart University
Monai Krairiksh	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Mongkol Konghirun	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Montree Siripruchyanun	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Montree Kumngern	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Montri Karnjanadecha	Prince of Songkla University
Montri Somdunyakanok	Siam University
Naebboon Hoonchareon	Chulalongkorn University
Nalin Sidahao	Mahanakorn University of Technology
Nalinrat Witsawakitti	Siam University
Napat Sra-ium	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Nararat Ruangchaijatupon	Khon Kaen University
Narong Yoothanom	Sripatum University
Narong Buabthong	Thammasat University
Narongrit Sanajit	Mahankorn University of Technology
Nathabhat Phankong	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Natham Koedsamang	Kasembundit University

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Nattavut Chayavanich	King Mongkut's University of Tecnology Thonburi
Nattha Jindapetch	Prince of Songkla University
Natthaphob Nimpitiwan	Bangkok University
Natthawuth Somakettarin	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nimit Boonpirom	Sripatum University
Nipat Jongsawat	Siam University
Nisachon Tangsangiumvisai	Chulalongkorn University
Nitipong Panklang	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Norrarat Wattanamongkhol	Chulalongkorn University
Norrarat Wattanamongkhol	Chulalongkorn University
Nuntiya Chaiyabut	Bangkok University
Opas Chutatape	Rangsit University
Paitoon Rakluea	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Pakit Suwat	Siam University
Pakorn Kaewtrakulpong	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Panavy Pookaiyaudom	Mahanakorn University of Technology
Panthep Laohachai	Dhurakij Pundit University
Pasawee Srimode	Sripatum University
Peerapol Jirapong	Chiang Mai University
Peerapol Yuvapoositanon	Mahanakorn University of Technology
Peerawut Yutthagowith	King Monkut's Institute of Technology Ladkrabang
Peerayot Sanposh	Kasetsart University
Pennapa Pairodamonchai	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Petch Nantivatana	Sripatum University
Phaisan Ngamjanyaporn	Rangsit University
Phaisarn Sutheebanjard	Siam University
Phakkawat Jantree	Rajamangala University of Technology Suvarnabhumi
Phichet Moungnoul	King Monkut's Institute of Technology Ladkrabang

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Phumin Kirawanich	Mahidol University
Pichai Aree	Thammasat University
Pichet Wisartpong	Mahanakorn University of Technology
Pinit Jitjing	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Pinit Thepsatorn	Srinakharinwirot University
Pipat Prommee	King Monkut's Institute of Technology Ladkrabang
Pisit Vanichchanunt	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Pisit Wisutmetheekorn	Mahanakorn University of Technology
Piya Warabuntaweesuk	Bangkok University
Pongsawat Kotchapoom	Eastern Asia University
Pongsack Promwong	Mahanakorn University of Technology
Poonlap Lamsrichan	Kasetsart University
Pornchai Phukpattaranont	Prince of Songkla University
Prajuab Pawarangkoon	Mahanakorn University of Technology
Pramin Artrit	Khonkaen University
Pranchalee Rattanasakornchai	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Prasopchok Hothongkham	Siam University
Prayoot Akkaraekthalin	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Preecha Kocharoen	Sripatum University
Promsak Apiratikul	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Puangtip Phadungrot	Mahanakorn University of Technology
Punyaphat Phumiphak	Mahanakorn University of Technology
Punyawi Jamjareekul	Dhurakij Pundit University
Rachu Punchalard	Mahanakorn University of Technology
Rangsipan Marukatat	Mahidol University
Rawid Banchuin	Siam University
Rungsimant Sitdhikorn	Mahanakorn university of Technology
Sakchai Thipchaksurat	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Sakorn Po-ngam	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Saliltip Sinthusonthishat	Mahanakorn University of Technology
Samphan Phrompichai	Mahanakorn University of Technology
Samroeng Hintamai	Sripatum University
Sanchai Dechanupaprittha	Kasetsart University
Sangsuree Vasupongayya	Prince of Songkla University
Sanun Srisuk	Mahanakorn University of Technology
Sarawan Wongsa	King Monkut's University of Technology Thonburi
Sawat Bunnjaweht	Mahanakorn University of Technology
Seangrawee Buakaew	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Sermsak Uatrongjit	Chiang Mai University
Sirichai Dangeam	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Sirivit Taechajedcadarungsri	Khon Kean University
Siriwich Tadsuan	South East Asia University
Sittiporn Petchakit	Siam University
Somboon Nuchprayoon	Chiang Mai University
Somboon Sooksatra	Rangsit University
Somchai Biansoongnern	Rajamangala university of technology Thanyaburi
Somchai Hiranvarodom	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Somchat Jiriwibhakorn	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Somkiat Piangprantong	South-East Asia University
Sommart Sang-Ngern	Mahanakorn Univesity of Technology
Somnida Bhatranand	Mahidol University
Sompong Toomsawude	Siam University
Somying Thainimit	Kasetsart University
Somyot Kaitwanidvilai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Songkran Kantawong	Bangkok University
Songphol Kanjanachuchai	Chulalongkorn University

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Sorawat Chivapreecha	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Suchada Sitjongsataporn	Mahanakorn University of Technology
Suchart Yammen	Naresuan University
Suchin Trirongjitmoah	Ubon Ratchathani University
Suksun Nungam	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Sumate Naetiladdanon	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Sumrit Hungsasutra	Khon Kaen University
Suneat Pranonsatit	Kasetsart University
Supachai Vorapojpisut	Thammasat University
Supannika Wattana	Naresuan University
Supatana Auethavekiat	Chulalongkorn University
Supattana Nirukkanaporn	Rangsit University
Supawadee Swatdiponphallop	Khon Kaen University
Surachai Chaitusaney	Chulalongkorn University
Surapan Airphaiboon	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Surapol Jantorn	Sriputum University
Surapong Suwankawin	Chulalongkorn University
Suree Pumrin	Chulalongkorn University
Suthee Rukkaphan	Kasembundit University
Suwat Pattaramalai	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Thanapong Thanasaksiri	Chiang Mai University
Tanet Wonghong	Bangkok University
Tanin Duangjan	Srinakharinwirot University
Tasanee Chayavanich	King Mongkut's University of Tecnology Thonburi
Tawan Phurat	Siam University
Thamvarit Singhavilai	Mahidol University
Thanadol Pritranan	Mahidol University
Thanakorn Namhormchan	Eastern Asia University

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Thanapat Promwattanapakdee	Sripatum University
Thanathip Sum-Im	Srinakharinwirot University
Thavatchai Tayjasanant	Chulalongkorn University
Theerapol Muankhaw	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Theerayod Wiangtong	Mahanakorn University of Technology
Theerayut Janjaem	Kasembundit University
Thidarat Tawsook	Bangkok University
Thumrongrat Amornraksa	King Mongkut's University of Tecnology Thonburi
Toempong Phetchakul	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Tomorn Soonthornnapa	Siam University
Thaschagon Onboonuea	Eastern Asia University
Tuchsanai Ploysuwan	Siam University
Ukrit Mankong	Chiang Mai University
Veerachai Malyavej	Mahanakorn University of Technology
Vichai Saelee	South-East Asia University
Vijit Kinnares	King Mongkut's Institute of Technology of Ladkrabang
Vinai Silaruam	Mahanakorn University of Technology
Viriya Pichetjamroen	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Virote Pirajnanchai	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Vladimir Buntilov	Mahidol University
Vorapong Silaphan	Mahanakorn University of Technology
Vuttipon Tarateeraseth	Srinakharinwirot University
Vyapote Supabowornsatien	Siam University
Walisa Romsaiyud	Siam University
Wanchai Chankaipol	Sripatum University
Wanchai Chimchavee	University of the Thai Chamber of Commerce
Wanchai Pijitrojana	Thammasat University
Wanchai Subsingha	Rajamangala University of Technology Thanyaburi

รายชื่อผู้พิจารณาบทความ
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 34

Reviewers	Affiliations
Wanchak Lenwari	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Wannarat Suntiamorntut	Prince of Songkla University
Warayut Kampeerawat	Mahanakorn University of Technology
Watcharachai Wiriyasuttiwong	Srinakharinwirot University
Watis Leelapatra	Khon Kaen University
Wattanapong Kurdthongmee	Walailak University
Weerapun Rungseevijitprapa	Chulalongkorn University
Wekin Piyarat	Srinakharinwirot University
Werachet Khan-ngern	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Werapon Chiracharit	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Wichit Krueasuk	Sripatum University
Widhyakorn Asdornwised	Chulalongkorn University
Wijittra Petchakit	Walailak University
Wiklom Teerapabkajorndet	Prince of Songkla University
Wilaiporn Lee	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Winyu Sawaengsinkasikit	Kasembundit University
Wipavan Narksarp	Siam University
Worakarn Wongsaichua	Ubon Ratchathani University
Worapol Pongpech	Dhurakijpundit University
Wuthiporn Loetwassana	Mahanahorn University of Technology
Yodchanan Wongsawat	Mahidol University
Yongyuth Naras	Siam University
Yotaka Chompusri	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Youthana Kulvitit	Chulalongkorn University
Yutana Chongjarearn	Dhurakij Pundit University
Yuttana Kumsuwan	Chiang Mai University
Yuttapong Jiraraksopakun	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Ong-Art Sadmai	Rajamangala University of Technology Thanyaburi

สารบัญ

PW053 การวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ของสายเคเบิลใต้น้ำพิกัด 115 กิโลโวลต์ กรณีศึกษางานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจาก อ. แหลมงอบ ไปยัง อ. เกาะช้าง **213**
จีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์ นิวัฒน์ อินทรโชติ ณัฐวุฒิ โสมะเกษตรินทร์ และ ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

PW054 ชุดขดลวดโรกอฟสกี้เพื่อวัดกระแส 3 เฟส **217**
ชิตนันท์ ศรีแก่นวงษ์ ทัชริณ จันทน์วัฒนวงษ์ นภัสวรรณ อนุรักษ์สินทวี นฤมล ประชา นัฐพงศ์ ตั้งปัญญาโชติ และ เชาว์ ชมภูอินไหว
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

PW055 การวิเคราะห์แรงดันเกินที่จุดติดตั้งมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติในระบบ 22 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค **221**
นิวัฒน์ อินทโชติ จีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์ ณัฐวุฒิ โสมะเกษตรินทร์ และ ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

PW056 การออกแบบและสร้างเครื่องปรับเทียบสัญญาณดีสชาร์จบางส่วน **225**
สุรัช ณ สงขลา อุดม พรหมศรีจันทร์ ณัฐพงษ์ ประพฤติ สร จารุวรรณชัย และ ไชยพร หล่อทองคำ
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร

PW057 การเพิ่มขอบเขตการจุดชนวนสำหรับเครื่องกำเนิดแรงดันอิมพัลส์แบบหลายขั้น **229**
พีรวุฒิ ยุทธโกวิท อานันทวัฒน์ คุณากร ปุณยวีร์ ฉายศิริ และ บุญเลิศ เมฆลอย
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

PW058 การสืบสวนกระแสฮาร์มอนิกของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อใช้ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบสแตติก สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้สภาวะเงื่อนไขความเร็วลมต่ำ **233**
พุทธพร เศวตสกุลานนท์[1] และ วิจิตร กิณเรศ[2]
[1] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
[2] สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

PW059 การวิเคราะห์องค์ประกอบหลักเคอร์เนลและซัพพอร์ตเวกเตอร์แมชีนแบบแขนงการตัดสินใจที่เหมาะสมสำหรับการจำแนกปัญหาคุณภาพไฟฟ้า **237**
จงลักษณ์ พาหะซา[1] และ อิสระชัย งามหรู[2]
[1] มหาวิทยาลัยพะเยา
[2] สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

PW053

การวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ของสายเคเบิลใต้น้ำพิกัด 115 กิโลโวลต์ กรณีศึกษางานขยายเส้นทางการจ่ายไฟจาก อ.แหลมงอบ ไปยัง อ.เกาะช้าง

Switching Transient Analysis of 115 kV. Submarine Cable System

: Case Study of Transmission Route Extension from Laem Ngob to Kho Chang

จีราวัฒน์ ชัยนุพันธ์ นิวัฒน์ อินทรโชติ ณัฐวุฒิ โสมะเกษตรินทร์ และ ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ถ.รังสิต-นครนายก ต.คลองหก อ.ธัญบุรี จ.ปทุมธานี 12110 โทรศัพท์ 0-2549-3420 โทรสาร 0-2549-3422 E-Mail : geerawath.cha@pea.co.th

บทคัดย่อ

บทความนี้เป็นการศึกษาการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะของสายเคเบิลใต้น้ำขนาด 3×185 มม.^{2} ใช้ XLPE เป็นฉนวนไฟฟ้า พิกัด 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 9.266 กิโลเมตร จากบริเวณฝั่งแหลมงอบ ไปยังเกาะช้าง จ.ตราด ซึ่งการศึกษาดังกล่าวมีความสำคัญและมีความจำเป็นอย่างยิ่ง ในการวิเคราะห์ปัญหาแรงดันเกินชั่วขณะของสายเคเบิลใต้น้ำจากการสับสวิตช์ เพื่อประเมินความคงทนของฉนวนสายเคเบิลใต้น้ำที่นำมาใช้กับระบบ บทความนี้ใช้โปรแกรม EMTP-ATP ในการจำลองระบบขณะเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ โดยแบ่งศึกษาเป็น 2 กรณี 1) การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะจากการปิดวงจรไฟฟ้า 2) การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะจากการลัดวงจรรูปแบบต่างๆ ผลจากการจำลองระบบไฟฟ้าทั้ง 2 กรณี พบว่าการลัดวงจรไฟฟ้าในลักษณะ 2 เฟสลงกราวด์และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ มีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงสุดที่ 175 กิโลโวลต์ เมื่อคำนวณเทียบกับค่าอ้างอิงของแรงดันคงทนชั่วขณะที่ความถี่กำลัง (Short-Duration Power-Frequency Withstand Voltage, SDW) ตามมาตรฐาน IEC 60071-1 พบว่าสามารถใช้งานได้อย่างปลอดภัย และไม่เกิดความเสียหายใดกับเคเบิลใต้น้ำ

คำสำคัญ : แรงดันเกินชั่วขณะสับสวิตช์ เคเบิลใต้น้ำ
แรงดันคงทนชั่วขณะที่ความถี่กำลัง

Abstract

This paper presents a study of switching transient voltage on the 115 kV XLPE submarine cable with three conductors size of 3×185 mm^2, 9.266 km. long from Laem Ngob Coast to Koh Chang in Trat province of Thailand. It is very necessary to analyze the impact of the switching transient voltage to the submarine cable in order to evaluate the over voltage withstand of the designed submarine cable in the system. The EMTP–ATP program is used for simulation the switching transient situations that are divided into two cases: 1) The switching transient voltage from closing circuit 2) The switching transient voltage from short circuits. As the simulation results of both cases, it is shown that case of the double line to ground fault and unable to clear fault before reclosing the circuit breaker provides the maximum switching transient voltage at 175 kV. Then the Short-Duration Power-Frequency Withstand Voltage (SDW) is calculated in accordance with IEC 60071-1. It is found that the designed cable can safely use and undamaged.

Keywords : Switching Transient, Submarine Cable,
Short-Duration Power-Frequency Withstand Voltage

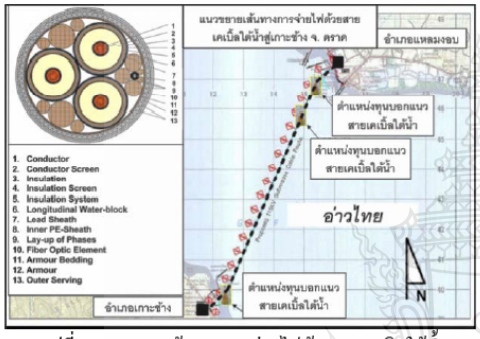
1. บทนำ

ในปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้าเกิดขึ้นทุกที่ รวมถึงพื้นที่เกาะต่างๆ โดยในอดีตเกาะต่างๆ จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้เอง ได้ แต่ด้วยวิกฤตการทางเศรษฐกิจที่เชื้อเพลิงในปัจจุบันมีแนวโน้มมูลค่าสูงขึ้น ประกอบกับมลภาวะต่างๆ ที่เกิดขึ้น และความต้องการใช้พลังงานของแต่ละพื้นที่สูงมากขึ้น ซึ่งการที่จะใช้น้ำมันดีเซลมาผลิตไฟฟ้าจึงเป็นเรื่องที่ไม่เหมาะสม ทางออกของปัญหาวิธีหนึ่งที่จะเพิ่มเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า คือการก่อสร้างสายส่งเคเบิลใต้น้ำจากแผ่นดินใหญ่ไปยังเกาะต่างๆ

รูปที่ 1 การวางสายเคเบิลใต้น้ำ

กรณีศึกษานี้เป็นงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าระบบ 115 กิโลโวลต์ จากสถานีไฟฟ้าแหลมงอบ จ่ายไฟฟ้าผ่านสายส่งแบบเหนือดินระยะทาง 11 กิโลเมตร แล้วเชื่อมต่อเข้ากับสายส่งแบบเคเบิลใต้น้ำระยะทาง 9.266 กิโลเมตร บริเวณอนุสรณ์สถานยุทธนาวีเกาะช้าง แหลมงอบ(ฝั่งแผ่นดินใหญ่) ไปขึ้นฝั่งที่เกาะช้าง ซึ่งแนวการวางสายเคเบิลใต้น้ำโครงการนี้ได้ผ่านการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม [1] มาแล้ว โดยเคเบิลใต้น้ำที่ใช้ครั้งนี้เป็นสายไฟฟ้าชนิด 3×185 มม.^{2} ใช้ XLPE เป็นฉนวนไฟฟ้า [2]

จากการที่เคเบิลใต้น้ำใช้ XLPE เป็นฉนวนนั้น จึงเป็นประเด็นที่น่าสนใจในการนำมาศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะในรูปแบบต่างๆ ที่มีลักษณะแตกต่างกันไปตามลักษณะของการปิดวงจรไฟฟ้าในแต่ละครั้ง



รูปที่ 2 แนวขยายเส้นทางการจ่ายไฟด้วยสายเคเบิลใต้น้ำสู่เกาะช้าง จ.ตราด

2. สมการที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ

สมการทั้งหมดนี้ได้กล่าวถึงวิธีการหาค่า SDW ตามมาตรฐาน IEC 60071-2[3] โดยนำผลที่ได้จากการจำลองระบบมาแทนค่าในสมการ (1) ส่วนสมการที่ (2) ถึง (4) นั้น เป็นการเลือกใช้ค่าตามเงื่อนไขของการศึกษาการเกิดแรงดันเกินชั่วขณะที่ระดับค่ามาตรฐานแรงดันใช้งานสูงสุดในบทความนี้กำหนดให้เป็นค่าคงที่ของสายเคเบิลชนิดฉนวนแข็ง

$$U_{e2} = 0.98 \times U_e \quad (1)$$

$$U_{cw} = U_{e2} \times K_{cd} \quad (2)$$

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_S \quad (3)$$

$$SDW = 1.732 \times U_{rw} \times K_1 \quad (4)$$

เมื่อ : U_e = แรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้น (กิโลโวลต์)

U_{e2} = แรงดันเกินที่นำมาคิดหลังจากหักลดค่าชดเชย (กิโลโวลต์)

U_{cw} = แรงดันคงทนของการจัดสัมพันธ์ฉนวน (กิโลโวลต์)

U_{rw} = แรงดันคงทนที่เกิดในระบบ (กิโลโวลต์)

K_{cd} = แฟคเตอร์การจัดสัมพันธ์เชิงกำหนด ใช้ค่า 1.1

K_S = แฟคเตอร์ความปลอดภัยของฉนวนด้านใน ใช้ค่า 1.15

K_1 = แฟคเตอร์สำหรับฉนวนแข็ง เลือกใช้ค่า 0.5

3. เงื่อนไขในการจำลองและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

การศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะของเคเบิลใต้น้ำครั้งนี้ ได้ทำการศึกษาและจำลองระบบเฉพาะในส่วนของแรงดันไฟฟ้า ตามแนวทางรายงานการศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันเกินชั่วขณะ ของงานโครงการก่อสร้างสายส่งเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง จ.ตราด ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[4] เพื่อศึกษาผลกระทบแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าจะส่งให้ฉนวนไฟฟ้า XLPE ของเคเบิลใต้น้ำได้รับความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะหรือไม่ โดยระบบที่ทำการจำลองเป็นระบบแรงดันไฟฟ้าพิกัด 115 กิโลโวลต์ แบบเรเดียลไม่มีการแยกจ่ายไฟฟ้าไปที่อื่น และไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากจุดอื่นเข้ามาต่อกับระบบที่ทำการจำลอง โดยทำการวิเคราะห์ค่าแรงดันเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นในขณะทำการปิดวงจรไฟฟ้าในสภาวะการจ่ายโหลดคงที่ ช่วงเวลาขณะเกิดการลัดวงจรไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ ที่ด้านปลายสายเคเบิลใต้น้ำ เนื่องจากระบบไฟฟ้าที่ทำการจำลองเป็นรูปแบบเรเดียล ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางสถานีไฟฟ้าแหลมงอบเป็นตัวเปิดและปิดวงจร จากเหตุผลดังกล่าวจึงเลือกทำการลัดวงจรที่ปลายสายเคเบิลใต้น้ำฝั่งเกาะช้าง ที่อยู่ห่างไกลจากจุดที่เปิดและปิดวงจรไฟฟ้ามากที่สุด เพื่อศึกษาผลกระทบของแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุดที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า ในขณะที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำการเปิดและปิดวงจรในแต่ละช่วงเวลาที่เกิดการลัดวงจรในรูปแบบต่างๆ ที่ปลายสายเคเบิลใต้น้ำ

4. การดำเนินการ

การจำลองระบบจะใช้โปรแกรม EMTP-ATP[5] มาดำเนินการวิเคราะห์ระบบในแต่ละกรณีศึกษาครั้งนี้ โดยแยกกรณีศึกษาออกเป็น 2 กรณี ดังนี้ กรณีที่ 1 การปิดวงจรไฟฟ้า และกรณีที่ 2 เกิดการลัดวงจรในรูปแบบต่างๆ

ตารางที่ 1 ค่าพารามิเตอร์สายส่งเหนือดิน (Z_1) [6]

Over head	Rin [cm]	Rout [cm]	Rho [ohm*km]
Conductor	0	1.2825	0.098181
OHGW	0	0.375	9.441798

ตารางที่ 2 ค่าพารามิเตอร์ของเคเบิลใต้น้ำ (Z_2) [7]

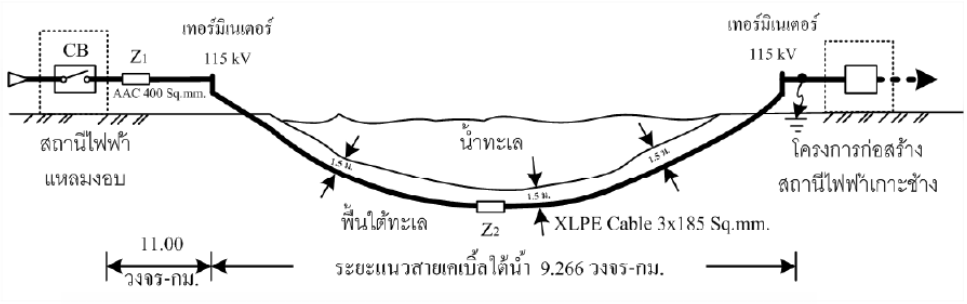
Cable	Rin [m]	Rout [m]	Rho [ohm*m]	mu [cond]	mu [ins]	eps [ins]
Core	0	0.008	1.7241×10^{-8}	1	1	2.3
Sheath	0.008	0.0311	21.4×10^{-8}	1	1	2.3

หมายเหตุ :

mu[cond]= Conductor Relative Permeability, Rin = Inner Radius

mu[ins] = Insulator Relative Permeability, Rout = Outer Radius

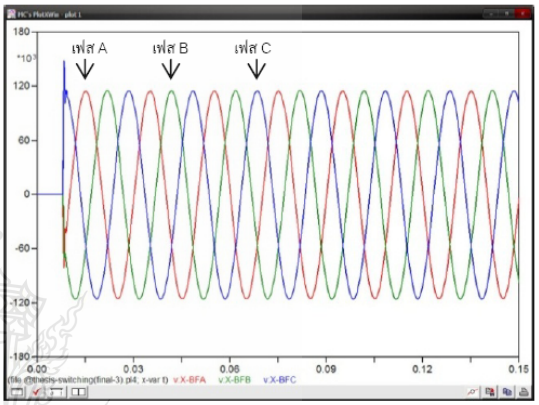
eps[ins] = Insulator Relative Permittivity, Rho = Resistivity



รูปที่ 3 ภาพตัดแนวแสดงเส้นทางการจ่ายไฟสู่เกาะช้าง จ.ตราด

4.1 แรงดันเกินชั่วขณะในช่วงทำการปิดวงจรไฟฟ้า (SW)

การจำลองระบบกรณีนี้จะทำการศึกษาและวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นที่ต้นทางเคเบิลใต้น้ำ บริเวณอนุสรณ์สถานยุทธนาวีเกาะช้าง (แหลมงอบ ฝั่งแผ่นดินใหญ่) และที่ปลายทางของเคเบิลใต้น้ำฝั่งเกาะช้าง ซึ่งจะทำการปิดวงจรไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของรูปคลื่นไซน์ เมื่อ 1 คาบเวลามีเวลาเท่ากับ 0.020 วินาที(ความถี่ 50 เฮิรตซ์) และเนื่องจากรูปคลื่นไซน์ ใน 1 คาบเวลามีด้วยกัน 2 ลูกคลื่น คือ ลูกคลื่นด้านบวกและลูกคลื่นด้านลบมีลักษณะสมมาตรกันค่าแรงดันไฟฟ้าเท่ากัน แต่มีมุมเฟสตรงกันข้ามกัน เพราะฉะนั้นในการจำลองระบบครั้งนี้ จึงสามารถทำการทดลองปิดวงจรไฟฟ้าเฉพาะในช่วงเวลา 0.000 ถึง 0.010 วินาที ทุกๆ 0.001 วินาที รวมช่วงเวลาการปิดวงจรไฟฟ้าทั้งหมด 11 ครั้ง



รูปที่ 4 ค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงสุดที่ต้นทางเคเบิลใต้น้ำ ปิดวงจรไฟฟ้า ณ เวลา 0.008 วินาที กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า

4.2 แรงดันเกินชั่วขณะในช่วงทำการลัดวงจรไฟฟ้า

การจำลองระบบกรณีนี้จะทำการศึกษาและวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดขึ้นจากการลัดวงจรไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ ที่จุดเทอร์มิเนเตอร์ปลายทางของสายเคเบิลใต้น้ำฝั่งเกาะช้าง โดยในการจำลองระบบไฟฟ้าครั้งนี้ได้แบ่งการลัดวงจรออกเป็น 6 กรณี ตามลักษณะการเกิดการลัดวงจร ดังนี้

1) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-CF)

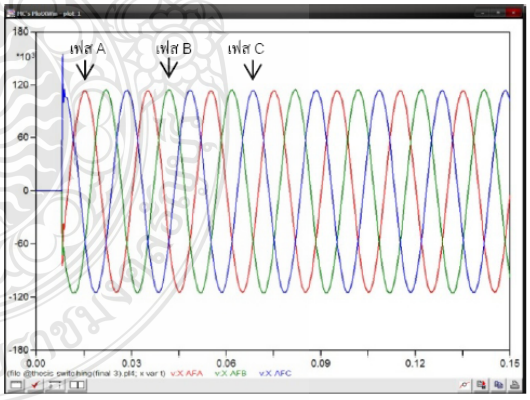
2) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 1 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (SLGF-UCF)

3) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-CF)

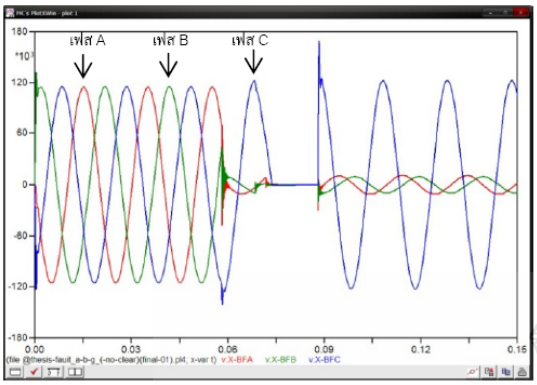
4) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (DLGF-UCF)

5) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และสามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-CF)

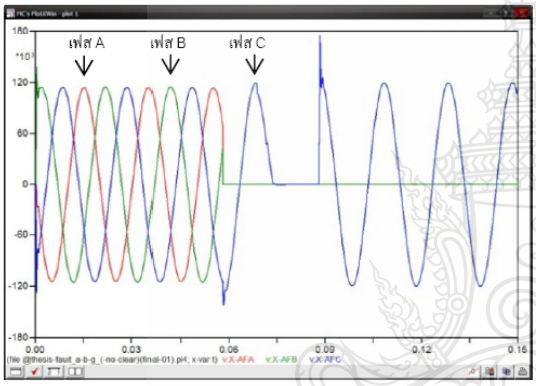
6) การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 3 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ (TLGF-UCF)



รูปที่ 5 ค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงสุดที่ปลายทางเคเบิลใต้น้ำ ปิดวงจรไฟฟ้า ณ เวลา 0.008 วินาที กรณีการปิดวงจรไฟฟ้า



รูปที่ 6 ค่าแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุดที่ต้นทางเคเบิลใต้น้ำ ณ เวลา 0.008 วินาที กรณีการลัดวงจร 2 เฟสลงกราวด์และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ



รูปที่ 7 ค่าแรงดันเกินชั่วขณะสูงสุดที่ปลายทางเคเบิลใต้น้ำ ณ เวลา 0.008 วินาที กรณีการลัดวงจร 2 เฟสลงกราวด์และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ

5. ผลการดำเนินการ

ผลจากการจำลองแรงดันเกินชั่วขณะในช่วงสับสวิตช์ทั้ง 2 กรณี ในหัวข้อที่ 4 แสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่ต้นทางและปลายทางเคเบิลใต้น้ำ

Time (mS)		0	1 2 3 4				5	6	7	8	9	10
SW	Vs	132	146 145 131 143				148	139	139	149	143	132
	Vr	138	152 151 136 149				152	142	144	154	147	138
SLGF -CF	Vs	132	153 145 131 143				148	139	139	148	143	132
	Vr	138	159 151 136 149				153	142	144	153	147	138
SLGF -UCF	Vs	132	153 138 149 124				116	138	155	160	148	132
	Vr	138	159 165 154 128				110	141	161	165	154	138
DLGF -CF	Vs	132	146 145 136 143				148	139	139	148	143	132
	Vr	138	152 151 136 149				153	142	144	153	147	138
DLGF -UCF	Vs	140	112 116 108 112				118	131	157	168	162	140
	Vr	146	109	62	50	49	95	135 163		175	168	146
TLGF -CF	Vs	132	146 145 131 143				148	139	139	148	143	132
	Vr	138	152 151 136 149				153	142	144	153	147	138
TLGF -UCF	Vs	105	115 117 108 113				121	116	110	120	119	105
	Vr	-	- - - -				-	-	-	-	-	-

หมายเหตุ V_s = แรงดันไฟฟ้าที่ต้นทางเคเบิลใต้น้ำ

V_r = แรงดันไฟฟ้าที่ปลายทางเคเบิลใต้น้ำ

ปรากฏว่ากรณีการลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์ และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำ มีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินที่ปลายของเคเบิลใต้น้ำฝั่งเกาะช้างสูงที่สุดคือ 175 กิโลโวลต์ หรือคิดเป็น 1.86 เปอร์ยูนิต โดยการพิจารณาหาค่าสูงสุดในแต่ละครั้งของแต่ละเฟสเป็นการหาค่าสูงสุดตามวิธีการ Case peak method ของ IEC 60071-2 ซึ่งจะต้องนำค่าที่ได้มาแปลงให้อยู่ในรูปของค่าแรงดันคงทนชั่วขณะที่ความถี่กำลัง (SDW) เพื่อใช้เปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานตาม IEC 60071-1 [8] ที่พิกัดแรงดันใช้งานนั้น

6. สรุป

จากการจำลองระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม EMTP-ATP ทั้ง 2 กรณี พบว่ากรณีที่ 2 การลัดวงจรไฟฟ้าแบบ 2 เฟสลงกราวด์และไม่สามารถกำจัดฟอลต์ออกจากระบบได้ก่อนที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับซ้ำมีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะสูงสุดที่ 175 กิโลโวลต์ เมื่อนำค่าดังกล่าวมาแปลงเป็นค่าแรงดันคงทนชั่วขณะที่ความถี่กำลัง (Short-Duration Power-Frequency Withstand Voltage, SDW) ตามสมการที่ (1) ถึง (4) จะได้ค่าเท่ากับ 187 กิโลโวลต์ ซึ่งมาตรฐาน IEC 60071-1 กำหนดค่า SDW ที่ระดับแรงดันไฟฟ้าใช้งานสูงสุด 123 กิโลโวลต์ ไว้ไม่เกิน 230 กิโลโวลต์ จึงสรุปได้ว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะที่เกิดจากการสับสวิตช์ ในทุกกรณีจากการจำลองระบบครั้งนี้ มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน สามารถนำสายเคเบิลใต้น้ำขนาดพิกัดดังกล่าวไปใช้ในการขยายเส้นทางการจ่ายไฟสู่ อ.เกาะช้าง จ.ตราด ได้อย่างปลอดภัย

7. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่อนุเคราะห์ข้อมูลและข้อแนะนำต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัยนี้

8. เอกสารอ้างอิง

[1] รายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยรามคำแหง, พ.ศ. 2548.

[2] Thomas. Worzyk, Submarine Power Cable, 2009.

[3] IEC 60071-2 Insulation co-ordination Part 2 : Application Guide.

[4] รายงานการศึกษาและวิเคราะห์การเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ ของงานโครงการก่อสร้างสายส่งเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 กิโลโวลต์ ไปยังเกาะช้าง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, พ.ศ. 2553

[5] Dommel, H. W. EMTP theory book, 2nd Edition, May 1992.

[6] ค่าพารามิเตอร์สายส่งรูปแบบวงจรเดียวตัวนำเดียว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

[7] Nexans Norway AS, Submarine Cable Data Sheet, Norway, 2009.

[8] IEC 60071-1 Insulation co-ordination Part 1 : Definitions, principles and rules.

PW055

การวิเคราะห์แรงดันเกินที่จุดติดตั้งมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติในระบบ 22 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Over Voltage Analysis at the AMR Energy Meter Unit in 22 kV Provincial Electricity Authority System

นิวัฒน์ อินทโชติ จีราวัฒน์ ชัยนุพันธ์ ณัฐวุฒิ โสมะเกษตรินทร์ และ ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี 39 หมู่ 1 ต. คลองหก อ. ธัญบุรี จ.ปทุมธานี 12110
โทรศัพท์: 02-549-3520 โทรสาร: 02-549-3422 E-mail: majinbu15@gmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการศึกษาปัญหาจากการเกิดแรงดันเกินฟ้าผ่าในระบบจำหน่ายระดับแรงดันปานกลาง 22 กิโลโวลต์ และการวิเคราะห์หาสาเหตุที่ทำให้มิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ (AMR Energy Meter) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคชำรุดเสียหาย โดยจำลองระบบขณะเกิดฟ้าผ่าด้วยโปรแกรม EMTP-ATP เพื่อช่วยวิเคราะห์แรงดันที่เกิดขึ้น ณ จุดต่างๆ ที่สนใจ จากการศึกษาพบว่าเส้นทางการไหลของกระแสฟ้าผ่าที่ทำให้มิเตอร์ชำรุดเสียหายจะเกิดจากฟ้าผ่าลงระบบสายดินขึงอากาศของเสาต้นที่อยู่ข้างเคียงสู่ระบบรากสายดินแล้วย้อนกลับขึ้นสู่จุดติดตั้งมิเตอร์ผ่านทางหลักดิน และยังสามารถสรุปได้ว่ายิ่งฟ้าผ่าใกล้จุดติดตั้งมิเตอร์หรือขนาดกระแสฟ้าผ่าเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ความรุนแรงจากฟ้าผ่าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ซึ่งสาเหตุที่คาดว่าทำให้มิเตอร์ชำรุดเสียหายและไหม้เกิดจากแรงดันจุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์มีค่าสูงกว่าพิกัดแรงดันคงทนของอุปกรณ์ระบายพลังงานฟ้าผ่าของมิเตอร์อยู่ถึง 12.78 กิโลโวลต์ หรือคิดเป็น 3.55 เท่า ที่ระดับกระแสฟ้าผ่า 40 กิโลแอมแปร์

คำสำคัญ: แรงดันเกินฟ้าผ่า มิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ

Abstract

This paper presents a study of lightning over voltage problems in 22kV medium voltage distribution system and analyzes the damage causes of AMR Energy meter of Provincial Electricity Authority (PEA). EMTP-ATP program is used to determine the overvoltage at the interested positions. As the results of the simulation, it is found that the conducting path of lightning current, which cause of the damage, occurs from the lightning discharge into the Overhead Ground wire (OHGW) at top pole nearby then passes through the grounding system loop back to the AMR Energy meter installation position. Also it can conclude that if the lightning discharge area near the meter installation point or the magnitude of lightning current increase, it will cause more damage to the meter. Thus, it can expect that the defective cause might come from the voltage across grounding point, where the meter is installed, is higher than withstand voltage rating of the varistors in the meter around 12.78 kV or 3.55 times at the lightning current of 40 kA.

Keywords: Lightning Over voltage, AMR Energy meter

1. บทนำ

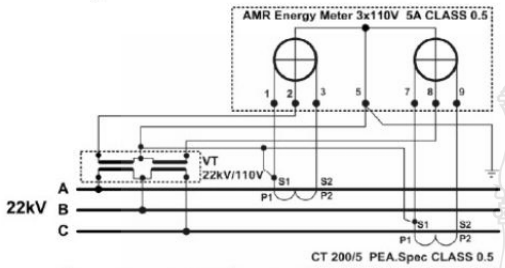
ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้นำเทคโนโลยีระบบการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าอัตโนมัติเข้ามาใช้งานกับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่มีการขอใช้หม้อแปลงเฉพาะราย เป็นมิเตอร์วัดค่าพลังงานไฟฟ้าชนิดอ่านหน่วยอัตโนมัติ (AMR) 3 เฟส 3 สาย ที่มีการขอใช้ไฟประเภทคิดอัตราค่าไฟตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use, TOU) โดยปกติมาตรฐานการติดตั้งมิเตอร์วัดค่าพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. จะทำการติดตั้งไว้ภายนอกอาคาร และมีการต่อลงดินแยกจากระบบป้องกันฟ้าผ่าบนสายส่งซึ่งประกอบด้วยสายดินขึงอากาศ (Overhead Ground wire, OHGW) ตัวนำลงดิน (Down Conductor) และระบบรากสายดิน (Ground Rod System) เพื่อให้สามารถป้องกันความเสียหายจากการเกิดฟ้าผ่า แต่ยังมีมิเตอร์วัดค่าพลังงานไฟฟ้าระบบ AMR บางส่วนชำรุดเสียหาย จากข้อมูลสถิติของศูนย์ควบคุมการอ่านหน่วยอัตโนมัติของ กฟภ. (AMR CENTER) ปี พ.ศ. 2551-2552 มีมิเตอร์ชำรุดที่อาจเสียหายจากฟ้าผ่าจำนวน 169 เครื่อง จากมิเตอร์ชำรุดทั้งหมด 708 เครื่อง หรือคิดเป็นร้อยละ 23.9

บทความนี้จะกล่าวถึงรูปแบบและการติดตั้งมิเตอร์ของกฟภ. และสมมติฐานการวิเคราะห์หาสาเหตุที่ทำให้มิเตอร์ชำรุดจากปัญหาแรงดันเกิน ณ จุดติดตั้งมิเตอร์ด้วยแบบจำลองจากโปรแกรม EMTP-ATP วิเคราะห์ค่าแรงดัน ณ จุดต่างๆ ที่เกี่ยวข้องเพื่อระบุสาเหตุที่คาดว่าจะทำให้มิเตอร์ชำรุดต่อไป

รูปที่ 1 ลักษณะการติดตั้งมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ

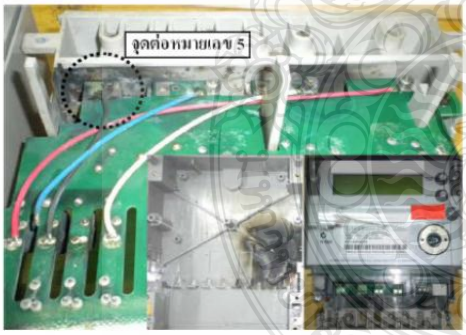
2. การตั้งสมมติฐานและวิเคราะห์สาเหตุของมิเตอร์ชำรุด

สมมติฐานเพื่อการวิเคราะห์เริ่มจากการถอดสำรวจมิเตอร์ที่ชำรุดพบว่าหลายตัวมีร่องรอยการไหม้บริเวณด้านในของจุดต่อร่วมลงดินด้านที่ออกจากหม้อแปลงทดแรงดัน (VT) เข้ามิเตอร์ที่หลังตำแหน่งหมายเลข 5 ดังรูปที่ 2

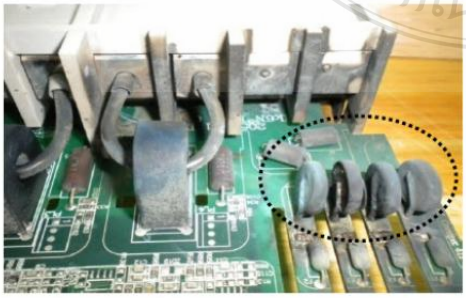


รูปที่ 2 วงจรการต่อมิเตอร์ AMR 3 เฟส 3 สาย ของ กฟภ.

จากการวิเคราะห์เบื้องต้นทางกายภาพแสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าเกิดจากระบบการต่อลงดิน แสดงดังรูปที่ 3 เนื่องจากการชำรุดส่วนใหญ่สายคอนโทรลเชื่อมต่อจากหม้อแปลงเครื่องวัดไม่มีการไหม้หรือชำรุดจากแรงดันเกินซึ่งในการวิเคราะห์จะมุ่งเน้นไปในแนวทางจากสาเหตุการเกิดฟ้าผ่าลงสายดินป้องกัน โดยการใช้การจำลองเหตุการณ์ด้วยโปรแกรม EMTP-ATP [1] ในการวิเคราะห์หาแรงดันเกินอันเนื่องมาจากฟ้าผ่าจำเป็นต้องวิเคราะห์หาเส้นการไหลของกระแสฟ้าผ่าที่ทำให้เกิดแรงดันเกิน ซึ่งผลจากการวิเคราะห์ที่ถูกต้องสามารถนำไปสู่แนวทาง และวิธีป้องกันที่เหมาะสมต่อไป



รูปที่ 3 มิเตอร์ AMR ที่ชำรุดพบรอยไหม้ด้านในจุดต่อลงดินหมายเลข 5



รูปที่ 4 วาริสเตอร์ภายในมิเตอร์ AMR ที่ได้รับความเสียหาย

3. การวิเคราะห์แรงดันเกินอันเนื่องจากฟ้าผ่า

การวิเคราะห์หาแรงดันเกินสามารถทำได้โดยการจำลองระบบด้วยโปรแกรม EMTP-ATP เพื่อช่วยวิเคราะห์หาแรงดันเกิน ณ ตำแหน่งที่ต้องการ โดยแบ่งเป็นหัวข้อย่อย

3.1 การสร้างแบบจำลอง

การจำลองระบบเพื่อวิเคราะห์เหตุการณ์ในสภาวะชั่วครู่ด้วยโปรแกรม EMTP-ATP จากพารามิเตอร์สายเฟสทั้ง 3 เฟส เป็นชนิด All Aluminium 185 มม^2 และสายดินขึงอากาศมี 1 เส้น ชนิดลวดเหล็กตีเกลียวขนาด 35 มม^2 โดยใช้โมเดลสายแบบ LCC รวมทั้งอุปกรณ์บนเสา ได้แก่ พารามิเตอร์ลูกถ้วย ความต้านทานดินอิมพัลส์ กับดักฟ้าผ่า และหม้อแปลงเครื่องวัดจะใช้ตามมาตรฐานพารามิเตอร์ กฟภ. [3] ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ส่วนการจำลองเสาคอนกรีตจะใช้ตาม [4] การจำลองลูกถ้วย [5] และหม้อแปลงเครื่องวัด (CT และ VT) กรณีความถี่สูง (1 kHz –10 MHz) [6,7] ถูกแทนด้วยค่าคาปาซิแตนซ์ สำหรับการจำลองเสาคอนกรีต [4] มีความสูง 12 เมตร ใช้โมเดลLineZt_1 ค่าเสิร์จอิมพีแดนซ์ของเสาคอนกรีตกรณีหลายตัวนำ สามารถหาได้จากสมการ (1)

$$Z_{pole} = \frac{60}{\sqrt{(\varepsilon_r - j\sigma/\varepsilon_0\omega)}} \ln\left(\frac{h+\sqrt{h^2+R^2}}{R}\right) \qquad (1)$$

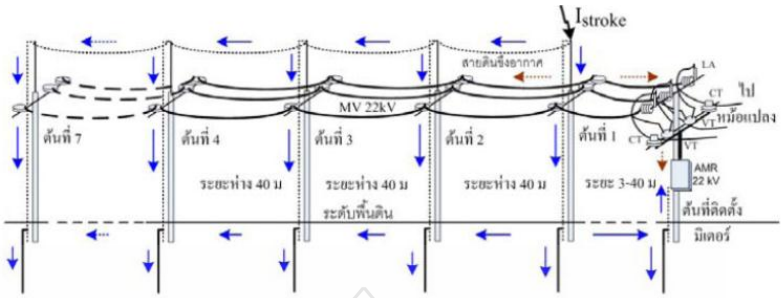
เมื่อ h = ความสูงของเสาไฟฟ้า (เมตร)

R = ความหนาของคอนกรีต (เมตร)

ส่วนการจำลองรากสายดินจะจำลองความต้านทานดินอิมพัลส์และรากสายดินด้วยวงจร RLC ตาม [2] และจำลองกับดักฟ้าผ่า (LA) จะใช้ตามพิกัดของ กฟภ. ด้วยโมเดล MOV โดยสรุปค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองดังตารางที่ 1

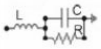
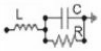
ตารางที่ 1 พารามิเตอร์ที่ใช้จำลองระบบ

Equipments	EMTP Model	Parameters
Line	LCC (J Marti)	AAC 185 mm^2 for phase conductor R of phase conductor= 0.161 ohm/km Strand steel 35 mm^2 for OHGW R of OHGW = 9.4 ohm/km Span 40 m [3]
Pole	LineZT_1	101 ohm at pole height of 12 m. [4]
Pin type Insulator	C	100 pF (unit) [5]
Instrument Transformer	C	Line-Line Capacitance 490 pF (VT) 310 pF (CT) [6,7]



รูปที่ 5 วงจรเพื่อใช้ศึกษาปัญหาแรงดันเกินบริเวณจุดต่อลงดินของมิเตอร์ AMR และทิศทางการไหลของกระแสฟ้าผ่าหลังจากทำการวิเคราะห์

ตารางที่ 1 (ต่อ) พารามิเตอร์ที่ใช้จำลองระบบ

Equipments	EMTP Model	Parameters
Grounding of meter pole		R = 5 ohm , L = 3.07 uH C = 208.4 pF [2]
Grounding of pole No.1-7		R = 10 ohm , L = 1.957 uH C = 227 pF [2]
Lightning Arrester	MOV	10 kA 24-26 kV [9]
Lightning source	Heilder	15,20,25,30,35,40 kA 8/20uS [9]
22 kV source	AC3PH	17.96 kV 50 Hz [9]

3.2 หัวข้อการศึกษาและการวิเคราะห์

การศึกษาและวิเคราะห์ค่าแรงดันที่จุดต่อลงดินของมิเตอร์จากประเด็นต่างๆ ดังนี้ คือ 1) ขนาดกระแสฟ้าผ่ามีค่าแตกต่างกันตั้งแต่ 15-40 กิโลแอมแปร์ 2) ระยะห่างระหว่างตำแหน่งฟ้าผ่าลงหัวเสาสายดินขึงอากาศที่ไกลออกไปจากเสาที่ติดตั้งมิเตอร์(มิเตอร์ติดตั้งที่เสาต้นปลายหรือ Dead end) ตั้งแต่ช่วง 1-7 ต้น 3) ศึกษาระยะห่างที่เปลี่ยนแปลงของเสาที่ใกล้ที่สุดที่ติดตั้งสายดินขึงอากาศที่ฟ้าผ่าลงถึงตำแหน่งเสาที่ติดตั้งมิเตอร์ 4) ศึกษาผลกระทบกรณีที่ค่าความต้านทานการต่อลงดินของเสาต้นที่ติดตั้งมิเตอร์มีค่าสูงกว่ามาตรฐาน 5) เส้นทางการไหลของกระแสฟ้าผ่าที่ผ่านจุดต่อลงดินของมิเตอร์

4. ผลการศึกษา

เมื่อทำการวิเคราะห์ระบบด้วยโปรแกรม EMTP-ATP ตามสมมติฐานที่วางไว้ ได้ผลการศึกษาแยกตามกรณีดังต่อไปนี้

1) เมื่อกระแสฟ้าผ่ามีค่าเพิ่มขึ้นตั้งแต่ 15-40 กิโลแอมแปร์ จะทำให้เกิดแรงดันที่จุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์มีค่าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย โดยพิจารณาจากแถวแนวตั้งในตารางที่ 2 (เมื่อให้ระยะห่างระหว่างตำแหน่งฟ้าผ่าลงหัวเสาสายดินขึงอากาศอยู่ห่างจากเสาติดตั้งมิเตอร์เป็นระยะคงที่) ซึ่งค่าแรงเาในตารางที่ 2 คือ แรงดันจุดต่อลงดินที่เกินพิกัดแรงดันคงทนฟ้าผ่าของวาริสเตอร์ที่ 3.6 กิโลโวลต์ในตัวมิเตอร์ [8]

ตารางที่ 2 แรงดันที่จุดต่อลงดินของมิเตอร์ที่ตำแหน่งฟ้าผ่าลงระยะต่าง ๆ

	แรงดันที่จุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์ AMR (kV)						
เสาที่ฟ้าผ่าลง	1	2	3	4	5	6	7
ระยะห่างมิเตอร์ถึงจุดฟ้าผ่าลง	3 m	43 m	83 m	123 m	163 m	203 m	243 m
15kA	6.20	4.88	4.32	3.57	3.07	2.66	2.53
20kA	8.20	6.50	5.54	4.76	4.09	3.54	3.37
25kA	10.30	8.12	6.92	5.94	5.17	4.43	4.20
30kA	12.30	9.75	8.32	7.10	6.12	5.31	5.04
35kA	14.37	11.36	9.69	8.24	7.16	6.20	5.89
40kA	16.38	12.97	11.07	9.35	8.2	7.08	6.74

2) เมื่อระยะห่างระหว่างตำแหน่งฟ้าผ่าลงหัวเสาสายดินขึงอากาศยิ่งไกลออกไปจากเสาที่ติดตั้งมิเตอร์ ความรุนแรงของแรงดันเหนี่ยวนำฟ้าผ่าที่จุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์จะมีค่าลดลง (จำลองฟ้าผ่าตั้งแต่หัวเสาต้นที่ 1-7 ที่ระยะห่างตั้งแต่ 3-243 เมตร และกำหนดให้ขนาดกระแสฟ้าผ่าคงที่) โดยพิจารณาจากแถวแนวนอนของตารางที่ 2

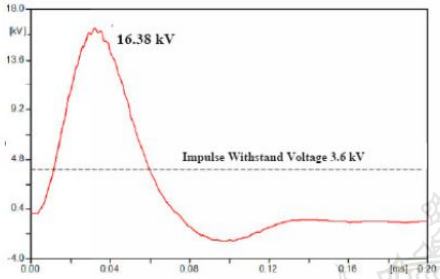
3) เมื่อระยะห่างของเสาต้นที่ 1 ที่ติดตั้งสายดินขึงอากาศที่ฟ้าผ่าลงอยู่ใกล้กับเสาที่ติดตั้งมิเตอร์มากขึ้น จะทำให้ระดับแรงดันที่จุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์มีค่าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย (เมื่อทำการเปลี่ยนแปลงระยะห่างเสาต้นที่ 1 ตั้งแต่ 3-40 เมตร และเพิ่มค่ากระแสฟ้าผ่าที่หัวเสาตั้งแต่ 15-40 กิโลแอมแปร์) ดังแสดงในรูปที่ 7

4) เมื่อค่าความต้านทานการต่อลงดินมีค่าสูงขึ้น (โดยทำการเปลี่ยนแปลงค่าความต้านทานการต่อลงดินตั้งแต่ 5-30 โอห์ม ที่ระยะห่างจากจุดฟ้าผ่า 3 เมตร) พบว่าแรงดัน ณ จุดติดตั้งมิเตอร์จะมีค่าสูงขึ้นตามไปด้วย และความสามารถในการระบายกระแสลงดินมีค่าลดต่ำลง ส่งผลให้แรงดันตกคร่อมวาริสเตอร์ภายในมิเตอร์ AMR เพิ่มสูงขึ้นเกินพิกัดความคงทนของวาริสเตอร์มากกว่าเดิม ดังแสดงในรูปที่ 8

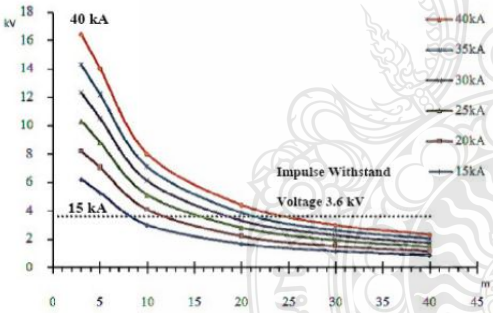
5) เส้นทางการไหลของกระแสฟ้าผ่าเมื่อจำลองการเกิดฟ้าผ่าลงหัวเสาสายดินขึงอากาศต้นที่ 1 แสดงในรูปที่ 5 พบว่าจะไหลออกจากจุดเกิดฟ้าผ่าทุกทิศทางลงดิน ซึ่งขนาดกระแสขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของเสานั้นๆ และกระแสส่วนใหญ่จะระบายสู่พื้นดินกระจายตัวตามโคนเสา ยิ่งห่างจากจุดฟ้าผ่ามาก ระดับกระแสจะลดลงตามด้วย แต่หากค่าความ

ด้านทานดินบริเวณนั้นๆ ต่ำ และมีระยะห่างของเสาที่ติดตั้งมิเตอร์ไม่มากพอ อาจทำให้มิเตอร์ชำรุดเสียหายเนื่องจากเกิดแรงดันเกินตกคร่อมจุดต่อลงดินของมิเตอร์ และพบอีกว่ามีกระแสบางส่วนเหนี่ยวนำผ่านสายเฟสสู่หม้อแปลงชุดวัดและลงสู่มิเตอร์เช่นกัน แต่มีปริมาณน้อยมาก (ในหน่วย mA) ซึ่งไม่สามารถทำความเสียหายแก่มิเตอร์ได้

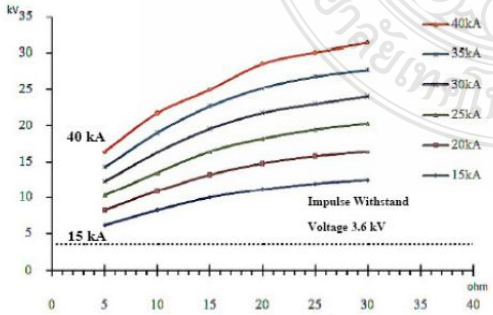
จากการศึกษาที่จุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์ AMR เมื่อจำลองกระแสฟ้าผ่าขนาด 40 กิโลแอมแปร์ ที่ระยะห่าง 3 เมตร ค่าความด้านทานดิน 5 โอห์ม ตามมาตรฐานของ กฟภ. จะเกิดแรงดันตกคร่อมสูงสุด 16.38 กิโลโวลต์ แสดงดังรูปที่ 6 และมีกระแสไหลผ่านจุดดังกล่าว 3.26 กิโลแอมแปร์



รูปที่ 6 แรงดันจุดต่อลงดินที่เกิดจากกระแสฟ้าผ่าสูงสุด 40 กิโลแอมแปร์ ที่ระยะห่างจากจุดฟ้าผ่า 3 เมตร



รูปที่ 7 แรงดันที่จุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์เทียบกับระยะห่างเสาต้นที่อยู่ใกล้ที่จำลองฟ้าผ่าตั้งแต่ 3-40 เมตร



รูปที่ 8 แรงดันจุดต่อลงดิน ณ ตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์เมื่อเปลี่ยนแปลงค่าความด้านทานการต่อลงดินตั้งแต่ 5-30 โอห์มที่ระยะห่างจากจุดฟ้าผ่า 3 เมตร

5. สรุป

จากการศึกษาและวิเคราะห์ปัญหาเพื่อหาสาเหตุการชำรุดของมิเตอร์ ด้วยโปรแกรม EMTP-ATP โดยใช้พารามิเตอร์จริงจาก กฟภ. พบว่าเมื่อเกิดฟ้าผ่าลงสายดินซึ่งอาจศบริเวณใกล้กับเสาต้นที่ติดตั้งมิเตอร์จะเกิดกระแสระบายลงดินผ่านหลักดินขึ้นสู่เสาต้นที่ติดตั้งมิเตอร์ทำให้แรงดันตกคร่อมจุดต่อลงดินที่ตัวมิเตอร์มีค่าสูงสุด 16.38 กิโลโวลต์ ที่ระยะห่าง 3 เมตร ด้วยกระแสฟ้าผ่า 40 กิโลแอมแปร์ (8/20uS) ซึ่งมีค่าสูงกว่าพิกัดแรงดันคงทนของวาริสเตอร์ที่ใช้ระบายพลังงานฟ้าผ่าของมิเตอร์อยู่ถึง 12.78 กิโลโวลต์ หรือ 3.55 เท่า และในกรณีที่ค่าความด้านทานการต่อลงดินมีค่าสูงเกินมาตรฐาน (มากกว่า 5 โอห์ม) จะทำให้แรงดัน ณ จุดติดตั้งมิเตอร์จะมีค่าสูงขึ้นเกินพิกัดการป้องกันด้วยเช่นกัน นอกจากนี้ยังพบอีกว่าที่กระแสฟ้าผ่า 15 กิโลแอมแปร์ และ 20 กิโลแอมแปร์ (8/20uS) มิเตอร์จะปลอดภัยจากแรงดันเกินฟ้าผ่า เมื่อเสาต้นที่ติดตั้งมิเตอร์อยู่ห่างจากเสาต้นที่เกิดฟ้าผ่าที่ระยะห่างมากกว่า 123 เมตรและ 203 เมตรตามลำดับ ซึ่งในทางปฏิบัติการควบคุมจุดที่ต้องการให้ฟ้าผ่าลงทำได้ยาก ดังนั้นแนวทางในการลดความเสียหายอันเนื่องมาจากฟ้าผ่าหรือฟ้าผ่าเหนี่ยวนำระยะใกล้ จึงควรปรับปรุงโดยการเพิ่มพิกัดแรงดันคงทนฟ้าผ่าของวาริสเตอร์ภายในตัวมิเตอร์ให้มีค่าสูงขึ้น

6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยด้วยระบบอัตโนมัติ และ กองวิจัย กฟภ. ที่อนุเคราะห์ข้อมูลและข้อแนะนำต่างๆ ต่องานวิจัยนี้

7. เอกสารอ้างอิง

[1] Dommel, H. W. EMTP theory book, 2nd Edition, May 1992

[2] วิวัฒน์ กุลวงศ์วิทย์, การต่อลงดินเล่ม 5 อิมพัลส์อิมพีแดนซ์, 2552.

[3] กองแผนงานระบบไฟฟ้า, ค่าพารามิเตอร์สายระบบจำหน่ายและระบบสายส่ง, ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า กฟภ., 2548.

[4] สำเริง ฮินท่าไม้, เสิร์จอิมพีแดนซ์ของเสาไฟฟ้าคอนกรีตอันเนื่องจากผลคุณสมบัติทางไฟฟ้าของคอนกรีต, วิทยานิพนธ์ 2548.

[5] กิตติ เลียงเครือ , "แรงดันเหนี่ยวนำเนื่องจากฟ้าผ่าระบบจำหน่าย 22 kV ที่อยู่บนเสาต้นเดียวกับระบบ 115 kV",วิทยานิพนธ์, 2546.

[6] Alan Greenwood, Electrical Transients in power Systems, 2nd Edition, 1991, p-p 459-460.

[7] IEEE Modeling and Analysis of System Transient Working Group, Modeling Guidelines For Fast Front Transient, IEEE Transaction on Delivery, Vol. 11, No.1, January 1996.

[8] EPCOS, SIOV Metal Oxide Standard Serie, December 2007.

[9] คณะทำงานจัดทำคู่มือการใช้งานโปรแกรม EMTP, การใช้งานโปรแกรม EMTP เบื้องต้น, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ธันวาคม 2550.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ – นามสกุล	ว่าที่ร้อยตรีจีราวัฒน์ ชัยนุพัทย์
วัน เดือน ปีเกิด	7 มิถุนายน พ.ศ. 2524
ที่อยู่	889 หมู่ 3 ตำบลบางพูน อำเภอเมืองปทุมธานี จังหวัดปทุมธานี 12000
การศึกษา	สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า
	จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง พ.ศ. 2547
ประสบการณ์การทำงาน	
พ.ศ. 2547 – ปัจจุบัน	ผู้ช่วยหัวหน้าแผนกงานวิศวกรรมไฟฟ้า แผนกงานวิศวกรรมไฟฟ้า
	กองจัดการงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายบริหารโครงการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี