

การหาพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนพอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง  
สำหรับสายเคเบิลแรงสูงด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุประดิษฐ์

นายอนุชา ระวังภัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี  
ปีการศึกษา 2553

**AGEING MODEL PARAMETER ESTIMATION OF CROSS  
LINKED POLYETHYLENE INSULATING MATERIAL  
FOR HIGH VOLTAGE CABLES BY USING  
ACCELERATED AGEING TEST**

**Anucha Rawangpai**

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

**Suranaree University of Technology**

**Academic Year 2010**

การหาพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนพอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง  
สำหรับสายเคเบิลแรงสูงด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุประดิษฐ์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยรับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา  
ตามหลักสูตรปริญญาโทบริหารธุรกิจ

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(ผศ. ดร.อนันต์ อุ่นศรีวิไลย์)

ประธานกรรมการ

(ผศ. ดร.บุญเรือง มะรังศรี)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(อ. ดร.นิมิต ชมนาวัง)

กรรมการ

(ผศ. ดร.วิมลลักษณ์ สุตะพันธ์)

กรรมการ

(อ. ดร.วุฒิ คำนกิตติกุล)

รักษาการแทนรองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

(รศ. น.อ. ดร.วรพจน์ ขำพิศ)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

อนุชา ระวังภัย : การหาพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนพอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวางสำหรับสายเคเบิลแรงสูงด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุประดิษฐ์ (AGEING MODEL PARAMETER ESTIMATION OF CROSS LINKED POLYETHYLENE INSULATING MATERIAL FOR HIGH VOLTAGE CABLES BY USING ACCELERATED AGEING TEST) อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.บุญเรือง มะรังศรี, 152 หน้า.

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลแรงสูง XLPE สำหรับใช้ในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุเพื่อหาค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ใช้ในแบบจำลองอายุสำหรับประเมินการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุได้ทำการศึกษาผลของความเครียดทางไฟฟ้าและอุณหภูมิต่อการเสื่อมอายุ โดยใช้เวลาในการผิพร่องของฉนวนเป็นตัวชี้วัด ผลการทดสอบที่ได้นำมาหาพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุต่าง ๆ ที่ใช้ในการประเมินอายุของฉนวน XLPE ซึ่งประกอบด้วยแบบจำลองกำลังผกผัน แบบจำลองเลขชี้กำลัง แบบจำลองของอาร์รีเนียส แบบจำลองของ Simoni แบบจำลองของ Montanari และแบบจำลองของ Crine จากผลการวิจัยพบว่าแบบจำลองของ Crine มีประสิทธิภาพที่สุดในการประเมินอายุของสายเคเบิลแรงสูง XLPE สำหรับระบบ 22 kV ซึ่งประกอบไปด้วยพารามิเตอร์พื้นฐาน 2 ค่า คือ  $\Delta G$  และ ค่าพารามิเตอร์ทั้งสองค่าจะแตกต่างกันไปตามอุณหภูมิที่ทำการประเมินอายุโดยแสดงดังนี้ โดยที่อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  จะได้ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.10 \times 10^{-9}$  J และค่า  $\Delta V$  คือ  $3.38 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ที่อุณหภูมิ  $60^{\circ}\text{C}$  จะได้ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.32 \times 10^{-19}$  J และค่า  $\Delta V$  คือ  $4.0 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ที่อุณหภูมิ  $75^{\circ}\text{C}$  จะได้ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.33 \times 10^{-19}$  J และค่า  $\Delta V$  คือ  $5.09 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  จะได้ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.24 \times 10^{-19}$  J และค่า  $\Delta V$  คือ  $4.55 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> นอกจากนี้ยังได้มีการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางกายภาพและทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุและฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริงเทียบกับฉนวน XLPE ที่ยังไม่ใช้งาน ผลการศึกษาพบว่า การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางกายภาพและทางเคมีมีความสัมพันธ์กับอุณหภูมิและความเครียดสนามไฟฟ้าที่ใช้

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ปีการศึกษา 2553

ลายมือชื่อนักศึกษา \_\_\_\_\_

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา \_\_\_\_\_

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม \_\_\_\_\_

ANUCHA RAWANGPAI : AGEING MODEL PARAMETER ESTIMATION  
OF CROSS LINKED POLYETHYLENE INSULATING MATERIAL FOR  
HIGH VOLTAGE CABLES BY USING ACCELERATED AGEING TEST.  
THESIS ADVISOR : ASST. PROF. BOONRUANG MARUNGSRI, D.Eng.,  
152 PP.

#### AGEING MODEL/XLPE CABLE/LIFE TIME

This thesis purposes life time estimation of XLPE insulated high voltage cable for 22 kV distribution system of Provincial Electricity Authority (PEA). Accelerated ageing test was conducted on XLPE insulating material in order to determine the various parameters for life time model. Electrical and thermal stresses were used as two main stresses to accelerated ageing of XLPE insulating material. Time to failure of tested specimen at each stresses was used to evaluate life time model parameters. Inverse power, exponential, Arrhenius, Simoni, Montanari and Crine models were studied in this thesis. The studied results show that Crine's model is the most effective to evaluate life time of XLPE high voltage cable for 22 kV systems. Crine's model have two important parameters,  $\Delta G$  and  $\Delta V$ . Both parameters are depending at temperature for ageing tests. At temperature 23 °C,  $\Delta G$  is  $2.1 \times 10^{-9}$  J and  $\Delta V$  is  $3.38 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup>. At temperature 60 °C,  $\Delta G$  is  $2.32 \times 10^{-19}$  J and  $\Delta V$  is  $4.0 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup>. At temperature 75 °C,  $\Delta G$  is  $2.33 \times 10^{-19}$  J and  $\Delta V$  is  $5.09 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup>. At temperature 90 °C,  $\Delta G$  is  $2.24 \times 10^{-19}$  J,  $\Delta V$  is  $4.55 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup>. Furthermore, physical damaged and chemical changed were also analyzed on tested specimens. In addition, chemical changed

of XLPE insulating material from used cable was analyzed in order to compare with unused cable. The results show that chemical changed and physical damage depended on applying stresses, i.e. electrical and thermal.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2010

Student's Signature\_\_\_\_\_

Advisor's Signature\_\_\_\_\_

Co Advisor's Signature\_\_\_\_\_

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างยิ่ง ทั้งด้านวิชาการและด้านดำเนินงานวิจัย จากบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ได้แก่

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.บุญเรือง มะรังศรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษาแนะนำแนวทางอันเป็นประโยชน์ต่องานวิจัยเป็นอย่างยิ่งและให้ความรู้ด้านวิชาการมาโดยตลอด รวมถึงการเป็นแบบอย่างที่ดีในทุก ๆ ด้านให้แก่ผู้วิจัยตลอดมา อีกทั้งยังได้ช่วยตรวจทานและแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนมีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

อาจารย์ ดร.นิมิต ชมนาวัง อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วมที่ให้คำปรึกษาและแนะนำแนวทางอันมีประโยชน์ให้แก่ผู้วิจัยและช่วยเหลือด้วยดีเสมอมา ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิมลลักษณ์ สุตะพันธ์ อาจารย์สาขาวิชาวิศวกรรมพอลิเมอร์ที่ให้คำปรึกษาแนะนำและให้ความรู้ทางด้านวิชาการอย่างยิ่ง

อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีทุกท่านที่ให้คำปรึกษาแนะนำและประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าอย่างดียิ่งตลอดมา

ขอขอบคุณ คุณชรัตน์ สัตนาโค คุณศุภกร วิสวภัทรธนธร และคุณสรารุช ทองหมูนุ่ม ที่ให้ความรู้และช่วยเหลือทางด้านเครื่องมือจับเวลาและตรวจวัดอุณหภูมิ และขอขอบคุณสถาบันวิจัยแสงซินโครตรอนที่สนับสนุนเกี่ยวกับเครื่องมือในการทดสอบอันเป็นประโยชน์ยังต่องานวิจัย

ขอขอบคุณ คุณอัญชุลี รักด่านกลาง คุณภัทรวรรณ เคนพะนาน และบุคลากรศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีทุกท่าน ที่อำนวยความสะดวกในการทำงานของข้าพเจ้า คุณกมลพรรณ บัวเทศ ที่ได้ช่วยดูแลช่วยเหลือและเป็นกำลังใจให้ผู้วิจัยตลอดมา และขอบคุณพี่ ๆ เพื่อน ๆ น้อง ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่าน รวมถึงมิตรสหายทั้งในอดีตและปัจจุบันที่ทำให้ข้าพเจ้ามีกำลังใจในการทำวิจัยตลอดมา

ท้ายนี้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ได้ให้ความรู้ทางด้านวิชาการทั้งในอดีตและปัจจุบัน และขอกราบขอบพระคุณนายสนิท ระวังภัย ผู้เป็นบิดา และนางสมาพร ระวังภัย ผู้เป็นมารดา ที่ให้ความรักความห่วงใย และการส่งเสริมทางด้านการศึกษาอย่างเปี่ยมล้นตลอดมาจนทำให้ผู้วิจัยไม่ย่อท้อต่ออุปสรรคที่เกิดขึ้นตลอดมา

อนุชา ระวังภัย

# สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย) .....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ง
สารบัญ .....	จ
สารบัญตาราง .....	ฉ
สารบัญรูป .....	ฎ
<b>บทที่</b>	
<b>1 บทนำ</b> .....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย .....	2
1.3 ข้อยกเว้นเบื้องต้น .....	2
1.4 ขอบเขตของการวิจัย .....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	3
1.6 รายละเอียดในวิทยานิพนธ์.....	4
<b>2 ปรัชญาบรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง</b> .....	5
2.1 กล่าวนำ.....	5
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง .....	5
2.3 สรุป.....	9
<b>3 ทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง</b> .....	11
3.1 กล่าวนำ.....	11
3.2 สายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง.....	11
3.3 โครงสร้างและวัสดุของสายเคเบิล .....	12
3.3.1 วัสดุตัวนำไฟฟ้า.....	13
3.3.2 วัสดุฉนวน .....	15
3.3.3 วัสดุกำบังแบบสารกึ่งตัวนำ .....	17



## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.3.4	ปลอกหุ้ม .....	17
3.4	การผลิตสายเคเบิลชั้นพื้นฐาน .....	18
3.4.1	ขั้นตอนการผลิตตัวนำไฟฟ้า.....	19
3.4.2	ขั้นตอนการผลิตแกนกลาง.....	19
3.4.3	ขั้นตอนการผลิตสายเคเบิลเสร็จสมบูรณ์ .....	25
3.4.4	ขั้นตอนการควบคุมและตรวจสอบคุณภาพ .....	25
3.5	การจัดหมวดหมู่วัสดุพอลิเมอร์สำหรับสายเคเบิล .....	25
3.5.1	ขั้นตอนการผลิตสายเคเบิลเสร็จสมบูรณ์ .....	26
3.5.2	พอลิเอทิลีนความหนาแน่นต่ำ.....	28
3.5.3	พอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง .....	28
3.6	การจัดหมวดหมู่วัสดุพอลิเมอร์สำหรับสายเคเบิล .....	32
3.6.1	คุณสมบัติทางกลของวัสดุพอลิเมอร์ .....	32
3.6.2	ปรากฏการณ์การเกิดผลึก การหลอม และการอ่อนตัวจากความร้อน .....	34
3.7	การเสื่อมอายุของสายเคเบิลไฟฟ้า.....	39
3.7.1	กระบวนการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE .....	39
3.7.2	ปรากฏการณ์ Water treeing.....	40
3.8	แบบจำลองการเสื่อมอายุ.....	42
3.8.1	วิธีการทางสถิติ .....	43
3.8.2	แบบจำลองการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะ ความเครียดทางไฟฟ้า.....	45
3.8.3	แบบจำลองการเสื่อมอายุในสภาวะ ความเครียดทางความร้อน .....	46
3.8.4	แบบจำลองการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะ พหุความเครียด .....	48
3.9	สรุป.....	61

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

<b>4</b>	<b>การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE .....</b>	<b>63</b>
4.1	กล่าวนำ.....	63
4.2	การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE .....	63
4.2.1	การตัดชิ้นงานฉนวน XLPE สำหรับการทดสอบ .....	63
4.2.2	การสร้างชุดทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุ.....	66
4.2.3	การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE.....	69
4.3	สรุป.....	76
<b>5</b>	<b>แบบจำลองอายุของฉนวน XLPE .....</b>	<b>77</b>
5.1	กล่าวนำ.....	77
5.2	แบบจำลองภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า .....	77
5.2.1	แบบจำลองกำลังพิกัด.....	77
5.2.2	แบบจำลองเลขชี้กำลัง.....	80
5.3	แบบจำลองภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อน.....	83
5.3.1	แบบจำลอง Arrhenius .....	83
5.4	แบบจำลองภายใต้สภาวะพหุความเครียด.....	86
5.4.1	แบบจำลองอายุของ Simoni.....	86
5.4.2	แบบจำลองความน่าจะเป็นของ Montanari.....	93
5.4.3	แบบจำลองทางกายภาพโดย Crine .....	101
5.5	การประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้า .....	110
5.5.1	การประเมินค่าอายุการใช้งานสายเคเบิล ด้วยแบบจำลองอายุของ Simoni .....	111
5.5.2	การประเมินค่าอายุการใช้งานสายเคเบิล ด้วยแบบจำลองอายุของ Montanari .....	112
5.5.3	การประเมินค่าอายุการใช้งานสายเคเบิล ด้วยแบบจำลองอายุของ Crine .....	112
5.6	สรุป.....	114

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

<b>6</b>	<b>การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีและทางกายภาพของฉนวน XLPE.....</b>	<b>117</b>
6.1	กล่าวนำ.....	117
6.2	การเกิดออกซิเดชันและคาร์บอนไนเซชันจากการเร่งเสื่อมอายุ ของฉนวน XLPE .....	117
6.2.1	การเกิดออกซิเดชันบนฉนวน XLPE .....	117
6.2.2	การเกิดคาร์บอนไนเซชันบนฉนวน XLPE.....	117
6.3	การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE .....	118
6.3.1	เครื่องมือวิเคราะห์แบบฟูรีเยร์ทรานฟอร์มอินฟราเรด สเปคโตรสโกปี .....	119
6.3.2	การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการเร่งเสื่อมอายุ.....	122
6.3.3	การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริง.....	124
6.4	การตรวจสอบโครงสร้างกายภาพของฉนวน XLPE .....	125
6.5	สรุป.....	128
<b>7</b>	<b>สรุปและข้อเสนอแนะ.....</b>	<b>129</b>
7.1	สรุป.....	129
7.2	ข้อเสนอแนะ .....	133
	รายการอ้างอิง.....	134
	ภาคผนวก .....	136
	ประวัติผู้เขียน .....	152

## สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
3.1	ภาคตัดขวางของสายเคเบิลฉนวนพอลิเมอร์.....13
3.2	ตัวนำไฟฟ้าในสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง.....14
3.3	สายไฟฟ้ากำลังแรงดันสูง XLPE (XLPE High Voltage Power Cable) .....17
3.4	ขั้นตอนการผลิตสายเคเบิลแรงสูงฉนวน XLPE.....19
3.5	ขั้นตอนของกระบวนการผลิตแกนกลางของสายเคเบิล.....20
3.6	เครื่องมือที่ใช้ในการขึ้นรูปสายเคเบิล.....21
3.7	เทคนิคการอบและการขึ้นรูปโดยทั่วไปของสายเคเบิล XLPE.....22
3.8	แผนผังระบบการผลิตของสายเคเบิลโดยระบบ CCV และ VCV .....23
3.9	แผนผังของระบบ MDCV .....24
3.10	โครงสร้างพอลิเมอร์พอลิเอทิลีนจากเอทิลีน .....26
3.11	ขั้นตอนการเลือกรูปของวัสดุพอลิเมอร์แบบกิ่งผลึก .....27
3.12	แผนผังแสดงกระบวนการอบด้วยวิธีต่าง ๆ .....29
3.13	กระบวนการเชื่อมขวางของวัสดุ PE (ก) การเกิดสารอนุมูลอิสระ Cumyloxy หลังจาก DCP ให้ความร้อน (ข) สารอนุมูลอิสระ Cumyloxy ทำการเชื่อมกับ อะตอมไฮโดรเจน จากวัสดุ PE ส่งผลให้เกิด Cumyl alcohol ขึ้น (ค) โครงสร้าง โมเลกุลของ XLPE.....30
3.14	วิธีอบแบบ Sioplas และ วิธีอบแบบ Monosil.....31
3.15	อัตราส่วนผลึกกับแกนเวลาของวัสดุ Polypropylene ที่อุณหภูมิต่าง ๆ.....35
3.16	ปริมาณจำเพาะของวัสดุพอลิเมอร์ต่ออุณหภูมิ กราฟ A วัสดุพอลิเมอร์ โครงสร้างอสัณฐาน B วัสดุพอลิเมอร์โครงสร้างกิ่งผลึก C วัสดุพอลิเมอร์ โครงสร้างแบบผลึก.....37
3.17	ปัจจัยที่มีผลต่อการเสื่อมอายุ .....39
3.18	การเกิดปรากฏการณ์ Water treeing ในสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง.....41

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.19 การเกิดปรากฏการณ์ Water treeing ในสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง.....	52
3.20 การแตกตัวของพันธะ Van der Waals ในโมเลกุล .....	55
3.21 ตัวขวางกั้นพลังงานอิสระซึ่งควบคุมกระบวนการเสื่อมอายุ ในกรณีที่ค่าพลังงานกระตุ้นอิสระมีค่าความเครียดเป็นศูนย์คือ $\Delta G_0^+$ และสำหรับความเครียดที่ไม่เป็นศูนย์คือ $\Delta G_F^+$ .....	56
4.1 ภาคตัดขวางของสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูงขนาด 22 kV ที่นำมาทดสอบ .....	64
4.2 เครื่องไมโครโทม .....	65
4.3 ชิ้นงาน XLPE ที่ถูกตัดด้วยเครื่องไมโครโทม .....	65
4.4 ไดอะแกรมชุดทดสอบถึงสแตนด์เลส.....	67
4.5 ระบบอิเล็กทรอนิกส์และฮีตเตอร์ในชุดทดสอบ .....	67
4.6 ชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE.....	68
4.7 วงจรจับเวลาการเร่งการเสื่อมอายุของชิ้นงาน XLPE.....	68
4.8 ระบบชุดทดสอบการเสื่อมอายุ.....	69
4.9 ระบบวงจรไฟฟ้าของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ .....	71
5.1 ระบบวงจรไฟฟ้าของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ .....	79
5.2 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่าง แบบจำลองกำลังผกผันและการทดสอบ.....	80
5.3 อายุจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้า .....	81
5.4 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองเลขชี้กำลังและการทดสอบ.....	83
5.5 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลอง Arrhenius และการทดสอบ .....	85
5.6 เส้นอายุที่อุณหภูมิแตกต่างกัน โดยแสดงค่าเริ่มต้น การเสื่อมอายุทางไฟฟ้าที่อุณหภูมิ .....	87
5.7 ค่า $E_0$ จากการวิเคราะห์ด้วยวิธี CAM.....	88

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.8 อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากผลการทดลองที่อุณหภูมิ 23°C .....	89
5.9 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองของ Simoni และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C .....	91
5.10 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองความคงทนของ Simoni และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ .....	93
5.11 การกระจายของที่น่าจะเป็นแบบ Weibull ในการเกิดความผิดพลาด ที่อุณหภูมิ 23°C .....	96
5.12 การเปรียบเทียบอายุของชิ้นงาน XLPE ที่อุณหภูมิ 23°C .....	99
5.13 เปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองของ Montanari และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ .....	100
5.14 ความสัมพันธ์ระหว่าง $F^2$ และ $\ln t$ จากค่าผลการทดลองที่อุณหภูมิ 23°C .....	104
5.15 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Crine และผลการทดสอบที่อุณหภูมิ 23°C .....	106
5.16 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองอายุของ Crine และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ .....	107
5.17 อายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองของ Crine ที่ความเครียดทางไฟฟ้า และอุณหภูมิต่าง ๆ .....	108
5.18 อายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Montanari ที่ความเครียดทางไฟฟ้า และอุณหภูมิต่าง ๆ .....	109
5.19 อายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองของ Simoni ที่ความเครียดทางไฟฟ้า และอุณหภูมิต่าง ๆ .....	109
5.20 ทรงกระบอกซ้อนกันรวม .....	111
5.21 อายุการใช้งานโดยประมาณของสายเคเบิล 22 kV ในแต่ละขนาด ที่อุณหภูมิต่าง ๆ .....	114
6.1 พันธะโมเลกุลของ XLPE ในการเกิดออกซิเดชัน .....	118

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.2 พันธะโมเลกุลของ XLPE ในการเกิดคาร์บอนไนเซชัน .....	118
6.3 เครื่องวิเคราะห์ Spectrometer .....	119
6.4 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ที่อุณหภูมิ 23°C .....	122
6.5 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ที่อุณหภูมิ 60°C .....	122
6.6 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ที่อุณหภูมิ 75°C .....	123
6.7 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ที่อุณหภูมิ 90°C .....	123
6.8 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานเป็นเวลา 12 และ 15 ปี .....	124
6.9 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 23°C หลังการทดสอบ .....	125
6.10 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 60°C หลังการทดสอบ .....	126
6.11 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 75°C หลังการทดสอบ .....	126
6.12 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 90°C หลังการทดสอบ .....	127

## สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง .....	5
3.1	วิวัฒนาการและพัฒนาการของสายเคเบิล.....	12
3.2	คุณสมบัติของวัสดุที่ใช้ทำตัวนำไฟฟ้า.....	13
3.3	ประเภทของฉนวนสายเคเบิลใต้ดิน .....	18
3.4	วิธีการขึ้นรูปสามชั้น .....	21
3.5	ข้อดีและข้อด้อยของกระบวนการอบสายเคเบิล แบบ CCV และ VCV .....	23
3.6	คุณลักษณะทางกลที่อุณหภูมิห้องของวัสดุพอลิเมอร์ .....	33
3.7	อุณหภูมิการเปลี่ยนสภาพ $T_g$ และ $T_m$ ของวัสดุพอลิเมอร์ .....	37
3.8	คุณลักษณะของวัสดุพอลิเมอร์ที่เหมาะสมสำหรับใช้เป็นฉนวน ของสายเคเบิลไฟฟ้า.....	38
3.9	ข้อดีและข้อเสียของแบบจำลองต่าง ๆ.....	60
4.1	ตารางแสดงค่าความเครียดทางไฟฟ้าต่าง ๆ .....	72
4.2	ความเครียดทางไฟฟ้าและทางอุณหภูมิที่ระดับต่าง ๆ ของการทดสอบ .....	72
4.3	ค่าเฉลี่ยการทดสอบการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ที่แรงดัน และอุณหภูมิต่าง ๆ .....	73
4.4	ข้อมูลการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ที่แรงดัน และอุณหภูมิต่าง ๆ ในสภาวะพหุความเครียด.....	74
4.5	เวลาเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้า.....	75
4.6	เวลาเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสภาวะความเครียดทางความร้อน .....	76
5.1	เปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองกำลังผกผันและจากการทดสอบ .....	79



## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.2	เปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองเลขชี้กำลัง และจากการทดสอบ ..... 82
5.3	เปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลอง Arrhenius และจากการทดสอบ ..... 85
5.4	อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการ CAM ที่อุณหภูมิ 90°C ..... 88
5.5	การเปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุ ของ Simoni และจากการทดสอบที่ 23°C..... 90
5.6	อายุของฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Simoni ที่อุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ ..... 92
5.7	ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุของ Simoni ที่อุณหภูมิและต่าง ๆ ..... 92
5.8	ค่าความเครียดทางไฟฟ้าอ้างอิงที่อุณหภูมิ 23°C ..... 96
5.9	ค่าอายุของฉนวน XLPE โดยใช้แบบจำลอง ของ Simoni ที่อุณหภูมิ 23°C ..... 97
5.10	การเปรียบเทียบค่าอายุของฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองอายุ ของ Montanari และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C ..... 98
5.11	ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองความน่าจะเป็นที่อุณหภูมิต่าง ๆ ..... 100
5.12	อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการคำนวณโดยแบบจำลองอายุ ของ Montanari ที่อุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ ..... 101
5.13	อายุของฉนวนจากแบบจำลองอายุของ Crine และจากการทดลอง ที่อุณหภูมิ 23°C..... 105
5.14	ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุของ Crine ที่อุณหภูมิต่าง ๆ ..... 107
5.15	ค่าอายุของฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Crine ที่อุณหภูมิ และแรงดันต่าง ๆ ..... 108
5.16	อายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ขนาดต่าง ๆ ด้วยแบบจำลองอายุ ของ Montanari ..... 112

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.17 อายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ขนาดต่าง ๆ ด้วยแบบจำลองอายุของ Crine .....	113
6.1 ความถี่ของการดูดกลืนแสงอินฟราเรดของหมูฟังก์ชั้นบางชนิด .....	120

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแรงสูงของประเทศไทยในปัจจุบันเป็นแบบสายจึงเหนือศีรษะ (Overhead cables) สายเคเบิลใต้ดิน (Underground cables) และสายเคเบิลใต้น้ำ (Submarine cables) สายส่งแต่ละชนิดจะถูกใช้งานตามความเหมาะสมของพื้นที่ และความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

ข้อดีของระบบส่งจ่ายแบบสายส่งจึงเหนือศีรษะคือมีราคาในการติดตั้งและการซ่อมบำรุงต่ำ และสามารถมองเห็นการเสื่อมอายุของสายเคเบิลได้ด้วยตาเปล่า ทำให้การซ่อมบำรุงทำได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือ สภาพแวดล้อมมีผลกระทบค่อนข้างมาก เช่น การเกิดฟ้าผ่าลงสายเคเบิล มลภาวะทางอากาศหรือสิ่งมีชีวิตต่าง ๆ อันนำไปสู่การชำรุดแก่สายเคเบิล เป็นต้น ในกรณีของสายเคเบิลใต้ดินและใต้น้ำมีข้อดีคือ ความสวยงามของภูมิทัศน์ ลดปัญหาทางมลภาวะ หลีกเลี่ยงผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมและสามารถส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าได้ดีกว่าสายเคเบิลจึงเหนือศีรษะ ส่วนข้อเสียของสายเคเบิลใต้ดินและใต้น้ำมีราคาในการติดตั้งและซ่อมบำรุงรักษาค่อนข้างแพง อีกทั้งไม่สามารถมองเห็นการเสื่อมอายุของสายเคเบิลได้ด้วยตาเปล่า ดังนั้นการเสื่อมอายุใช้งานของสายเคเบิลจึงมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อสมรรถนะของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เพราะหากถึงระยะเวลาเสื่อมอายุการใช้งานของสายเคเบิลใต้ดินและใต้น้ำแล้วไม่เปลี่ยนสายเคเบิลใหม่ อาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

ในช่วงเวลาที่ผ่านมา สายเคเบิลมีพัฒนาการทางด้านต่าง ๆ อย่างมาก แต่สิ่งที่มีการพัฒนา มากที่สุดในสายเคเบิลคือ ฉนวน ซึ่งเป็นส่วนประกอบที่สำคัญอย่างยิ่งในสายเคเบิล ในสมัยก่อน ฉนวนที่ใช้ในสายเคเบิลทั่วไปมักเป็นแบบ กระดาษจุ่มน้ำมัน หรือ ปลอกหุ้มตะกั่ว ซึ่งเป็นฉนวนที่มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดี แต่มีข้อเสียคือ มีผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน จึงได้มีการผลิต และพัฒนาวัสดุพอลิเมอร์ขึ้น เพื่อใช้เป็นฉนวนสายเคเบิล ซึ่งวัสดุพอลิเมอร์มีคุณสมบัติที่เหมาะสมแก่การเป็นฉนวนอย่างยิ่ง เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตที่ต่ำ ง่ายต่อการบำรุงรักษา และไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อีกทั้งยังมีคุณสมบัติทางไฟฟ้ามากกว่าฉนวนในสมัยก่อน เช่น มีความคงทนจากความร้อนของตัวนำไฟฟ้าและปฏิกิริยาทางเคมีได้มากขึ้น ด้วยเหตุนี้นักวิจัยส่วนใหญ่จึงนิยมศึกษาและ ค้นคว้าในเรื่องของฉนวนเคเบิล เพื่อพัฒนาสายเคเบิลให้มีอายุการใช้งานเพิ่มขึ้น

ในปัจจุบันจึงมีการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลแรงสูงสำหรับระบบส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าอย่างแพร่หลาย โดยทำการทดสอบและคำนวณเพื่อประเมินอายุการใช้งาน

ของสายเคเบิลแรงสูงก่อนทำการติดตั้งใต้ดินหรือใต้น้ำ ทำให้สามารถวางแผนเปลี่ยนสายเคเบิลได้เมื่อเกิดการเสื่อมอายุ

ด้วยเหตุผลดังที่กล่าวมาแล้วนั้น การศึกษาวิจัยเกี่ยวกับการประเมินค่าอายุการใช้งานและการเสื่อมอายุของสายเคเบิลแรงสูงจึงมีความสำคัญและเป็นประโยชน์อย่างยิ่ง งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้จึงศึกษาการเสื่อมอายุการใช้งานของฉนวนสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง ด้วยวิธีการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน เพื่อประเมินระยะเวลาในการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้าก่อนที่จะเสื่อมอายุ โดยหาค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลแรงสูง แล้วนำไปเปรียบเทียบกับสายเคเบิลแรงสูงที่ใช้งานจริง

สำหรับงานวิจัยวิทยานิพนธ์ครั้งนี้ทำการศึกษามุ่งเน้นไปที่ลักษณะการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลที่ใช้กับระบบจำหน่าย 22 kV

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.2.1 เพื่อศึกษากระบวนการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสายเคเบิลแรงสูง
- 1.2.2 เพื่อศึกษาแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสายเคเบิลแรงสูง
- 1.2.3 เพื่อพัฒนาสร้างชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสายเคเบิลแรงสูง
- 1.2.4 เพื่อหาพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสายเคเบิลแรงสูง
- 1.2.5 เพื่อนำค่าพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ที่ได้ไปใช้ในการประเมินอายุสายเคเบิลแรงสูงที่ใช้งานจริง

## 1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

- 1.3.1 การคำนวณใด ๆ ที่มีความซับซ้อนในงานวิจัยนี้ จะอาศัยโปรแกรม MATLAB เป็นเครื่องมือในการคำนวณ
- 1.3.2 ในการประเมินและวิเคราะห์ค่าอายุการใช้งานของฉนวน XLPE จะใช้แบบจำลองของ Montanari แบบจำลองของ Simoni และแบบจำลองของ Crine และนำผลลัพธ์ของทั้ง 3 แบบจำลองมาเปรียบเทียบกัน
- 1.3.3 การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE จะใช้ค่าความเครียดทางไฟฟ้าในการทดสอบในช่วง 50 – 150 kV/mm และความเครียดทางความร้อน ในการทดสอบจะใช้อุณหภูมิที่ 23°C 60°C 75°C และ 90°C ตามลำดับ
- 1.3.4 อุณหภูมิห้องของการทดลองจะใช้อุณหภูมิที่ห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูง ในอาคารเครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี 5 เป็นหลัก
- 1.3.5 สายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูงที่ใช้งานจริงเป็นสายเคเบิลสำหรับระบบ 22 kV

## 1.4 ขอบเขตของการวิจัย

- 1.4.1 ดำเนินการออกแบบเครื่องมือชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE โดยที่สามารถจำหน่ายระบบกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ชุดทดสอบได้
- 1.4.2 ดำเนินการสร้างชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ที่สามารถทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุให้แก่ฉนวน XLPE ได้
- 1.4.3 การตัดฉนวน XLPE เพื่อใช้ในการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ใช้เครื่องมือโครโทมในการตัดชิ้นงาน XLPE เพื่อมีขนาดความหนาตามที่ต้องการ
- 1.4.4 ดำเนินการทดสอบชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เพื่อหาค่าแรงดันเบรคความถี่และช่วงเวลาในการเกิดเบรคความถี่
- 1.4.5 ใช้กล้องจุลทรรศน์ตรวจสอบ โครงสร้างทางกายภาพของเนื้อฉนวน XLPE หลังการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ
- 1.4.6 ตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE หลังจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุด้วยเครื่องมือวิเคราะห์แบบ Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR)
- 1.4.7 ใช้กล้องจุลทรรศน์ตรวจสอบ โครงสร้างทางกายภาพของเนื้อฉนวน XLPE ในสายเคเบิลที่ผ่านการใช้งานจริง
- 1.4.8 ตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ในสายเคเบิลที่ผ่านการใช้งานจริงด้วยเครื่องมือวิเคราะห์แบบ FITR
- 1.4.9 ทำการเปรียบเทียบ โครงสร้างทางเคมีระหว่างฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริง และฉนวน XLPE ที่ถูกเร่งเสื่อมอายุ เพื่อตรวจสอบความแม่นยำของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ
- 1.4.10 ทำการหาค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุทั้ง 3 วิธีที่ใช้ในการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE
- 1.4.11 ทำการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลจากค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลองอายุ

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.5.1 เกิดความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับลักษณะการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง
- 1.5.2 ได้พารามิเตอร์สำหรับแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ของสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูงในระบบ 22 kV

- 1.5.3 สามารถประเมินอายุของสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูงที่ใช้งานจริงในระบบ 22 kV จากแบบจำลองที่ได้
- 1.5.4 ได้เผยแพร่ความรู้จากงานวิจัยเรื่องการหาพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE สำหรับสายเคเบิลแรงสูงด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในที่ประชุมวิชาการหรือวารสารวิชาการทั้งในและต่างประเทศ

## 1.6 รายละเอียดในวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย 7 บท

**บทที่ 1** เป็นบทนำกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของการวิจัย ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย รวมทั้งแนะนำเนื้อหาพอสังเขปที่เป็นองค์ประกอบของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

**บทที่ 2** กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

**บทที่ 3** กล่าวถึงทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้องกับสายเคเบิลและ แบบจำลองอายุต่าง ๆ

**บทที่ 4** กล่าวถึงวิธีการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

**บทที่ 5** กล่าวถึงการคำนวณอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองอายุต่าง ๆ

**บทที่ 6** กล่าวถึงการวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีและกายภาพของฉนวน XLPE

**บทที่ 7** กล่าวถึงบทสรุปและข้อเสนอแนะ

## บทที่ 2

### ปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 กล่าวนำ

ดังที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 1 ว่าวัตถุประสงค์หลักของงานวิจัยนี้คือ การหาพารามิเตอร์แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนพอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง (XLPE) สำหรับสายเคเบิลแรงสูงด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการช่วยหาอายุของฉนวนเคเบิล ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องดำเนินการสำรวจปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ทราบถึงแนวทางการวิจัย ระเบียบวิธีที่เคยมีการใช้งานมาก่อน ผลการดำเนินงานข้อเสนอแนะต่างๆ จากคณะนักวิจัยตั้งแต่อดีตเป็นต้นมา โดยใช้ฐานข้อมูลที่เป็นแหล่งสะสมรายงานวิจัยและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องทางด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีอันได้แก่ฐานข้อมูลจาก IEEE IEE Scopus และ Science Direct เป็นต้น ผลการสำรวจสืบค้นงานวิจัยดังกล่าวจะใช้เป็นแนวทางสำหรับการประยุกต์และพัฒนาเข้ากับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

#### 2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องในเรื่องแบบจำลองการเสื่อมอายุและการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลที่นักวิจัยหลายท่านได้ทำการค้นคว้าและวิจัยสามารถสรุปการดำเนินงานวิจัย โดยแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
1948	Dakin, T. W.	เสนอทฤษฎีการคำนวณอายุของฉนวนไฟฟ้าภายใต้ความเครียดทางความร้อน (Thermal stress) โดยใช้หลักการพื้นฐานตามความสัมพันธ์ของ Arrhenius (Arrhenius relationship)
1965	Endicott, H. S., Hatch, B. D. and Sohmer, R. G.	เสนอแบบจำลองกำลังผกผัน (Inverse power) และแบบจำลองเลขชี้กำลัง (Exponential) โดยใช้พื้นฐานจากกฎกำลังผกผัน ซึ่งเป็นแบบจำลองที่ใช้เวลาและค่าแรงดันที่เกิดความผิพร่องในการประเมินอายุของฉนวนเคเบิล และเป็นพื้นฐานให้กับแบบจำลองอื่น ๆ มากมาย

ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
1979	Fallou, B., Burguiere, C., and Morel, J. F.	นำเสนอแบบจำลองเลขชี้กำลัง โดยทำการศึกษาภายใต้สภาวะพหุความเครียด (Multi-stress) ประกอบด้วยสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางความร้อน เป็นแบบจำลองแรกที่มีมากกว่าหนึ่งความเครียดอยู่ในสมการเดียวกัน สำหรับการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิล
1981	Simony, L.	ปรับปรุงรูปแบบสมการของกฎกำลัง และกฎเลขชี้กำลัง โดยแสดงให้เห็นถึงค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุของความเครียดทางไฟฟ้า
1981	Paloniemi, P.	เสนอทฤษฎีสมดุล (Theory of equalization) ในการอธิบายผลทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิล โดยใช้ความเครียดทางความร้อนและความเครียดทางกายภาพ
1984	Simoni, L.	เสนอแบบจำลองความคงทนทางไฟฟ้า (Electrical strength) โดยมีพื้นฐานจากกฎกำลังผกผัน และความสัมพันธ์ของ Arrhenius ซึ่งได้จากการทดสอบหาค่าอายุจากความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อนในขณะเดียวกัน
1985	Ramu, T. S.	เสนอแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้าภายใต้สภาวะพหุความเครียด โดยใช้พื้นฐานจากสมมติฐานทางเคมีและกายภาพของ Eying
1985	Montanari, G. C. and Cacciari, M.	เสนอแบบจำลองอายุของฉนวนสายเคเบิลภายใต้สภาวะพหุความเครียด หรือแบบจำลองความน่าจะเป็น (Probabilistic model) โดยใช้ทฤษฎีการกระจายแบบ Weibull และแบบจำลองกำลังผกผันเป็นพื้นฐาน
1988	Montanari, G. C. and Cacciari, M.	ศึกษาและประเมินอายุของฉนวน XLPE ในสภาวะพหุความเครียด ทำการกำหนดค่าความเครียดทางไฟฟ้าและทางอุณหภูมิ ด้วยพื้นฐานการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull
1989	Montanari, G. C. and Cacciari, M.	ปรับปรุงแบบจำลองความน่าจะเป็นในสภาวะพหุความเครียดที่ได้เสนอในปี 1985 โดยคำนึงถึงค่าเริ่มต้นของการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า (Electrical threshold)
1989	Crine, J. P., Parpal, J. L., and Dang, C.	เสนอแบบจำลองทางกายภาพ (Physical model) เพื่อใช้ในการคำนวณหาอายุของฉนวนไฟฟ้าภายใต้สภาวะพหุความเครียด



ตารางที่ 2.1 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ค.ศ.	คณะผู้ทำวิจัย	การดำเนินงานวิจัย
1992	Cacciari, M., Montanari, G., Simoni, L., Cavallini, A., and Motori, A.	ศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE และ EPR โดยใช้แบบจำลองความน่าจะเป็นของการเสื่อมอายุฉนวนภายใต้สภาวะพหุความเครียด ทำการเปรียบเทียบอายุของฉนวนทั้ง 2 ชนิดและทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุฉนวนในสภาวะแวดล้อมของอากาศและน้ำ เพื่อหาความแตกต่างในแต่ละสภาวะแวดล้อมและแสดงที่มาของพารามิเตอร์โดยละเอียด
1996	David, E., Parpal, J. L., and Crine, J. P.	ศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE โดยการประยุกต์ใช้การกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull ในสภาวะพหุความเครียด เช่น ความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางกลในด้านแรงดึง (Tensile)
1997	Parpal, J. L., Crine, J. P., and Dang, C.	ศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลหลายชนิด ทำการทดสอบการเสื่อมอายุของฉนวนในสภาวะแวดล้อมน้ำและอากาศเพื่อเปรียบเทียบอายุของฉนวนเคเบิล โดยใช้แบบจำลองทางกายภาพ
1998	Griffiths, C. L. and Betteridge, S.	ศึกษาและเปรียบเทียบแบบจำลองต่าง ๆ ของฉนวน XLPE ในสภาวะแห้งและภายใต้อุณหภูมิต่าง ๆ
2002	Crine, J. P.	ปรับปรุงและเพิ่มเติมแบบจำลองทางกายภาพให้มีความสอดคล้องกับฉนวน XLPE มากขึ้น
2007	Aras, F., Can, N., Alekpervov, V., and Kirkici, H.	ศึกษาการเสื่อมอายุของสายเคเบิลใต้ดิน 154 kV ที่มี XLPE เป็นฉนวนในสภาวะพหุความเครียด โดยใช้แบบจำลองความสัมพันธ์ของ Arrhenius และแบบจำลองทางกายภาพทำการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE

จากการค้นคว้าผลงานวิจัยที่ผ่านมา ทำให้ทราบว่านักวิจัยได้คิดค้นและนำเสนอแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ทำให้สามารถแบ่งประเภทของแบบจำลองได้ง่ายขึ้น ดังนั้นพื้นฐานของแบบจำลองในแต่ละรูปแบบและวิธีการทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุสามารถกล่าวโดยสรุปได้ดังนี้

เริ่มต้นจากการนำเสนอทฤษฎีกำลังการสลายตัวของฉนวนไฟฟ้าภายใต้ความเครียดทางความร้อน (Dakin, 1948) โดยใช้หลักการพื้นฐานตามความสัมพันธ์ของ Arrhenius ซึ่งมีสมมติฐานจากการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีบนความร้อนที่เกิดจากฉนวนไฟฟ้า

Endicott (1965) นำเสนอแบบจำลองกำลังผกผันและแบบจำลองเลขชี้กำลัง โดยมีกฎกำลังไฟฟ้าของ Peek เป็นพื้นฐาน แบบจำลองดังกล่าวสามารถกำหนดค่าของความเครียดทางไฟฟ้าให้แตกต่างกันได้หลายค่า แต่ความถี่มีค่าคงที่ และทดสอบได้เฉพาะในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเท่านั้น ข้อดีของแบบจำลองนี้คือ สามารถหาค่าความผิดพลาดในการทดสอบได้เร็วที่สุดและมีความน่าเชื่อถือ อย่างไรก็ตามข้อมูลที่ให้เป็นเพียงแค่อายุภายใต้สภาวะความเครียดเดียวเท่านั้น ยังไม่มีความน่าเชื่อถือเท่าที่ควร เมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลของกรณีภายใต้สภาวะพหุความเครียด

Fallou et al., (1979) ได้นำเสนอแบบจำลองเลขชี้กำลัง โดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางความร้อนเข้าด้วยกัน ข้อดีของแบบจำลองนี้คือ เมื่อทำการทดสอบกระบวนการเสื่อมอายุมากกว่า 3 ครั้งแล้ว จะสามารถจำแนกได้อย่างชัดเจนว่าเกิดจากรูปแบบความเครียดทางไฟฟ้า ทางความร้อน หรือเกิดขึ้นทั้ง 2 อย่างพร้อมกัน แต่แบบจำลองนี้ไม่สามารถอธิบายค่าแรงดันเริ่มต้นได้ และผลการทดลองไม่สอดคล้องกันกับสมการของแบบจำลอง จึงเป็นแบบจำลองที่ยังไม่มีความเสถียรภาพเพียงพอต่อการใช้งาน

Simoni (1981) ได้ทำปรับปรุงรูปแบบสมการของกฎกำลัง และ กฎเลขชี้กำลังขึ้นมาใหม่ โดยให้อยู่ในรูปแบบที่ง่ายขึ้น และแสดงให้เห็นถึงค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุของความเครียดทางไฟฟ้า ต่อมา Simoni (1984) ได้ศึกษาและนำเสนอแบบจำลองอายุในสภาวะพหุความเครียด โดยมีพื้นฐานมาจากสมการของความคงทนทางไฟฟ้า แบบจำลองนี้เป็นสมการแสดงการถดถอยของความคงทนทางไฟฟ้าของฉนวน ภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางความร้อน โดยใช้กฎกำลังผกผัน และความสัมพันธ์ของ Arrhenius เป็นพื้นฐาน

Ramu (1985) นำเสนอแบบจำลองที่มีพื้นฐานของกระบวนการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีและทางกายภาพของ Eyring โดยมีสมมติฐานเกี่ยวกับการเกิดปฏิกิริยาต่าง ๆ บนฉนวนเคเบิล เมื่อทดสอบการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อน แบบจำลองนี้มีการใช้ตัวแปรที่คล้ายกับแบบจำลองของ Simoni และใช้กฎกำลังไฟฟ้าของ Peek

Montanari et al., (1985) ได้นำเสนอแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุฉนวนเคเบิล โดยใช้พื้นฐานจากหลักการ two parameter Weibull และแบบจำลอง Simoni สร้างสมการอยู่ในรูปแบบอย่างง่าย โดยในสภาวะพหุความเครียดนั้นมีการบอกที่มาและแสดงการหาค่าของพารามิเตอร์ต่าง ๆ ได้อย่างละเอียด ซึ่งค่าอายุของฉนวนเคเบิลที่ได้จะถูกแสดงให้อยู่ในรูปกราฟ log-log และมีค่าอายุ

ใกล้เคียงกับวิธีอื่น ๆ แบบจำลองนี้นิยมใช้ในการประเมินค่าการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลในสภาวะพหุความเครียด

Crine et al., (1989) ได้นำเสนอแบบจำลองทางกายภาพ ซึ่งมีความเรียบง่ายเมื่อเปรียบเทียบกับทฤษฎีอื่น ๆ ในกระบวนการเสื่อมอายุในฉนวนเคเบิล แบบจำลองนี้ได้นำแนวคิดใหม่มาสู่กระบวนการเสื่อมอายุ โดยแสดงการเสื่อมอายุอยู่ในรูปแบบของกระบวนการควบคุมอัตราต่าง ๆ ทางกายภาพ เช่น ค่าคงที่ และตัวแปรต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับทางกายภาพ ซึ่งผลการทดลองในแบบจำลองนี้มีลักษณะคล้ายกันกับแบบจำลองอื่น ๆ เช่นกัน ต่อมา Parpal (1997) ได้ศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวน PE และ XLPE ทดสอบในสภาวะที่ฉนวนอยู่ในน้ำและอากาศ โดยใช้แบบจำลองทางกายภาพของ Crine พร้อมทั้งอธิบายวิธีการหาพารามิเตอร์ของแบบจำลองอย่างละเอียด และทดสอบที่อุณหภูมิเปลี่ยนแปลงที่ 23°C (อุณหภูมิห้อง) 70°C และ 90°C ตามลำดับเพื่อจำลองความร้อนของฉนวน เมื่อสายเคเบิลใต้ดินที่มีฉนวน XLPE เป็นที่นิยมมากขึ้น Crine (2002) จึงได้ทำการปรับแต่งสมการของแบบจำลองทางกายภาพขึ้นใหม่ เพื่อให้สอดคล้องกับฉนวน XLPE และทำให้สมการอยู่ในรูปแบบที่ง่ายขึ้น

Cacciari (1992) ได้ทำการศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE และ EPR โดยแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุฉนวนเคเบิลของ Montanari ในสภาวะพหุความเครียด เพื่อเปรียบเทียบการคำนวณอายุของฉนวนทั้ง 2 ชนิดและทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุฉนวนในกรณีสภาวะแวดล้อมอากาศและน้ำ

Aras et al., (2007) ทำการศึกษาและทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสายเคเบิลใต้ดิน 154 kV โดยใช้แบบจำลองของ Arrhenius และแบบจำลองทางกายภาพของ Crine เปรียบเทียบค่าของอายุของฉนวน XLPE และทำการส่อง Fourier Transform Infrared Ray Spectroscopy หรือ FTIR เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างทางเคมีของวัสดุ XLPE

## 2.3 สรุป

ในบทที่ 2 นี้ได้นำเสนอวรรณกรรมและการวิจัยในรูปแบบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยที่จะดำเนินการ โดยค้นคว้าจากฐานข้อมูลของ IEE IEEE และอื่น ๆ ทำให้ทราบถึงผลงานดำเนินงานวิจัย จุดประสงค์ แนวทางการวิจัยของผู้วิจัยอื่น ๆ ซึ่งจะถูกใช้เป็นข้อมูลอ้างอิง และเป็นแนวทางสำหรับการดำเนินงานวิจัยต่อไป จากการสืบค้นปริทัศน์และวรรณกรรมเห็นได้ชัดว่าฉนวน XLPE กำลังเป็นที่สนใจในงานวิจัยการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลไฟฟ้า เพราะในปัจจุบันมีการใช้สายเคเบิลใต้ดินโดยใช้ฉนวน XLPE เป็นจำนวนมาก ดังนั้นงานวิจัยชิ้นนี้จึงได้เริ่มทำการวิจัยขึ้นเพื่อการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลใต้ดิน 22 kV ที่นิยมใช้ในประเทศไทยและยังไม่ปรากฏงานวิจัยที่ใดและทำการคำนวณหาค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้าใต้ดินที่มีฉนวน

XLPE โดยใช้แบบจำลองหาค่าอายุจนวนเคเบิลซึ่งมีนักวิจัยหลายท่านได้ทำการค้นคว้าวิจัยเพิ่มเติมอย่างมากมายในปัจจุบัน แต่มีแบบจำลองเพียงส่วนน้อยที่ได้รับความน่าเชื่อถือ บอกรที่มาของรูปแบบสมการในแบบจำลองได้อย่างชัดเจนและมีผลการคำนวณค่าอายุที่มีความแม่นยำ ซึ่งจะอธิบายรายละเอียดเกี่ยวกับแบบจำลองต่าง ๆ ในบทที่ 3 ต่อไป

## บทที่ 3

### ทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้อง

#### 3.1 กล่าวนำ

การทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุของเคเบิลไฟฟ้าใต้ดิน 22 kV ที่มี XLPE เป็นฉนวน จำเป็นต้องรู้ถึงคุณสมบัติต่าง ๆ ของเคเบิลไฟฟ้าใต้ดิน ในบทนี้จึงได้ทำการอธิบายเกี่ยวกับสายเคเบิลฉนวน XLPE อย่างละเอียด โดยอธิบายในเรื่องของ วิวัฒนาการและพัฒนาการของสายเคเบิล โครงสร้างทั่วไปของสายเคเบิล กรรมวิธีการผลิตของสายเคเบิล ประเภทของวัสดุพอลิเมอร์ต่าง ๆ ที่ใช้เป็นเนื้อฉนวน และขั้นตอนการสร้างเนื้อฉนวนด้วยวัสดุพอลิเมอร์ คุณสมบัติของฉนวน XLPE สาเหตุการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิล และแบบจำลองต่าง ๆ ที่ใช้ในการประเมินอายุฉนวนเคเบิล โดยอธิบายรายละเอียดดังนี้

#### 3.2 สายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง

ในปัจจุบันการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในด้วยระบบสายเคเบิลใต้ดินเป็นนิยมและแพร่หลายไปทั่วโลก ซึ่งเรียกได้ว่าสายเคเบิลใต้ดินเป็นส่วนประกอบที่สำคัญอย่างยิ่งต่อระบบไฟฟ้ากำลัง ในช่วง 2 ศตวรรษที่ผ่านมา นักวิจัยส่วนใหญ่จึงได้ค้นคว้าและวิจัยเกี่ยวกับการพัฒนาสายเคเบิลให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งทางด้านการประยุกต์ใช้งานให้มีความหลากหลายขึ้น วิธีการเทคโนโลยีต่าง ๆ ในการผลิตสายเคเบิล การเลือกเฟ้นวัสดุพอลิเมอร์มาเป็นฉนวนในสายเคเบิล และการออกแบบสายเคเบิล ตัวอย่างพัฒนาการที่กล่าวมาข้างต้นสามารถแสดงในตารางที่ 3.1

ในช่วงศตวรรษที่ผ่านมา พัฒนาการของฉนวนในสายเคเบิลมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว โดยการเปลี่ยนจากการใช้ฉนวนด้วยปลอกหุ้มตะกั่ว และกระดาษจุ่มน้ำมัน เป็นการใส่วัสดุพอลิเมอร์เป็นฉนวนแทน สาเหตุหลักที่ใช้วัสดุพอลิเมอร์มาเป็นฉนวนแทนที่กระดาษจุ่มน้ำมันและปลอกหุ้มตะกั่วคือ วัสดุพอลิเมอร์มีต้นทุนการผลิตที่ต่ำ ง่ายต่อการบำรุงรักษา และไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเมื่อเปรียบเทียบกับแบบแรก อีกทั้งยังมีคุณสมบัติความเป็นฉนวนมากกว่ากระดาษจุ่มน้ำมันและปลอกหุ้มตะกั่ว

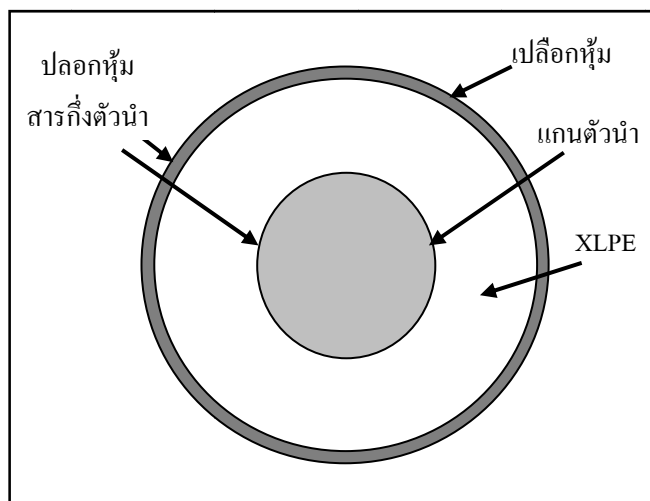
ตารางที่ 3.1 วิวัฒนาการและพัฒนาการของสายเคเบิล

ปี	พัฒนาการของสายเคเบิล
1812	เริ่มมีการใช้สายไฟหุ้มฉนวนด้วยยางเคลือบเงา ใช้สำหรับการจุดระเบิดในเหมือง เป็นครั้งแรกในรัสเซีย
1850	เริ่มมีการใช้สายเคเบิลโทรเลขใต้ทะเลระหว่างอังกฤษและฝรั่งเศส และใช้ในเรือดำน้ำ เป็นครั้งแรก
1880	Thomas Edison ได้ประดิษฐ์สายเคเบิลกระแสตรงโดยมีฉนวนหุ้มขึ้นในอเมริกา
1890	Sebastian Ferranti ได้เสนอแนวคิดการใช้สายเคเบิล 10 kV ในรูปแบบท่อ โดยมี กระดาษเป็นฉนวนในอังกฤษ
1900	มีการใช้ยางธรรมชาติเป็นฉนวนในสายเคเบิล
1925	เริ่มมีการใช้สายเคเบิลกระดาษอัดความดันเป็นครั้งแรก
1930	เริ่มมีการใช้ผลิตภัณฑ์พีวีซี เป็นครั้งแรกในเยอรมัน
1937	ได้มีการคิดค้นวัสดุพอลิเมอร์พอลิเอทิลีน (PE) ขึ้นในประเทศอังกฤษ
1942	เริ่มมีการประยุกต์ใช้วัสดุพอลิเอทิลีนในสายเคเบิลเป็นครั้งแรก
1954	เริ่มมีการใช้สายส่งไฟฟ้าแรงสูงกระแสตรงเป็นครั้งแรกในสวีเดน
1963	บริษัท General Electric ได้ทำการประดิษฐ์วัสดุพอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง (XLPE) ขึ้น
1968	เริ่มมีการใช้สายเคเบิล XLPE ในระบบแรงดันสูงขนาดกลางเป็นฉนวนเป็นครั้งแรก
1972	นำเสนอการใช้ตัวกำบังแบบสารกึ่งตัวนำในสายเคเบิล
1978	มีการใช้วัสดุพอลิเมอร์เป็นปลอกหุ้มสายเคเบิลอย่างแพร่หลายในอเมริกาเหนือ
1988	เริ่มมีการประยุกต์ใช้สายเคเบิลแรงสูงฉนวน XLPE ขนาด 500 kV เป็นครั้งแรกใน ญี่ปุ่น
2000	เริ่มมีการประยุกต์ใช้สายเคเบิลแรงสูงฉนวน XLPE ขนาด 500 kV โดยติดตั้งใต้ดิน ในระยะทางไกลเป็นครั้งแรกในญี่ปุ่น
2006	ออสเตรเลียได้มีการสร้างสายเคเบิลใต้น้ำที่มีความยาวที่สุดในโลก

### 3.3 โครงสร้างและวัสดุของสายเคเบิล

การออกแบบสายเคเบิลส่วนใหญ่ เป็นการออกแบบเพื่อจ่ายต่อการใช้งาน และมีการ รับประกันสายเคเบิลที่ออกแบบ เพื่อให้สายเคเบิลที่ผลิตขึ้นมามีความน่าเชื่อถือ ดังนั้นวัสดุทุกชนิด ภายในสายเคเบิลจึงต้องมีการตรวจสอบ และกลั่นกรองความน่าเชื่อถือในประสิทธิภาพการ

ทำงาน โครงสร้างโดยทั่วไปของสายเคเบิลประกอบด้วย ตัวนำไฟฟ้า ฉนวนพอลิเมอร์ ปลอกหุ้ม และชั้นกำบังภายนอกและภายในของฉนวนแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ภาคตัดขวางของสายเคเบิลฉนวนพอลิเมอร์

### 3.3.1 วัสดุตัวนำไฟฟ้า

ในปัจจุบัน ทองแดงและอลูมิเนียมถูกใช้เป็นตัวนำไฟฟ้าในสายเคเบิลกันอย่างแพร่หลาย ซึ่งการเลือกใช้มีเงื่อนไขแตกต่างกันไป โดยขึ้นอยู่กับปัจจัยและความสะดวกของแต่ละพื้นที่ แต่ในช่วงหลายปีที่ผ่านมาวัสดุอลูมิเนียมถูกใช้เป็นตัวนำไฟฟ้าอย่างกว้างขวาง เนื่องจากมีการผลิตที่ง่าย แต่อย่างไรก็ตามเหตุผลหลักที่อลูมิเนียมถูกใช้อย่างแพร่หลายมากกว่าทองแดงคือ ราคาของทองแดงในปีที่ผ่านมาปรับตัวสูงขึ้นมากกว่าวัสดุอลูมิเนียมค่อนข้างมาก แม้ว่าอลูมิเนียมจะมีความนิยมในการใช้เป็นตัวนำไฟฟ้ามากกว่าวัสดุอื่น ๆ แต่คุณสมบัติ ข้อดีและข้อเสียของวัสดุก็มีความแตกต่างกันไป การเปรียบเทียบคุณสมบัติของวัสดุที่ใช้เป็นตัวนำไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 คุณสมบัติของวัสดุที่ใช้ทำตัวนำไฟฟ้า

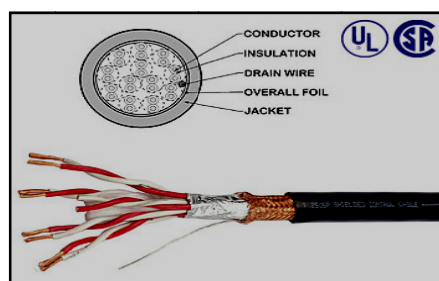
วัสดุ	ข้อดี	ข้อเสีย
อลูมิเนียม	มีราคาไม่แพง	นำไฟฟ้าและทนความร้อนได้น้อย
ทองแดง	นำไฟฟ้าได้ดี และทนความร้อนสูง	มีราคาแพง
เงิน	นำไฟฟ้าและทนต่อความร้อนได้ดีกว่าทองแดง	มีราคาแพงมาก

ตารางที่ 3.2 คุณสมบัติของวัสดุที่ใช้ทำตัวนำไฟฟ้า (ต่อ)

วัสดุ	ข้อดี	ข้อเสีย
โซเดียม	มีราคาถูกลงมาก	ความปลอดภัยด้านการใช้งาน การบำรุงรักษาต่ำและนำไฟฟ้าต่ำ

ตัวนำไฟฟ้า ตัวนำไฟฟ้าในสายเคเบิลสามารถเป็นอลูมิเนียมหรือทองแดงขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของการใช้งาน อลูมิเนียมและทองแดงสามารถเป็นตัวนำไฟฟ้าได้ทั้งแบบแท่งหรือแบบสายตีเกลียวดังแสดงในรูปที่ 3.2 ตัวนำไฟฟ้าแบบสายตีเกลียวถูกนำมาใช้เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้แก่สายเคเบิลและสามารถเพิ่มค่าความเครียดทางไฟฟ้าได้สูงสุดถึง 20% ปัญหาสำคัญของตัวนำไฟฟ้าคือความชื้นซึ่งเกิดจากน้ำในสถานะแวดล้อม ซึ่งน้ำสามารถซึมผ่านเข้าตัวนำไฟฟ้าได้อย่างง่ายดาย โดยแทรกซึมผ่านทางช่องว่างระหว่างเกลียวสาย การป้องกันน้ำซึมผ่านตัวนำไฟฟ้าแบบสายตีเกลียวสามารถทำได้โดยการเติมพลาสติกผสมลงในช่องว่างระหว่างสายตีเกลียวหรือนำสารดูดซับน้ำ (Hygroscopic) ไว้ภายในสายตีเกลียว วิธีป้องกันอื่น ๆ ที่สามารถป้องกันการซึมของน้ำได้คือการใช้สารตัวนำแบบแท่งซึ่งไม่มีช่องว่างระหว่างเกลียวทำให้น้ำไม่สามารถไหลซึมผ่านได้

ในมาตรฐาน AWG (American Wire Gauge) ของอเมริกา ตัวนำไฟฟ้าทองแดงแบบแท่งถูกใช้ในขนาดที่ไม่เกิน No.1 AWG และไม่นิยมใช้ตัวนำไฟฟ้าอลูมิเนียมแบบแท่ง แต่มาตรฐานในยุโรปนิยมใช้ตัวนำไฟฟ้าอลูมิเนียมเป็นแบบแท่ง ในแกนของสายเคเบิลแรงสูงสามารถมีตัวนำไฟฟ้าได้มากกว่า 1 ชนิด แต่จำเป็นต้องคำนวณระยะห่างระหว่างตัวนำไฟฟ้าในแต่ละชนิดได้อย่างเหมาะสม เพื่อคำนึงถึงความสัมพันธ์ทางความเครียดทางไฟฟ้า การสร้างรูปแบบของตัวนำไฟฟ้ามีกระบวนการหลายวิธี เช่น การบีบอัด การหลอม การทอ การถลุง การชุบ และการตีเกลียว เป็นต้น



ก. ตัวนำไฟฟ้าแบบแท่ง



ข. ตัวนำไฟฟ้าแบบสายตีเกลียว

รูปที่ 3.2 ตัวนำไฟฟ้าในสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง



### 3.3.2 วัสดุฉนวน

สายเคเบิลแรงสูงส่วนใหญ่มักถูกเรียกชื่อตามวัสดุฉนวนที่ใช้ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความสำคัญอย่างยิ่งของวัสดุฉนวน โดยหน้าที่หลักของฉนวนคือการป้องกันกระแสไฟฟ้าจากตัวนำเพื่อไม่ให้กระแสไฟฟ้าสัมผัสกับชิ้นส่วนอื่น ๆ ภายในโครงสร้างของสายเคเบิล อันทำให้เกิดการลัดวงจรได้ ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาวัสดุพอลิเมอร์สำหรับใช้เป็นฉนวนจำนวนมาก ส่งผลให้ฉนวนพอลิเมอร์สามารถทำหน้าที่ความเป็นฉนวนได้ดีกว่าฉนวนในสมัยก่อน โดยฉนวนแต่ละชนิดมีคุณสมบัติแตกต่างกันไปตามความเหมาะสมของสภาพงาน ฉนวนที่ใช้ในสายเคเบิลส่วนใหญ่มีดังนี้

1) ฉนวนกระดาษ โดยในอดีตการติดตั้งสายเคเบิลแรงสูงที่ใช้ในระบบแรงดันสูง กระแสตรงส่วนใหญ่มักใช้ฉนวนกระดาษจุ่มน้ำมัน ฉนวนชนิดนี้มีการใช้งานเป็นที่น่าพอใจที่ทุกระดับแรงดัน สาเหตุหลักในการเสื่อมอายุของฉนวนชนิดนี้คือ การเกิดรอยแตกร้าวหรือการสึกกร่อนที่ปลอกหุ้ม ซึ่งทำให้ความชื้นผ่านเข้ามายังเนื้อฉนวน เป็นต้นเหตุให้ฉนวนเสื่อมอายุ ปัจจุบันความนิยมในการใช้งานฉนวนกระดาษลดน้อยลง เนื่องจากการใช้ฉนวนกระดาษมีผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม เพราะวัสดุที่ใช้เป็นปลอกหุ้มและจุ่มในน้ำมัน

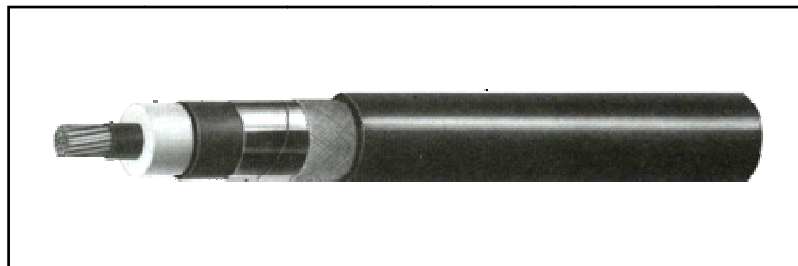
2) พอลิไวนิลคลอไรด์ เป็นวัสดุฉนวนพอลิไวนิลคลอไรด์ (Polyvinyl chloride) หรือฉนวนพีวีซี ถูกผลิตขึ้นครั้งแรกที่ประเทศเยอรมัน ในปี ค.ศ. 1930 ต่อมาในปี ค.ศ. 1960 ฉนวนพีวีซีเริ่มมีการใช้งานอย่างแพร่หลาย และเริ่มเข้ามาแทนที่ฉนวนยางและฉนวนกระดาษจุ่มน้ำมัน สาเหตุที่ฉนวนพีวีซี มีความนิยมเพราะฉนวนชนิดนี้ไม่มีผลกระทบในเรื่องความชื้น ดังนั้นจึงไม่จำเป็นต้องใช้เปลือกหุ้มโลหะคลุมเนื้อฉนวน มีน้ำหนักเบา เหนียว และมีความต้านทานทางปฏิกิริยาเคมี นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งที่ง่าย ด้วยคุณสมบัติดังกล่าว จึงทำให้โรงงานอุตสาหกรรมส่วนใหญ่นำฉนวนพีวีซีมาใช้งานแต่อย่างไรก็ตาม ความนิยมของฉนวนพีวีซี ลดลง เมื่อมีการคิดค้นวัสดุ PE และ XLPE เนื่องจากฉนวน PE เหล่านี้มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าและความร้อนที่ดีกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับฉนวนพีวีซี ดังนั้นในปัจจุบันฉนวนพีวีซี ถูกใช้ในกรณีที่สายเคเบิลที่มีอัตรากำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 1 kV เท่านั้น

3) พอลิเอทิลีน (Polyethylene) หรือ PE ถูกคิดค้นขึ้นในปี ค.ศ. 1930 และได้ถูกนำมาใช้เป็นฉนวนในปี ค.ศ. 1943 เนื่องจาก มีกระบวนการผลิตที่ง่าย และมีราคาถูก ฉนวน PE จึงได้รับความนิยมเป็นอย่างยิ่ง มีการใช้งานอย่างกว้างขวาง และเริ่มใช้งานแทนที่ฉนวนอื่น ๆ นอกจากนี้ฉนวน PE ยังมีคุณสมบัติในด้านความทนทาน มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดี ด้านทานความชื้นในระดับหนึ่ง และทนทานต่อปฏิกิริยาทางเคมีได้อย่างดี ถึงแม้ว่าฉนวน PE จะมีคุณสมบัติที่ดีกว่าฉนวนอื่น ๆ แต่ฉนวน PE ก็มีข้อบกพร่องต่าง ๆ ที่ฉนวนชนิดอื่นไม่มีเช่นกัน นั่นคือการเกิดปรากฏการณ์ Water treeing เนื่องจากความชื้นที่อยู่ภายในเนื้อฉนวนภายในสนามไฟฟ้าทำให้เกิดการกัดกร่อนจากการคายประจุบางส่วน (Partial discharge) และส่งผลให้ความต้านทานไฟฟ้าของฉนวน

ลดต่ำลง แต่ข้อเสียที่สำคัญที่สุดของฉนวน PE คือมีการทำงานภายใต้สภาวะอุณหภูมิสูงสุดอยู่ที่ 70 °C ซึ่งฉนวนกระดาษจุ่มน้ำมันมีการทำงานภายใต้สภาวะอุณหภูมิสูงสุดที่ 80–90°C เมื่อกลุ่มนักวิจัยได้เห็นข้อบกพร่องของฉนวน PE จึงได้ทำการแก้ไขปัญหาคือข้อบกพร่องอย่างทันที โดยการปรับปรุงโครงสร้างโมเลกุลของ PE ให้ทนความร้อนได้สูงขึ้น และมีการระบายความร้อนได้ดีกว่าฉนวนกระดาษจุ่มน้ำมัน โดยสามารถทนความร้อนเพิ่มขึ้นเป็น 90°C ในสภาวะปกติ ในสภาวะฉุกเฉินสามารถทนได้ 130°C และการเกิดลัดวงจรสามารถทนได้ถึง 250°C นอกจากนี้การเกิดโครงสร้างแหงยังช่วยเพิ่มค่าความคงทนทางกลจากแรงกระแทก เพิ่มการคงสภาพเชิงขนาด (Dimensional stability) เพิ่มความยืดหยุ่น เพิ่มเสถียรภาพทางเคมี และยังช่วยปรับปรุงคุณสมบัติทางไฟฟ้า ตลอดจนเพิ่มอายุการใช้งานของ PE

4) พอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง (Cross-linked polyethylene : XLPE) ถูกประดิษฐ์ขึ้นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1963 โดยนักวิจัยกลุ่มหนึ่งในนิวยอร์ก (Precopio and Gilbet, 1963) ในช่วงปี ค.ศ. 1970 ประเทศทางยุโรปและที่อื่น ๆ ได้เริ่มนำวัสดุ XLPE มาใช้เป็นฉนวนสายเคเบิลอย่างแพร่หลาย วัสดุ XLPE เป็นวัสดุฉนวนที่ทนความร้อนได้เป็นอย่างดี เนื่องจากการนำวัสดุพอลิเอทิลีนความหนาแน่นต่ำ (Low density polyethylene : LDPE) มาเป็นพื้นฐานของเนื้อฉนวน และผสมเข้ากับสารเติมแต่งอื่น ๆ ที่ทำให้มีคุณสมบัติดีขึ้น วัสดุประกอบเหล่านี้ประกอบด้วย วัสดุที่มีความต้านทานต่อการเกิดปรากฏการณ์ Water treeing และวัสดุที่ป้องกันการเกิดออกซิเดชัน ลงในเนื้อฉนวน XLPE นอกจากนี้ ยังมีการผสมวัสดุประกอบอื่น ๆ เช่น สารประกอบที่ทำให้เกิดการเชื่อมขวางหรือเรียกว่าสารประกอบขึ้นรูป ได้แก่ สารประกอบเปอร์ออกไซด์ และน้ำ ผู้ผลิตสายเคเบิลส่วนใหญ่มักใช้สารประกอบเหล่านี้ผสมเพิ่มลงไป ในเนื้อฉนวน PE ก่อนทำการเชื่อมขวางให้เป็น XLPE เมื่อผ่านกระบวนการเหล่านี้เสร็จสิ้นแล้ว จะได้ฉนวน XLPE ที่ทนต่อความร้อนสูง และมีคุณสมบัติทางกล และทางไฟฟ้าที่ดี จากการพัฒนาคุณสมบัติต่าง ๆ ทำให้ฉนวน XLPE สามารถใช้เป็นฉนวนในสายเคเบิลที่ใช้กับระบบแรงดันสูงถึง 500 kV

กระบวนการเชื่อมขวางของวัสดุ PE สามารถทำได้ 3 วิธีคือ เชื่อมขวางจากการฉายแสง (Irradiation-crosslink) ทำให้เกิดโครงสร้างเชื่อมขวางด้วยเปอร์ออกไซด์ (Peroxide-crosslink) และเชื่อมขวางด้วยซิลเลน (Silane crosslink) โดยวิธีเหล่านี้จะถูกใช้ตามความเหมาะสมของสายเคเบิลที่ใช้ในระบบแรงดันขนาดต่าง ๆ ในการผลิตสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง XLPE ต้องมีการออกแบบให้ไม่มีข้อบกพร่องต่าง ๆ เกิดขึ้นบนสายเคเบิล เช่น การเกิดโพรงช่องว่างในเนื้อฉนวนหรือที่พื้นผิวฉนวน และความผิดปกติอื่น ๆ ที่ทำให้เกิดการเชื่อมขวางที่ไม่เหมาะสม ในการผลิตฉนวนของสายเคเบิลไฟฟ้าต้องทำให้เป็นสารเนื้อเดียวกัน แปรรูปให้มีขนาดเล็กและมีสิ่งเจือปนให้น้อยที่สุด เพื่อการป้องกันการเกิดดีสชาร์จบางส่วน (Partial discharge) ในฉนวนเคเบิลไฟฟ้า รูปร่างของสายเคเบิลฉนวน XLPE ที่ใช้ในไฟฟ้าแรงสูงแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 สายไฟฟ้ากำลังแรงดันสูง XLPE (XLPE High Voltage Power Cable)

([http://irrigation.rid.go.th/rid8/royal\\_coin/electrical/wire/0003.html](http://irrigation.rid.go.th/rid8/royal_coin/electrical/wire/0003.html))

### 3.3.3 วัสดุกำบังแบบสารกึ่งตัวนำ

ในโครงสร้างของสายเคเบิลแรงสูงฉนวน XLPE จะประกอบด้วยแผ่นกำบังแบบสารกึ่งตัวนำ (Semi conducting screens : SC) ซึ่งอยู่ระหว่างด้านนอกและด้านในของเนื้อฉนวน XLPE แผ่นกำบังฉนวนด้านในจะอยู่ระหว่างตัวนำไฟฟ้าและฉนวน ส่วนแผ่นกั้นด้านนอกจะอยู่ระหว่างฉนวนและปลอกหุ้ม ซึ่งทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันการเกิดดิสชาร์จบางส่วนบริเวณพื้นผิวระหว่างฉนวนกับตัวนำไฟฟ้าและระหว่างฉนวนกับชั้นป้องกันภายนอก ตัวกำบังแบบสารกึ่งตัวนำยังช่วยให้สนามไฟฟ้ารอบฉนวนของสายเคเบิลสม่ำเสมอด้วยการลดเกรเดียนต์ศักย์ไฟฟ้า (Potential gradient) เนื้อสารกึ่งตัวนำไฟฟ้าดีเกลือวและภายในตัวกำบังโลหะ นอกจากนี้ยังช่วยป้องกันการเกิดโคโรนา (Corona) บนผิวของตัวนำไฟฟ้าดีเกลือวโดยใช้วิธีให้ฉนวนระหว่างชั้นนอกและชั้นในติดกันมากที่สุด อีกทั้งยังสามารถป้องกันอันตรายจากการลัดวงจรอันมีสาเหตุมาจากความร้อนของตัวนำไฟฟ้า

แผ่นกำบังแบบสารกึ่งตัวนำ ผลิตจากสาร Carbon black ซึ่งผ่านเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ความเข้มข้นของสาร Carbon black จากแผ่นกำบัง ที่ใช้สำหรับกำบังตัวนำไฟฟ้ากับฉนวน จะมีความเข้มข้นอยู่ที่ 30–40% ในกรณีที่แผ่นกำบังฉนวนสร้างจากสาร Carbon black ที่มีความเข้มข้นมากเกินไปจะทำให้คุณสมบัติความต้านทานทางไฟฟ้าของแผ่นกำบังฉนวนลดลง ดังนั้นจึงควรผสม Carbon black ลงในฉนวนที่ค่าระหว่าง 10–100  $\Omega \cdot \text{cm}$  และไม่ควรเกิน 104  $\Omega \cdot \text{cm}$

### 3.3.4 ปลอกหุ้ม

ปลอกหุ้ม (Cover) สามารถใช้พอลิไวนิลคลอไรด์หรือพอลิเอทิลีน แล้วแต่ลักษณะของการใช้งาน ในกรณีที่เป็นการใช้งานกลางแจ้งมักใช้ปลอกหุ้มพอลิไวนิลคลอไรด์ เพราะเมื่อเกิดการติดไฟ ในขณะที่ปลอกหุ้มพอลิเอทิลีนมักใช้ในงานเดินลอย เนื่องจากทนต่อสภาพดินฟ้าอากาศ ปลอกหุ้มพอลิเอทิลีนสามารถใช้ทั้งเดินลอยในอากาศและฝังดิน แต่ส่วนใหญ่นิยมใช้ฝังใต้ดิน เนื่องจากมีความแข็งแรงและสามารถทนต่อความชื้นได้ดี

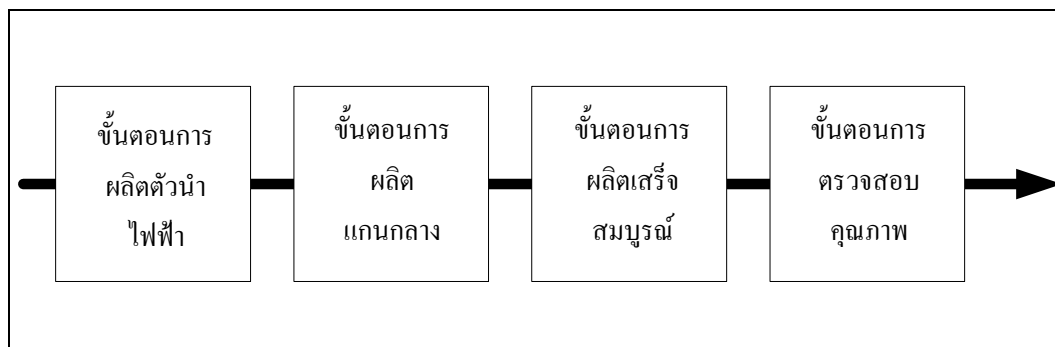
### 3.4 การผลิตสายเคเบิลชั้นพื้นฐาน

การผลิตสายเคเบิลแรงสูงประกอบไปด้วยขั้นตอนมากมาย ความซับซ้อนของขั้นตอนการผลิตขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งาน และชนิดของสายเคเบิลที่ทำการผลิต เช่น สายเคเบิลที่ใช้ฝังใต้ดิน หรือสายเคเบิลใต้น้ำ โดยประเภทของสายเคเบิลแรงสูงสามารถแบ่งอย่างกว้าง ๆ ออกเป็น 4 ประเภทตามฉนวนที่ใช้แสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ประเภทของฉนวนสายเคเบิลใต้ดิน

ประเภทของฉนวนในสายเคเบิล	คุณลักษณะ
ฉนวนพอลิเมอร์ (Polymeric insulation)	มี LDPE, HDPE, XLPE และ EPR เป็นฉนวน
ฉนวนเทปกระดาษหุ้มในฉนวนเหลว (Paper tape form Self-contained fluid-fill insulation)	มีแผ่นกระดาษหรือแผ่นโพรพิลีนพันหุ้มหุ้มในของเหลวย่อยสลายได้ (เช่น น้ำมันแร่ น้ำมันยาง) เป็นฉนวน
กระดาษหุ้มน้ำมันฉนวน (Mass-impregnated non-draining insulation : MIND)	เป็นฉนวนกระดาษหุ้มกับสารประกอบ MIND (พอลิบูทีน มีความหนืดต่ำ) ซึ่งจะไม่ใช่ไหลออกมาขณะเกิดความร้อน
ฉนวนแก๊สหรือของเหลวความดันสูง (High pressured fluid/gas insulation)	เป็นฉนวนกระดาษที่ทำการหุ้มโดยของเหลว (น้ำมัน) หรือเป็นฉนวนแก๊ส (SF6) ซึ่งทำการติดตั้งด้วยท่อความดัน trefoil

เนื้อหาในบทนี้จะมุ่งเน้นในส่วนของ การผลิตสายเคเบิลที่มีฉนวนพอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวางเท่านั้น เนื่องจากในปัจจุบัน ฉนวน XLPE มีความนิยมอย่างมาก และใช้ทำเป็นฉนวนในสายเคเบิลมากที่สุด ในกระบวนการผลิตฉนวนสายเคเบิล XLPE แบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอนหลักแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ขั้นตอนการผลิตสายเคเบิลแรงสูงฉนวน XLPE

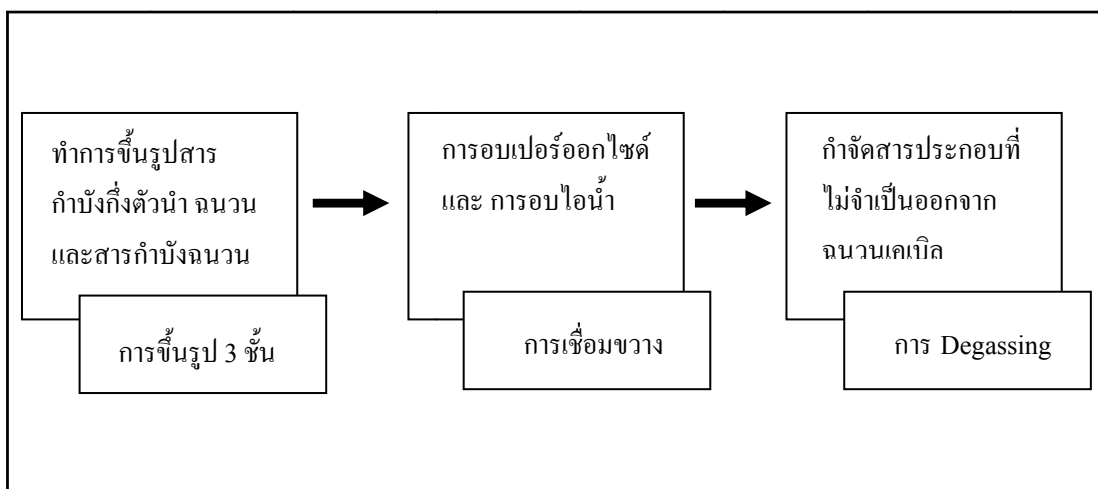
### 3.4.1 ขั้นตอนการผลิตตัวนำไฟฟ้า

โดยส่วนใหญ่บริษัทที่ผลิตสายเคเบิลแรงสูง มีการผลิตตัวนำไฟฟ้าของสายเคเบิล 2 วิธี วิธีแรกคือ การใช้ตัวนำไฟฟ้าสำเร็จรูปพร้อมใช้จากบริษัททางด้านวัสดุ แล้วนำมาพันเกลียวสร้างเป็นตัวนำของสายเคเบิล วิธีที่ต่อมา คือ ทำการหลอมขึ้นรูปโลหะ (ทองแดงหรืออลูมิเนียม) ให้ได้ขนาดตัวนำที่ต้องการ แล้วจึงนำไปหุ้มฉนวนเพื่อทำสายเคเบิลต่อไป

สำหรับวิธีการอย่างหลังสามารถสร้างตัวนำของสายเคเบิลได้โดย การใช้กระบวนการบีบอัด เริ่มจากการป้อนแท่งวัสดุเข้าไปในเครื่องรีดเส้น ภายในตัวเครื่องจะมีแม่พิมพ์วางเรียงกันอย่างต่อเนื่องเพื่อบีบอัดแท่งวัสดุ ให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางตามที่ต้องการในระหว่างการบีบอัด จำเป็นต้องใช้สารหล่อเย็นไหลเวียนตลอดกระบวนการ เพื่อลดความร้อนจากการเสียดสีระหว่างวัสดุและเครื่องบีบอัด เมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการบีบอัดแล้ว วัสดุจะถูกนำไปอบด้วยไอน้ำอย่างต่อเนื่องโดยกระบวนการความร้อน เมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการอบ จึงนำวัสดุที่ผ่านกระบวนการรีดและอบมาทำการตีเกลียวเพื่อขึ้นรูปให้เป็นตัวนำไฟฟ้า โดยขึ้นรูปให้ตัวนำไฟฟ้าตรงตามมาตรฐานที่กำหนดไว้ (7 19 และ 37 เส้น)

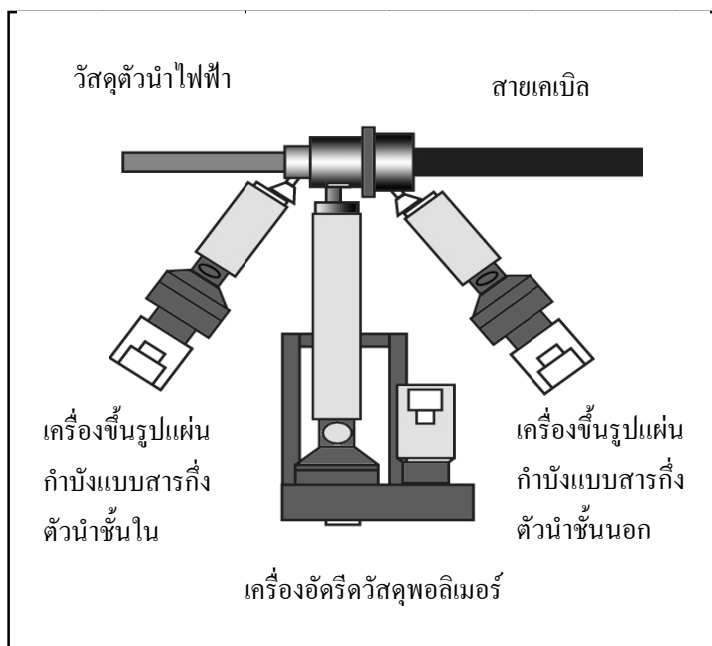
### 3.4.2 ขั้นตอนการผลิตแกนกลาง

ในการผลิตสายเคเบิลแรงสูง กระบวนการผลิตแกนกลางของสายเคเบิลเป็นกระบวนการที่ซับซ้อน และมีความสำคัญที่สุดต่อประสิทธิภาพ และความน่าเชื่อถือระหว่างการใช้งาน ซึ่งการผลิตแกนกลางของสายเคเบิลมีกระบวนการผลิตย่อยทั้งหมด 3 ขั้นตอนแสดงในรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ขั้นตอนของกระบวนการผลิตแกนกลางของสายเคเบิล

1) กระบวนการขึ้นรูปสามชั้น เป็นกระบวนการขึ้นรูปเริ่มต้นจากการนำเม็ดพอลิเมอร์ และสารกึ่งตัวนำไฟฟ้าเข้าสู่ช่องใส่สารลำเลียง (Hopper) ของเครื่องอัด สารที่ถูกลำเลียงมาในช่องดังกล่าวจะถูกหลอมละลายและบีบอัดด้วยสกรูหมุนวนที่มีความร้อนสูง จนกระทั่งสารที่ถูกลำเลียงมาหลอมละลายจนหมด แล้วจึงถูกบีบอัดเข้าสู่ปลายกระบอกรอกของเครื่องอัดขึ้นรูป สิ่งสกปรกหรือสิ่งเจือปนที่มากับวัสดุที่ถูกหลอมละลาย จะถูกคัดแยกออกโดยเครื่องกรอง ซึ่งอยู่ระหว่างปลายสุดของหัวสกรูที่ทำการหลอมละลายและส่วนหัวของตัวบีบอัด โดยในปัจจุบันกระบวนการขึ้นรูปสามชั้น เพื่อให้ตัวนำไฟฟ้า ฉนวนและแผ่นกำบังกึ่งตัวนำ ไฟฟ้ารวมเข้าด้วยกันเป็นแกนกลางของสายเคเบิลมีทั้งหมด 2 วิธี ดังรายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.4 และแสดงในรูปที่ 3.6

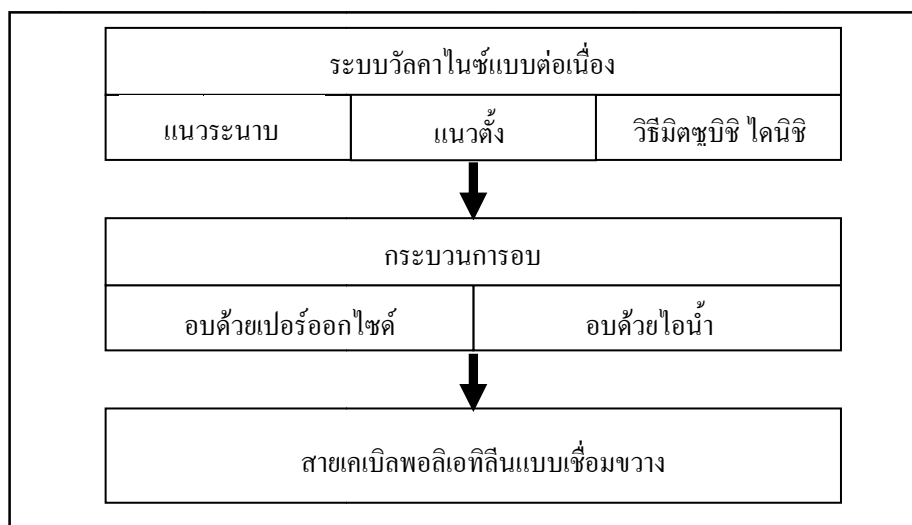


รูปที่ 3.6 เครื่องมือที่ใช้ในการขึ้นรูปสายเคเบิล

ตารางที่ 3.4 วิธีการขึ้นรูปสามชั้น

วิธีการ	อธิบาย
วิธีการขึ้นรูปสามชั้น แบบ 1 + 2	ขั้นตอนแรก ทำการขึ้นรูปแผ่นกำบังแบบสารกึ่งตัวนำชั้นในเพื่อหุ้มตัวนำไฟฟ้าก่อน หลังจากนั้นจึงขึ้นรูปฉนวนและสารกำบังแบบกึ่งตัวนำชั้นนอกพร้อมกัน โดยขึ้นรูปฉนวนต่อจากสารกำบังแบบกึ่งตัวนำชั้นใน
วิธีการขึ้นรูปสามชั้นจริง	ทำการขึ้นรูปทั้ง 3 ชั้นพร้อมกัน โดยเริ่มจากแผ่นกำบังแบบสารกึ่งตัวนำหุ้มกับตัวนำ ต่อจากนั้นจึงนำฉนวนหุ้ม และท้ายสุดจึงนำแผ่นกำบังแบบสารกึ่งตัวนำหุ้มฉนวนอีก 1 ชั้น

2) กระบวนการเชื่อมขวาง โดยหลังจากเสร็จสิ้นกระบวนการขึ้นรูปแล้วจะได้สายเคเบิลที่มีแกนกลาง 3 ชั้น วัสดุพอลิเมอร์ที่อยู่ในสายเคเบิลยังคงอยู่ในรูปของเทอร์โมพลาสติกซึ่งเป็นพลาสติกที่ทนความร้อนได้ต่ำเพื่อปรับปรุงคุณสมบัติให้ทนความร้อนได้สูง จึงต้องมีกระบวนการในการเปลี่ยนคุณสมบัติจากเทอร์โมพลาสติกให้เป็นเทอร์โมเซตติงพอลิเมอร์ โดยใช้กระบวนการวัลคาไนซ์ (Vulcanization) และกระบวนการอบ (Curing) เพื่อให้เกิดการเชื่อมขวาง



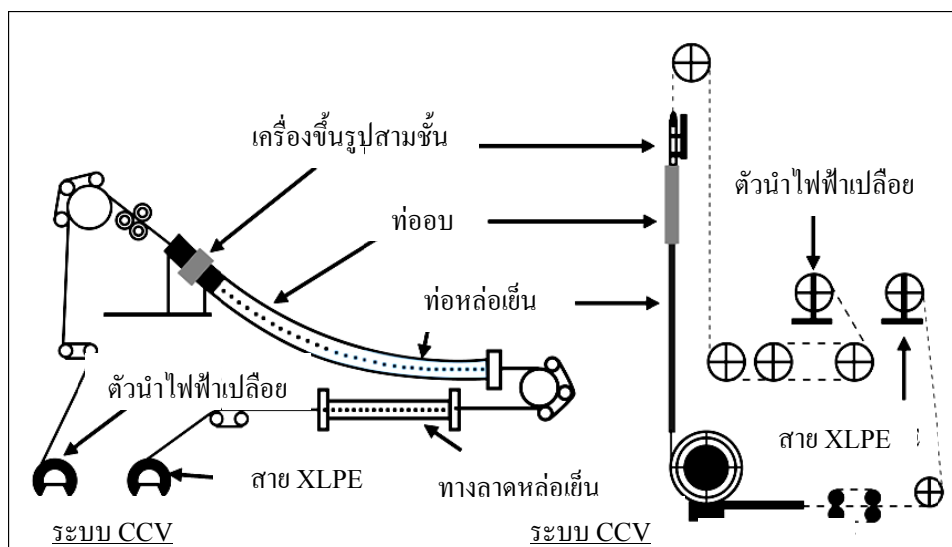
รูปที่ 3.7 เทคนิคการอบและการขึ้นรูปโดยทั่วไปของสายเคเบิล XLPE

ดังนั้นกระบวนการอบจึงเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการเปลี่ยนแปลงวัสดุพอลิเมอร์ให้กลายเป็นวัสดุที่มีประสิทธิภาพในการทนความร้อนสูง กระบวนการดังที่กล่าวมาข้างต้นแสดงในรูปที่ 3.7

กระบวนการวัลคาไนซ์ต่อเนื่องแบบแนวระนาบ (Catenary Continuous Vulcanization : CCV) เป็นกระบวนการนำสายเคเบิลฉนวน PE ที่ยังไม่มีการเชื่อมขวาง จากกระบวนการขึ้นรูป 3 ชั้น ลำเลียงผ่านท่อที่ยึดติดกับส่วนหัวของเครื่องอัดขึ้นรูป เพื่อเริ่มกระบวนการอบด้วยท่อลำเลียงในแนวระนาบ โดยใช้แก๊สไนโตรเจนความดันสูง (การอบแห้ง) หรือใช้ไอน้ำที่อุณหภูมิ 300°C ส่งผ่านท่อลำเลียงสายเคเบิล เมื่อกระบวนการอบด้วยความร้อนให้แก่สายเคเบิลเสร็จสิ้น ท่อลำเลียงจะส่งสายเคเบิลเข้าสู่กระบวนการหล่อเย็น เพื่อลดอุณหภูมิจากการอบของกระบวนการเชื่อมขวาง

กระบวนการวัลคาไนซ์ต่อเนื่องแบบแนวตั้ง (Vertical Continuous Vulcanization : VCV) เป็นกระบวนการอบของสายเคเบิลฉนวน PE ที่ยังไม่ผ่านการเชื่อมขวางด้วยหลักการทำงานเช่นเดียวกับกระบวนการ CCV แต่มีความแตกต่างกันที่รูปทรงแบบของท่อลำเลียงที่ใช้ในกระบวนการอบเท่านั้น โดยท่อลำเลียงในการอบเพื่อเชื่อมขวางจะวางในแนวตั้ง จากตารางที่ 3.5 ได้ทำการแสดงข้อดีและข้อเสียของจัดวางท่อลำเลียงสายเคเบิลในแต่ละวิธี การจัดวางท่อลำเลียงของทั้ง 2 วิธีแสดงในรูปที่ 3.8



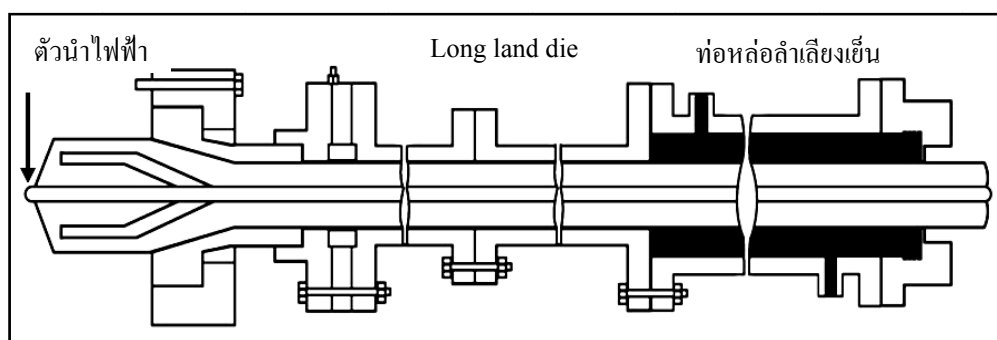


รูปที่ 3.8 แผนผังระบบการผลิตของสายเคเบิลโดยระบบ CCV และ VCV

ตารางที่ 3.5 ข้อดีและข้อด้อยของกระบวนการอบสายเคเบิลแบบ CCV และ VCV

วิธี	ข้อดี	ข้อด้อย
กระบวนการ CCV	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระยะเวลาในการอบสายเคเบิลรวดเร็วกว่ากระบวนการ VCV</li> <li>- มีกำลังการผลิตสายเคเบิลสูงกว่ากระบวนการ VCV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ขนาดของตัวนำไฟฟ้าจำกัดอยู่ที่ <math>1400-1600 \text{ mm}^2</math></li> <li>- ฉนวนมีความหนาได้ไม่เกิน <math>25 \text{ mm}</math></li> <li>- ต้องหมั่นดูแลและป้องกันการตกท่อน้ำของวัสดุพอลิเมอร์เหลวก่อนเข้าสู่กระบวนการเชื่อมขวาง</li> </ul>
กระบวนการ VCV	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ไม่ต้องหมั่นดูแลและป้องกันการตกท่อน้ำของวัสดุพอลิเมอร์เหลวก่อนเข้าสู่กระบวนการเชื่อมขวาง</li> <li>- สายเคเบิลสามารถมีขนาดของตัวนำไฟฟ้ามากกว่า <math>1600 \text{ mm}^2</math></li> <li>- ฉนวนที่ใช้ต้องมีขนาดตั้งแต่ <math>35 \text{ mm}</math> ขึ้นไป</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ราคาในการก่อสร้างอาคารในแนวตั้งเพื่อการลำเลียงสายเคเบิลมีค่าสูงมาก</li> <li>- ระยะเวลาในการอบสายเคเบิลช้ากว่ากระบวนการ CCV</li> <li>- มีกำลังการผลิตสายเคเบิลต่ำกว่ากระบวนการ CCV</li> </ul>

กระบวนการวัลคาไนซ์ต่อเนื่องแบบ Mitsubishi – Dainichi (Mitsubishi Dainichi Continuous Vulcanisation : MDCV) เป็นระบบที่รู้จักกันดีในชื่อของกระบวนการ Long Land Die ซึ่งพัฒนาขึ้น โดยกลุ่มบริษัท Mitsubishi และบริษัท Dainichi ในปี ค.ศ. 1970 กระบวนการนี้มีเครื่องอัดรีดขนาดเล็กและวางอยู่ในแนวนอนแสดงในรูปที่ 3.9 กระบวนการอบจะกระทำผ่านท่อลำเลียงสายเคเบิล โดยมีความร้อนอยู่ภายในตัวท่อจากการอัดรีดของตัวอัดรีด ซึ่งการอบจะให้ความร้อนผ่านท่อลำเลียง ทำให้ประสิทธิภาพดีกว่ากระบวนการให้ความร้อนโดยใช้ไนโตรเจนหรือไอน้ำ โดยทั่วไประบบนี้ใช้ในการผลิตสายเคเบิลแรงสูง (High voltage cables) และแรงสูงพิเศษ (Extra high voltage cables)



รูปที่ 3.9 แผนผังของระบบ MDCV

3) ขั้นตอน Degassing เป็นการทำให้เกิดความมั่นใจในประสิทธิภาพการทำงานของฉนวน XLPE ที่ได้จากการอบเชื่อมขวางโดยวิธีต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นฉนวนในสายเคเบิลแรงสูงหรือ สายเคเบิลแรงสูงพิเศษ จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องทำการขจัดหรือลดสารประกอบบางชนิดในฉนวน XLPE ที่เป็นผลพลอยได้จากการเชื่อมขวาง มิฉะนั้นจะทำให้เกิดปัญหาทางโครงสร้างของฉนวน XLPE และส่งผลต่อคุณสมบัติความเป็นฉนวนได้ วิธีการขจัดสารประกอบดังกล่าวเรียกว่า ขั้นตอน Degrassing (Bamji and Bulinski 1995; Maeno, Hirai et al., 2005) สารประกอบบางชนิดที่ต้องขจัดออกจากเนื้อฉนวน ได้แก่ Acetophenone Methylstyrene Cumyl alcohol และ Methane เป็นต้น

ในวงการอุตสาหกรรมทั่วไป จะขจัดสารประกอบที่ไม่ต้องการในสายเคเบิล MV โดยใช้วิธีการขจัดแบบธรรมชาติ ซึ่งเป็นการเก็บสายเคเบิลไว้ระยะหนึ่ง (ประมาณ 7 วัน) ก่อนทำการทดสอบประจำ (Routine testing) สำหรับสายเคเบิลแรงสูง และแรงสูงพิเศษ จะถูกเก็บไว้

ภายในห้องขนาดใหญ่ที่มีอุณหภูมิปานกลางระหว่าง 50–80°C เพื่อทำการขจัดสารประกอบและสารเติมแต่งออกจากสายเคเบิล อย่างไรก็ตาม ระยะเวลาที่ใช้ในการขจัดสารประกอบที่ไม่ต้องการของสายเคเบิลอาจต้องพิจารณาจากปัจจัยในด้านอื่น ๆ ประกอบด้วย เช่น โครงสร้างของตัวนำไฟฟ้า และการบวมของสายเคเบิลในระหว่างการขจัดสารประกอบที่ไม่ต้องการ เป็นต้น

### 3.4.3 ขั้นตอนการผลิตสายเคเบิลเสร็จสมบูรณ์

เมื่อสายเคเบิลผ่านกระบวนการขจัดสารประกอบที่ไม่ต้องการแล้ว สายเคเบิลทั่วไปจะรอเข้าสู่ขั้นตอนการตรวจสอบคุณภาพ แต่ในกรณีของสายเคเบิลได้นำน้ำจะถูกนำไปเพิ่มเกราะหุ้มป้องกันอีกชั้น เพื่อป้องกันสายเคเบิลจากความชื้นและการกัดกร่อนจากน้ำ

### 3.4.4 ขั้นตอนการควบคุมและตรวจสอบคุณภาพ

เมื่อผ่านทุกกระบวนการการผลิตแล้ว สายเคเบิลจะถูกทำการตรวจสอบคุณภาพ เพื่อให้มีความแน่ใจว่าผลิตภัณฑ์ที่ได้ทำการออกแบบและผลิตขึ้น ตอบสนองต่อความต้องการของลูกค้าหรือไม่ การตรวจสอบคุณภาพของสายเคเบิลโดยทั่วไปจะทำการตรวจสอบคุณภาพของตัวนำไฟฟ้า ขนาดของสายและฉนวน การเกิดดิสชาร์จบางส่วน โพรงหรือช่องว่างในเนื้อฉนวน สิ่งเจือปนในเนื้อฉนวน และการถลอกหรือโปนออกของเนื้อฉนวน โดยมีการทดสอบตามมาตรฐานที่กำหนด ตัวอย่างเช่น IEC ANSI/ICEA JEC และ CENELEC เป็นต้น

## 3.5 การจัดหมวดหมู่วัสดุพอลิเมอร์สำหรับสายเคเบิล

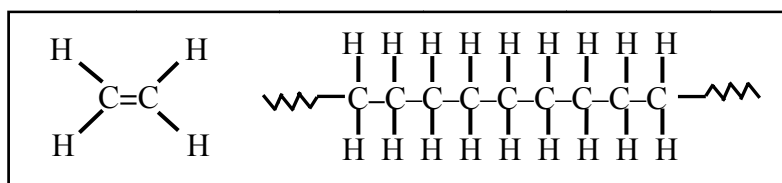
ความหมายของวัสดุพอลิเมอร์ คือ สารประกอบอินทรีย์ที่มีจำนวนห่วงโซ่โมเลกุลที่ยาวและประกอบด้วยโครงสร้างพันธะเคมีแบบโควาเลนต์ ห่วงโซ่โมเลกุลโดยทั่วไปจะประกอบด้วยโมโนเมอร์ (Monomers) หลายพันตัวเชื่อมต่อกันอยู่ ซึ่งเป็นโมโนเมอร์ที่ซ้ากันอยู่ในห่วงโซ่โมเลกุล ความยาวของห่วงโซ่โมเลกุลและโมโนเมอร์จะเป็นตัวกำหนดความคงทน ความแข็งแรง และแรงระหว่างโมเลกุล (Intermolecular force) ของวัสดุพอลิเมอร์ ปริมาณของแรงระหว่างโมเลกุลขึ้นอยู่กับความยาวของห่วงโซ่โมเลกุล ยิ่งห่วงโซ่โมเลกุลมีความยาวมาก แรงระหว่างโมเลกุลจะมีปริมาณมากไปด้วย และทำให้วัสดุพอลิเมอร์มีความทนทานมากขึ้นยากต่อการฉีกขาด แตกหัก และการแยกตัวของพันธะด้วยความร้อนสูง

วัสดุพอลิเมอร์ถูกประดิษฐ์ขึ้นและใช้งานอย่างกว้างขวางตั้งแต่ช่วงกลางยุคศตวรรษที่ 20 ในปัจจุบัน วัสดุพอลิเมอร์ที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายประกอบด้วย พีวีซี PE และ PP วัสดุพอลิเมอร์ที่ได้รับความนิยมมากที่สุดในการใช้เป็นฉนวนคือ PE ซึ่งมีคุณสมบัติความเป็นฉนวนดีที่สุด โดยนำวัสดุ PE ทำการแปรรูปให้เป็นวัสดุ XLPE เพื่อนำไปใช้เป็นฉนวนในสายเคเบิล เนื่องจากมีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดี ต้นทุนการผลิตต่ำ และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

ในบทนี้จึงได้นำเสนอพื้นฐานของวัสดุพอลิเมอร์ คุณสมบัติโครงสร้าง และคุณสมบัติของ ความสัมพันธ์ระหว่างความแตกต่างของวัสดุพอลิเมอร์ในแต่ละชนิด นอกจากนี้ยังมุ่งเน้นในเรื่อง การทำวัสดุพอลิเมอร์ XLPE โดยการเชื่อมขวาง ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญในการทำฉนวนเคเบิลอีกด้วย (Wilson, Choo, and Tze, 2010)

### 3.5.1 ขั้นตอนการผลิตสายเคเบิลเสร็จสมบูรณ์

วัสดุ PE เป็นวัสดุพอลิเมอร์ที่ได้รับความนิยมสูงมาตั้งแต่ช่วงสงครามโลกครั้งที่ 2 เนื่องจากมีเสถียรภาพ ผลิตง่าย เป็นฉนวนได้ดี และมีความทนทานในสภาวะการทำงานภายใต้ อุณหภูมิปกติ (Jones, Llewelly et al., 2005) ต่อมาในปี ค.ศ.1933 วัสดุ PE ได้ถูกพัฒนาให้เป็นวัสดุ พอลิเมอร์หลักในการทำเป็นฉนวนของสายเคเบิลสำหรับการใช้งานที่ความถี่สูง



รูปที่ 3.10 โครงสร้างพอลิเมอร์พอลิเอทิลีนจากเอทิลีน

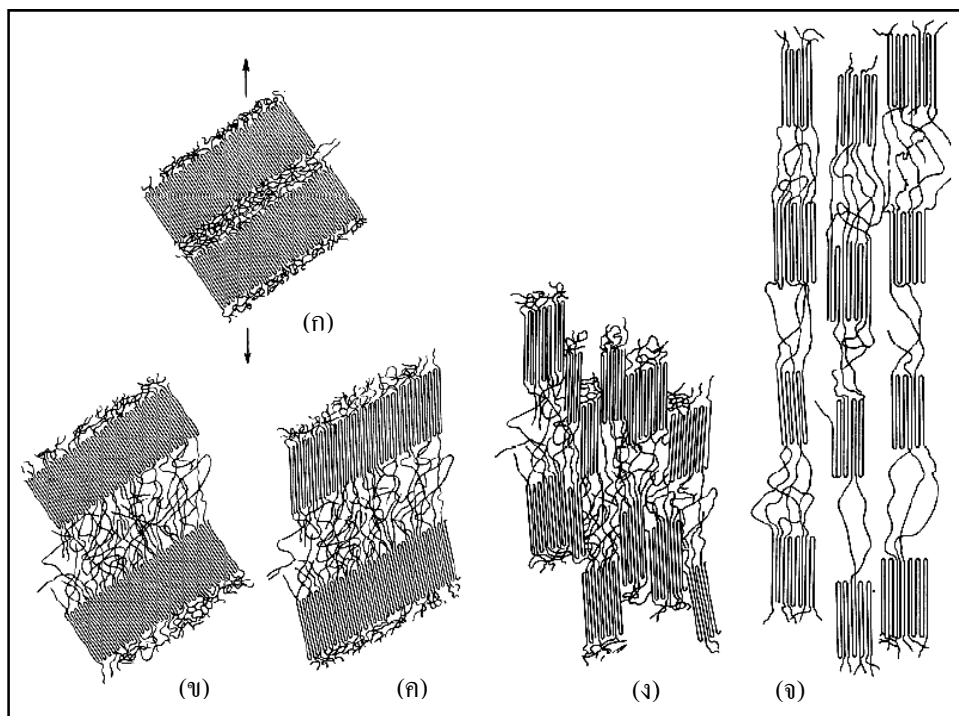
คุณสมบัติทางกลของวัสดุ PE ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบต่าง ๆ ของสายโซ่โมเลกุลเช่น น้ำหนักโมเลกุล ขอบเขต ความยาวของสายโซ่พอลิเมอร์ และโครงสร้างของผลึก (Crystal structure) PE สามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) พอลิเอทิลีนความหนาแน่นต่ำ (Low density polyethylene: LDPE)
- 2) พอลิเอทิลีนความหนาแน่นสูง (High density polyethylene: HDPE)
- 3) พอลิเอทิลีนเชิงเส้นความหนาแน่นต่ำ (Linear low density polyethylene: LLDPE)

โดยวัสดุ PE แต่ละประเภทจะถูกนำไปใช้งานแตกต่างกันไป ตามความเหมาะสมของ งาน แต่วัสดุ PE ที่ถูกนำไปใช้เป็นฉนวนในสายเคเบิลอย่างกว้างขวาง และเป็นที่นิยมมากที่สุด คือ พอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง หรือ XLPE

พื้นฐานทางโมเลกุลของวัสดุ PE โดยปกติจะอยู่ในรูปของห่วงโซ่โมเลกุลที่ ประกอบด้วยมอนอเมอร์ของคาร์บอน (Carbon) หนึ่งอะตอมและมอนอเมอร์ของไฮโดรเจนสอง อะตอม (Hydrogen) เชื่อมต่อกันเป็นห่วงโซ่ยาว ซึ่งเกิดจากวัสดุประกอบเอทิลีนที่มีรูปแบบทาง โมเลกุลคือ  $C_2H_4$  หรือ  $CH_2=CH_2$  ผ่านกระบวนการพอลิเมอร์ไรเซชัน (Polymerisation) ซึ่งเป็น กระบวนการเกิดพอลิเมอร์ขึ้นจากการรวมตัวกันของมอนอเมอร์ ดังแสดงในรูปที่ 3.10

วัสดุ PE เป็นวัสดุพอลิเมอร์ที่ไม่มีขั้ว แบบกึ่งผลึก (Semi-crystalline) และมีโครงสร้างแบบ Spherulite ซึ่งแต่ละ Spherulite ประกอบด้วย Chain-folded ribbon จำนวนมากหรือ Lamellar ที่แผ่ออกจากจุดกึ่งกลาง พื้นที่ส่วนอื่นนอกจากที่เป็น Lamellar เหล่านี้จะเป็นแบบอสัณฐาน การจัดเรียง Lamellar จะเชื่อมด้วย Tie chain ซึ่งผ่านตลอดบริเวณของอสัณฐานเหล่านั้น



รูปที่ 3.11 ขั้นตอนการเสีรูปของวัสดุพอลิเมอร์แบบกึ่งผลึก (หนังสือ คุณสมบัติ และการทดสอบวัสดุ, อรรถพล ตะระะ, 2551)

กลไกการเสีรูปของวัสดุ PE สามารถอธิบายได้ดีด้วยปฏิกริยาระหว่างชั้นของ Lamellar กับ บริเวณที่เป็นอสัณฐาน กระบวนการนี้เกิดขึ้นหลายขั้นตอนซึ่งสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 3.11 ลักษณะ Chain-folded lamellar สองชุดกับบริเวณอสัณฐานที่อยู่ระหว่าง Lamellar ก่อนเสีรูปแสดงในรูปที่ 3.11 (ก) เมื่อเริ่มเกิดการเสีรูปดังรูปที่ 3.11 (ข) Lamellar ribbon จะเลื่อนผ่าน Ribbon อื่น ๆ เช่นเดียวกับ Tie chain บริเวณอสัณฐาน ทำให้เกิดการยี่ดออกจากกัน หลังจากนั้นจะเกิดการเสีรูปในขั้นที่สองด้วยการเอียงของ Lamellar ส่งผลให้ Fold chain เกิดการเรียงตัวในแนวของแรงดึงดังรูปที่ 3.11 (ค) จากนั้นบริเวณของชุดผลึกจะแยกออกจาก Lamellar เป็นส่วนแต่ยังเชื่อมกันด้วย Tie chain ดังแสดงในรูปที่ 3.11 (ง) ในขั้นสุดท้ายรูปที่ 3.11 (จ) ชุดผลึกและ Tie chain จะจัดเรียงตัวในทิศทางเดียวกันกับแนวแรงดึง ดังนั้น การเสีรูปจากแรงดึงของพอลิเมอร์

กิ่งผลึกทำให้เกิดโครงสร้างที่มีการจัดเรียงตัวสูง ซึ่งในระหว่างกระบวนการ Spherulite จะเกิดการเปลี่ยนแปลงรูปร่างคุณลักษณะทางกลของวัสดุ PE ซึ่งเป็นพอลิเมอร์กิ่งผลึก จะมีความแข็งแรงเพิ่มขึ้นเมื่อกระบวนการแสดงในรูปที่ 3.11 ถูกขวางไม่ให้เกิดขึ้น โดยการเพิ่มระดับการครอสลิงค์ (Crosslink) ให้แก่วัสดุ PE กระบวนการดังกล่าวจะไปยับยั้งการเคลื่อนที่ของสายโซ่โมเลกุลทำให้พอลิเมอร์แข็งแรงมากขึ้น (หนังสือ คุณสมบัติและการทดสอบวัสดุ อรรถพล ตะระ, 2551)

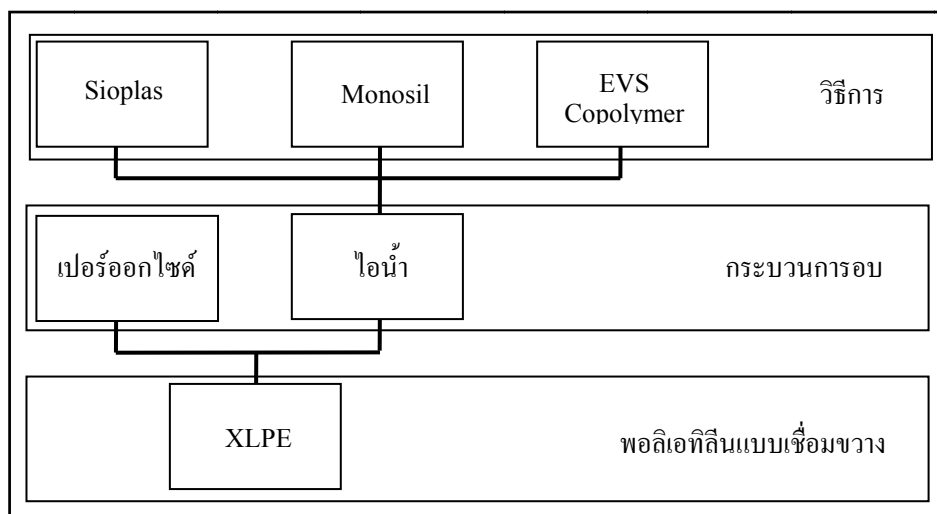
### 3.5.2 พอลิเอทิลีนความหนาแน่นต่ำ

LDPE เป็นวัสดุที่นิยมถูกนำมาใช้งานในการทดสอบต่าง ๆ เนื่องจากมีโครงสร้างทางเคมีที่เรียบง่าย แต่ LDPE ยังคงเป็นวัสดุที่มีโครงสร้างเป็นกิ่งผลึก หรืออยู่ในรูปแบบของผลึกและภาคอสัณฐานปะปนกัน โดยมีโครงสร้างทางผลึกอยู่ที่ประมาณ 50–60% ซึ่งรูปแบบของผลึกและภาคอสัณฐานของ LDPE มีหน้าที่สนับสนุนให้ LDPE มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดีขึ้น แต่ค่าอุณหภูมิสูงสุดที่สามารถหลอมโครงสร้างผลึกของ LDPE อยู่ที่ประมาณ 110°C และอุณหภูมิที่สามารถรับได้ในสภาวะการทำงานปกติอยู่ที่ประมาณ 70°C ทำให้ LDPE ยังไม่ดีที่สุดในการนำมาใช้เป็นฉนวนสายเคเบิล เนื่องจากทนความร้อนได้ต่ำเกินไป แต่อย่างไรก็ตาม LDPE ยังเป็นวัสดุพอลิเมอร์ที่ได้รับความนิยม เนื่องจากมีคุณสมบัติความเป็นผลึกต่ำ ซึ่งก่อให้เกิดความยืดหยุ่นและโปร่งใส เหมาะแก่การผลิตของใช้ในชีวิตประจำวัน เช่น ถุง และขวดพลาสติกต่าง ๆ เป็นต้น

### 3.5.3 พอลิเอทิลีนแบบเชื่อมขวาง

ฉนวน XLPE เป็นฉนวน PE ที่มีการเชื่อมขวางระหว่างพันธะโมเลกุล เพื่อปรับปรุงคุณสมบัติให้ดียิ่งขึ้น ฉนวน XLPE เริ่มใช้ในช่วงปี ค.ศ. 1990 และเป็นวัสดุพอลิเมอร์ที่นิยมใช้สำหรับฉนวนเคเบิล เนื่องจากมีความน่าเชื่อถือการใช้งาน มีคุณสมบัติที่เหมาะสมแก่การเป็นฉนวน เช่น มีค่าความสูญเสียความเป็นฉนวนต่ำและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ฉนวน XLPE เป็นวัสดุที่มีโครงสร้างเป็นกิ่งผลึกหรืออยู่ในรูปแบบของผลึกและอสัณฐานปะปนกัน โดยมีโครงสร้างทางผลึกอยู่ที่ประมาณ 40%

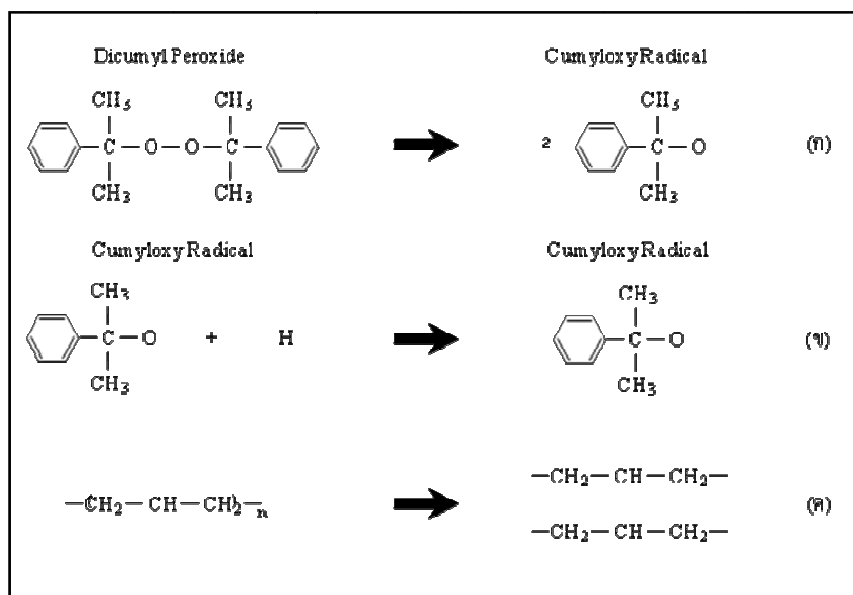
กระบวนการการเชื่อมขวาง PE ให้เป็น XLPE มี 2 วิธีที่นิยมใช้คือ กระบวนการอบด้วยเปอร์ออกไซด์ (Peroxide curing) และกระบวนการอบไอน้ำ (Moisture curing) โดยแผนผังกระบวนการแสดงในรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.12 แผนผังแสดงกระบวนการอบด้วยวิธีต่าง ๆ

1) กระบวนการอบแบบใช้เปอร์ออกไซด์ เป็นวิธีที่นิยมทำมากที่สุดในการเชื่อมขวาง PE ซึ่งเป็นกระบวนการปรับเปลี่ยนโครงสร้างทางพันธะเคมี ระหว่างห่วงโซ่โมเลกุลของวัสดุพอลิเมอร์ สารเปอร์ออกไซด์ที่ใช้ในการอบเพื่อการเชื่อมขวางมากที่สุด คือ Dicumyl peroxide (DCP) ซึ่งทำหน้าที่กระตุ้นการทำงานของตัวเร่งปฏิกิริยาความร้อนให้แก่ PE โดยทั่วไปมักจะเติมสาร DCP ผสมลงไปกับวัสดุพอลิเมอร์ (PE) ประมาณ 2.5% แล้วจึงทำการเริ่มกระบวนการเชื่อมขวางโดยการอบด้วยความร้อนที่ 180°C เพียงครั้งเดียว การให้ความร้อนในการอบสามารถใช้วิธีความดันไอน้ำ หรือความร้อนจากไนโตรเจน

กระบวนการเกิดปฏิกิริยาการเชื่อมขวางแสดงในรูปที่ 3.13 จากรูป ผลของการแตกพันธะของ DCP ทำให้เกิดความร้อนขึ้น จนกระทั่งโครงสร้างทางโมเลกุลเปลี่ยนไปเป็นสารอนุมูลอิสระ Cumyloxy (Cumyloxy radical) และทำการดึงอะตอมไฮโดรเจนจากพันธะโมเลกุลของ PE ในรูปแบบของสารอนุมูลอิสระแบบมหภาค (Macroradicals) แสดงในรูป 3.13 (ข) ภายในกระบวนการนี้มีปฏิกิริยาเคมีเกิดขึ้นที่หลากหลาย ทำให้เกิดสารอนุมูลอิสระขึ้นใหม่เป็นจำนวนมาก ส่งผลให้เกิดเป็นลักษณะเชื่อมขวางแบบแห และเกิดเป็นพันธะระหว่างโมเลกุลของฉนวน XLPE แสดงในรูป 3.13 (ค)



รูปที่ 3.13 กระบวนการเชื่อมขวางของวัสดุ PE (ก) การเกิดสารอนุมูลอิสระ Cumyloxy หลังจาก DCP ให้ความร้อน (ข) สารอนุมูลอิสระ Cumyloxy ทำการเชื่อมกับอะตอมไฮโดรเจน จากวัสดุ PE ส่งผลให้เกิด Cumyl alcohol ขึ้น (ค) โครงสร้างโมเลกุลของ XLPE (Ishikawa, Nakamura et al., 1994)

เนื่องจาก XLPE ทนต่อความร้อนได้ดี และคุณสมบัติทางไฟฟ้าและเชิงกลที่ยืดเยื้อ จึงทำให้นิยมนำมาใช้เป็นฉนวนสายเคเบิล โดยปกติ XLPE สามารถทนต่อการทำงานปกติ ภายใต้อุณหภูมิ 90°C ในระยะเวลาที่ยาวนานได้ ในกรณีฉุกเฉินสามารถทนต่ออุณหภูมิ 130°C ได้ถึง 36 ชั่วโมง และในระหว่างการลัดวงจรสามารถทนต่ออุณหภูมิ 250°C เป็นเวลาเล็กน้อย (ไม่กี่วินาที) หากฉนวน XLPE ผ่านความร้อนที่อุณหภูมิสูงกว่าอุณหภูมิหลอมของตัวมันเอง จะเกิดผลกระทบอย่างยิ่งต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างทางผลึก และส่งผลให้ฉนวน XLPE เกิดการเสื่อมอายุได้

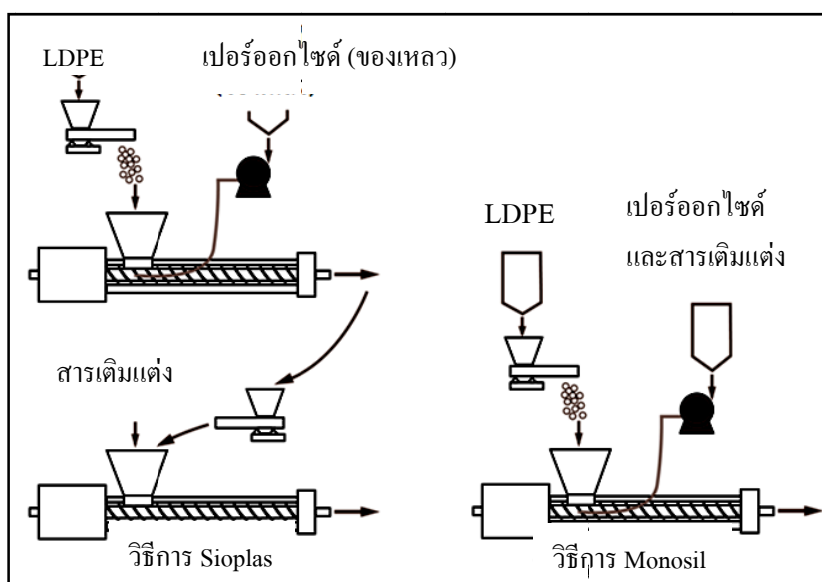
2) กระบวนการอบแบบใช้ไอน้ำ เป็นอีกวิธีหนึ่งที่นิยมใช้ในการอบวัสดุ PE ซึ่งมีทั้งหมด 3 วิธี โดยอธิบายในแต่ละวิธีสามารถได้ดังนี้

- วิธีอบแบบ Sioplas ถูกคิดค้นขึ้นในประเทศอังกฤษในปี ค.ศ. 1970 โดย Dow Corning วิธีการนี้มีการทำงาน 2 ขั้นตอน โดยขั้นตอนแรก คือการนำวัสดุพอลิเมอร์ที่ต้องการเชื่อมขวางมาอบและหลอมด้วยสกรูที่มีความร้อนจากเครื่องอัดรีด เพื่อนำไปสู่ขั้นตอนที่สอง ซึ่งในขั้นตอนที่สอง จะนำวัสดุเหลวพอลิเมอร์ที่ได้จากการอัดรีดในขั้นตอนแรกมาผสมรวมกับ



สารประกอบอื่น ๆ (สารต้นแบบเร่งปฏิกิริยาหรือเปอร์ออกไซด์) โดยการบดและหลอมเข้าด้วยกัน แล้วจึงทำการขึ้นรูป เพื่อเพิ่มคุณสมบัติทาง โมเลกุลแก้ววัสดุพอลิเมอร์ หลังจากนั้นจึงทำการเชื่อมขวาง วัสดุพอลิเมอร์ โดยการจุ่มในน้ำร้อนหรือการอบด้วยไอน้ำความดันต่ำ ภาพประกอบของวิธีอบแบบ Sioplas แสดงในรูปที่ 3.14

- วิธีอบแบบ Monosil เป็นวิธีที่มีการพัฒนาขึ้นมาจากวิธีอบแบบ Sioplas คิดค้น โดย BICC และ Maillefer วิธีนี้มีความคล้ายกันกับวิธีอบแบบ Sioplas แต่แตกต่างกัน โดยวิธีอบแบบ Monosil จะนำวัสดุพอลิเมอร์ที่ต้องการเชื่อมขวางมาผสมกับสารประกอบอื่น ๆ เข้าด้วยกันทันทีแล้ว จึงทำการหลอมและขึ้นรูป การเชื่อมขวางวัสดุพอลิเมอร์ หลังทำการขึ้นรูปแล้วใช้วิธีเดียวกันกับวิธีอบ แบบ Sioplas คือการจุ่มในน้ำร้อนหรือการอบด้วยไอน้ำความดันต่ำ ภาพประกอบของวิธี Monosil แสดงในรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 วิธีอบแบบ Sioplas และ วิธีอบแบบ Monosil

- วิธีอบโดยใช้วัสดุพอลิเมอร์ระหว่างไวนิลไตรเอทอกซีไซเลนและเอทิลีน (Ethylene vinyltrimethoxysilane copolymers method : EVS) วิธีอบแบบ EVS เป็นวิธีที่แตกต่าง จากสองวิธีที่ได้กล่าวไปข้างต้น เนื่องจากมีกระบวนการ Silane หรือ Silanization เข้ามาเกี่ยวข้องกับ โมเลกุลของวัสดุพอลิเมอร์ ส่วนสารประกอบอื่น ๆ ที่ทำการผสมกับวัสดุพอลิเมอร์ จะถูกนำไป ผสมในขั้นตอนการอัดรีดและขึ้นรูป เช่นเดียวกับกับวิธีก่อนหน้านี้

### 3.6 การจัดหมวดหมู่วัสดุพอลิเมอร์สำหรับสายเคเบิล

คุณสมบัติทางกายภาพเบื้องต้นของวัสดุพอลิเมอร์มีพารามิเตอร์หลายอย่างเช่นเดียวกันกับวัสดุโลหะ ดังนั้นผู้วิจัยจึงนำเสนอคุณสมบัติทางกายภาพของวัสดุพอลิเมอร์ที่มีความเกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้เท่านั้น โดยประกอบไปด้วย คุณสมบัติทางกลต่าง ๆ การเสียรูปของวัสดุพอลิเมอร์แบบกึ่งผลึก (Semicrystalline) อุณหภูมิการหลอมกับการเปลี่ยนสภาพคล้ายแก้วเป็นยืดหยุ่น ปฏิกิริยาการเกิดผลึก การหลอม และการอ่อนตัวจากความร้อนของวัสดุพอลิเมอร์ อธิบายได้ดังนี้ (หนังสือ คุณสมบัติและการทดสอบวัสดุ, อรรถพล ตะระ, 2551)

#### 3.6.1 คุณสมบัติทางกลของวัสดุพอลิเมอร์

สมบัติทางกลของวัสดุพอลิเมอร์ ประกอบไปด้วย โมดูลัสความยืดหยุ่น (Modulus of elasticity) ความแข็งแรงดึง ความแข็งแรงอัด และความแข็งแรงการล้า โดยค่าพารามิเตอร์ทางกลต่าง ๆ เหล่านี้สามารถหาค่าด้วยการทดสอบแรงเค้นความเครียด คุณสมบัติทางกลของวัสดุพอลิเมอร์ส่วนใหญ่จะอ่อนไหวมากต่ออัตราการเสียรูป อุณหภูมิและธรรมชาติทางเคมีของสิ่งแวดล้อม เช่น ในสถานะที่มีน้ำ ออกซิเจน ตัวทำละลายอินทรีย์ เป็นต้น บางครั้งในการทดสอบวัสดุพอลิเมอร์ จำเป็นต้องดัดแปลง เทคนิคการทดสอบ รวมทั้งรูปทรงของชิ้นงานทดสอบที่ใช้ทดสอบวัสดุโลหะ โดยเฉพาะวัสดุที่มีความยืดหยุ่นสูง เช่นยาง

นอกจากนี้คุณลักษณะทางกลของพอลิเมอร์มีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในช่วงอุณหภูมิห้องมากกว่าโลหะอย่างมาก เมื่อพิจารณาพฤติกรรมแรงเค้นความเครียดของวัสดุพอลิเมอร์บางชนิด พบว่าเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นวัสดุจะมีโมดูลัสความยืดหยุ่นและความแข็งแรงดึงลดลง แต่มีความเหนียวเพิ่มขึ้น จึงสรุปได้ว่าอิทธิพลของอัตราความเครียดมีความสำคัญต่อพฤติกรรมทางกลของพอลิเมอร์ ซึ่งปกติการลดอัตราการเสียรูปมีอิทธิพลต่อพฤติกรรมแรงเค้นความเครียดแบบเดียวกันกับการเพิ่มอุณหภูมิ คือวัสดุจะอ่อนตัวและเหนียวขึ้น

ความสามารถในการจัดการสมบัติทางกลของวัสดุพอลิเมอร์ขึ้นอยู่กับความเข้าใจถึงกลไกการเกิดการเสียรูปของวัสดุ โดยในที่นี้จะได้กล่าวถึงรูปแบบการเสียรูปของวัสดุพอลิเมอร์แบบกึ่งผลึก ซึ่งมีความสำคัญต่อความแข็งแรงของวัสดุ คุณสมบัติทางกลที่อุณหภูมิห้องของวัสดุพอลิเมอร์ชนิดต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 3.6 (The McGraw-Hill Companies, 1995)

ตารางที่ 3.6 คุณสมบัติทางกลที่อุณหภูมิห้องของวัสดุพอลิเมอร์

วัสดุ	ความ ถ่วงจำเพาะ	มอดูลัส แรงดึง (Gpa (ksi))	ความทนแรง ดึง (MPa (ksi))	ความแรง คราก (MPa (ksi))	ความยืดหยุ่น แตก หัก (%)
Polyethylene (low density)	0.917-0.932	0.17-0.28 (25-41)	8.3-31.4 (1.2-4.55)	9.0-14.5 (1.3-2.1)	100-650
Polyethylene (high density)	0.952-0.965	1.06-1.09 (155-158)	22.1-31.0 (3.2-4.5)	26.2-33.1 (3.8-4.8)	10-1200
Polyvinyl chloride	1.30-1.58	2.4-4.1 (350-600)	40.7-51.7 (5.9-7.5)	40.7-44.8 (5.9-6.5)	40-80
Polytetrafluoro- ethylene	2.14-2.20	0.40-0.55 (58-80)	20.7-34.5 (3.0-5.0)	–	200-400
Polypropylene	0.90-0.91	1.14-1.55 (165-225)	31-41.4 (4.5-6.0)	31.0-37.2 (4.5-5.4)	100-600
Polystyrene	1.04-1.05	2.28-3.28 (330-475)	35.9-51.7 (5.2-7.5)	–	1.2-2.5
Polymethyl methacrylate	1.17-1.20	2.24-3.24 (325-470)	48.3-72.4 (7.0-10.5)	53.8-73.1 (7.8-10.6)	2.0-5.5
Phenol- formaldehydc	1.24-1.32	2.76-4.83 (400-700)	34.5-62.1 (5.0-9.0)	–	1.5-2.0
Nylon 6.6	1.13-1.15	1.58-3.80 (230-550)	75.9-94.5 (11.0-13.7)	44.8-82.8 (6.5-12)	15-300
Polyester (PET)	1.29-1.40	2.8-4.1 (400-600)	48.3-72.4 (7.0-10.5)	59.3 (8.6)	30-300
Polycarbonate	1.20	2.38 (345)	62.8-72.4 (9.1-10.5)	62.1 (9.0)	110-150

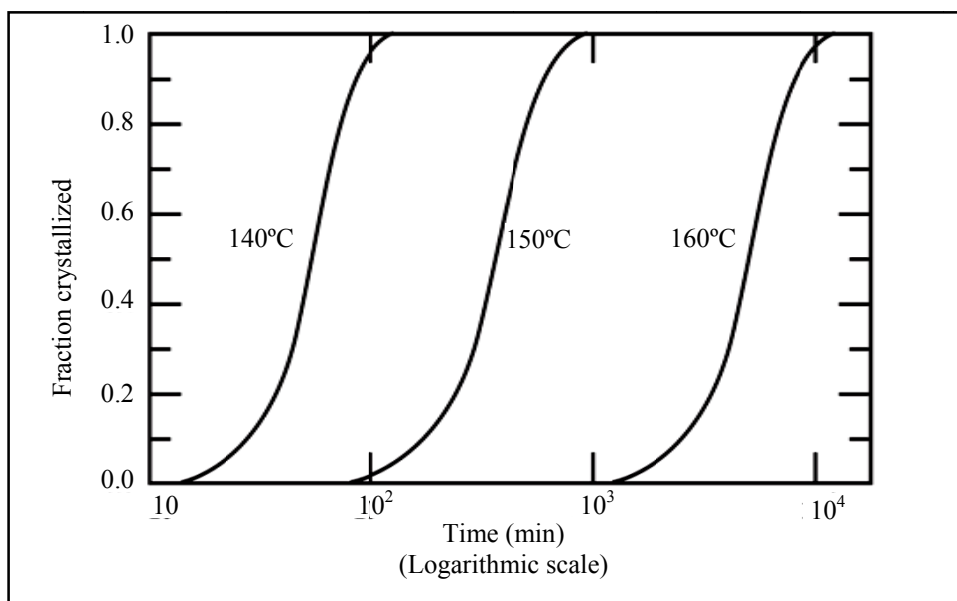
### 3.6.2 ปฏิกิริยาการเกิดผลึก การหลอม และการอ่อนตัวจากความร้อน

สมบัติทางกลของวัสดุพอลิเมอร์ส่วนใหญ่จะไวต่อการเปลี่ยนแปลงทางอุณหภูมิอย่างมาก โดยคุณลักษณะทางความร้อนและทางกลของวัสดุ เริ่มด้วยปรากฏการณ์การเกิดผลึก การหลอม และการอ่อนตัวจากความร้อน การเกิดผลึกเป็นกระบวนการจัดเรียงตัวอย่างเป็นระเบียบของภูมิภาคของแข็งที่เกิดขึ้นในขั้นตอนของการเย็นตัวจากของหลอมเหลวที่มีโครงสร้างโมเลกุลไม่เป็นระเบียบ และการหลอมตัวจะเกิดขึ้นอีกครั้งเมื่อวัสดุพอลิเมอร์ได้รับความร้อน ส่วนการเปลี่ยนสภาพคล้ายแก้วเป็นยืดหยุ่นจะเกิดขึ้นกับวัสดุพอลิเมอร์แบบอสัณฐานหรือพอลิเมอร์ที่ไม่เป็นผลึก และเมื่อเย็นตัวจากของหลอมเหลวจะเกิดเป็นของแข็งวิจิตร (Rigid solid) ซึ่งจะคงโครงสร้างโมเลกุลที่ไม่เป็นระเบียบเช่นเดียวกันกับของหลอมเหลว และในบางครั้งถือเป็นของเหลวแข็งอสัณฐาน โดยสมบัติทางเคมีและทางกายภาพ จะเปลี่ยนไปตามการเกิดผลึก การหลอมและการอ่อนตัวจากความร้อน ยิ่งกว่านั้นวัสดุพอลิเมอร์กิ่งผลึกบริเวณที่เป็นผลึกจะเกิดการหลอมตัว และการเกิดผลึกในขณะที่บริเวณที่ไม่เป็นผลึกจะผ่านช่วงอุณหภูมิของการอ่อนตัวจากความร้อน

1) การเกิดผลึก (Crystallization) เป็นการเข้าใจถึงกลไกและอัตราการเกิดผลึกของพอลิเมอร์เป็นสิ่งสำคัญมากเช่นเดียวกันกับอิทธิพลของระดับการเกิดผลึกต่อสมบัติทางกล และทางความร้อนของวัสดุ การเกิดผลึกของพอลิเมอร์หลอมเหลวเกิดขึ้นโดยจุดเริ่มเกิดผลึก (Nucleation) และขยายตัวด้วยกระบวนการเติบโต (Growth process) กล่าวคือเมื่อวัสดุพอลิเมอร์เย็นตัวผ่านอุณหภูมิการหลอมเหลวจะมีจุดเริ่มเกิดผลึกเป็นบริเวณเล็ก ๆ จากนั้น โมเลกุลที่ไม่เป็นระเบียบจะเริ่มจัดเรียงทิศทางในรูปของชั้น Chain-folded ที่อุณหภูมิเกินอุณหภูมิหลอมเหลวจุดเริ่มเกิดผลึกจะไม่เสถียร เนื่องจากการสั่นสะเทือนของอะตอมจากความร้อนจะทำลายการจัดเรียงโมเลกุลให้เป็นระเบียบ เมื่ออุณหภูมิลดลงจะเกิดจุดเริ่มเกิดผลึก

การเกิดผลึกต้องอาศัยเวลาในแบบเดียวกันกับการเปลี่ยนแปลงสถานะเป็นของแข็ง (Solid-state transformation) ซึ่งสามารถศึกษาได้โดยการนำเศษส่วนการเกิดผลึกมาพล็อตกราฟเทียบกับค่าล็อกของเวลาที่อุณหภูมิกงที่แสดงในรูปที่ 3.15 ซึ่งเป็นการเกิดผลึกโดยที่  $y$  เป็นฟังก์ชันของเวลา  $t$

โดยปกติปริมาณของผลึกที่เกิดขึ้นจะวัดได้จากการเปลี่ยนแปลงปริมาตรของชิ้นทดสอบ เนื่องจากภูมิภาคของเหลวกับภูมิภาคของผลึกมีปริมาตรแตกต่างกัน ส่วนอัตราการเกิดผลึกจะวัดตรงจุดที่มีการเกิดผลึก 50% และอัตราการเกิดผลึกนี้จะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิการเกิดผลึก รูปที่ 3.15 แสดงให้เห็นว่า น้ำหนักโมเลกุลของวัสดุพอลิเมอร์จะแปรผกผันกับอัตราการเกิดผลึก กล่าวคือถ้าอัตราการเกิดผลึกต่ำจะได้น้ำหนักโมเลกุลของวัสดุพอลิเมอร์



รูปที่ 3.15 อัตราส่วนผลึกกับแกนเวลาของวัสดุ Polypropylene ที่อุณหภูมิต่าง ๆ

2) การหลอมเหลว (Melting) การหลอมเหลวของผลึกวัสดุพอลิเมอร์จะเป็นไปตามการเปลี่ยนแปลงสถานะจากวัสดุของแข็งที่มีโครงสร้างสายโซ่โมเลกุลที่จัดเรียงตัวเป็นระเบียบไปเป็นของไหลหนืด (Viscous liquid) ที่มีโครงสร้างไม่เป็นระเบียบ ปรากฏการณ์นี้จะเกิดขึ้นเหนืออุณหภูมิการหลอมเหลว (Melting temperature :  $T_m$ ) การหลอมเหลวของพอลิเมอร์มีหลายแบบแตกต่างกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับ โครงสร้าง โมเลกุลของวัสดุพอลิเมอร์กับลักษณะ โครงสร้างผลึก Lamellae ซึ่งจะไม่เหมือนกับกรณีของโลหะและเซรามิกที่มีรูปแบบการหลอมเหลวที่แน่นอนกว่า และนอกจากนั้นพฤติกรรมหลอมเหลวของวัสดุพอลิเมอร์ยังขึ้นอยู่กับอัตราการเพิ่มของอุณหภูมิ กล่าวคือถ้าเพิ่มอัตราการให้ความร้อน อุณหภูมิการหลอมเหลวของวัสดุพอลิเมอร์จะสูงขึ้น

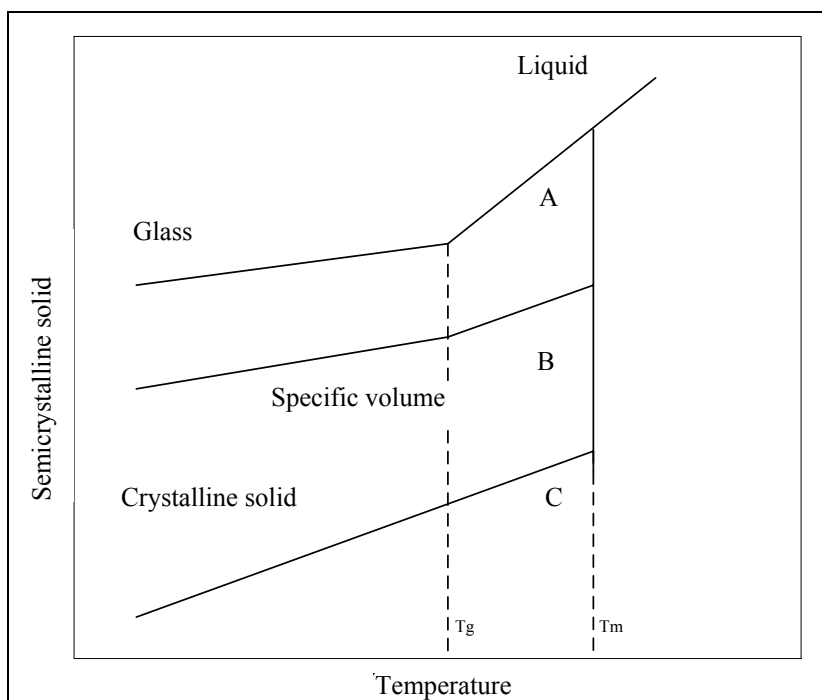
วัสดุพอลิเมอร์จะตอบสนองต่อกระบวนการทางความร้อน (Heat treatment) โดยเกิดการเปลี่ยนแปลงทาง โครงสร้างและสมบัติของวัสดุ กล่าวคือการอบอ่อน (Annealing) ซึ่งเป็นการให้ความร้อนกับวัสดุที่อุณหภูมิต่ำกว่าอุณหภูมิการหลอมเหลว อาจเพิ่มความหนาของชั้น Lamellae ได้ ดังนั้นการอบอ่อนวัสดุพอลิเมอร์อาจทำให้อุณหภูมิการหลอมเหลวเพิ่มขึ้นได้

3) การเปลี่ยนสภาพคล้ายแก้วเป็นยืดหยุ่น (Glass transition) การเปลี่ยนสภาพนี้จะเกิดในวัสดุพอลิเมอร์ชนิดอสัณฐานที่เกิดจากการเย็นตัวจากสถานะของเหลวเป็นของแข็งโดยไม่เกิดเป็นผลึก นั่นคือช่วงการเย็นตัวของสายโซ่โมเลกุล ซึ่งไม่สามารถจัดเรียงตัวเป็นระเบียบในลักษณะสามมิติ โดยการเปลี่ยนแปลงสภาพในช่วงแรกของการเย็นตัวความหนืดจะเพิ่มขึ้น จากนั้นจะค่อย ๆ เปลี่ยนจากของเหลวเป็นวัสดุคล้ายยางและกลายเป็นของแข็งในที่สุด อุณหภูมิที่พอลิเมอร์

เปลี่ยนสภาพจากยืดหยุ่นคล้ายยางเป็นของแข็ง เรียกว่า อุณหภูมิการเปลี่ยนสภาพคล้ายแก้วเป็น ยืดหยุ่น (Glass transition temperature :  $T_g$ ) ในทางกลับกันเมื่อวัสดุพอลิเมอร์ได้รับความร้อนเกิน อุณหภูมิ  $T_g$  จะเกิดการเปลี่ยนแปลงจากของแข็งกลับไปเป็นยืดหยุ่น ยิ่งกว่านั้นกรณีวัสดุพอลิเมอร์ที่สามารถเป็นผลึกก็อาจเกิดเป็นของแข็งออสถฐานได้ ถ้าได้รับการเย็นตัวอย่างรวดเร็วจากสถานะของเหลว

4) อุณหภูมิการหลอมในการเปลี่ยนสภาพคล้ายแก้วเป็นยืดหยุ่น อุณหภูมิการหลอมเหลวกับการเปลี่ยนสภาพนี้เป็นตัวแปรสำคัญในการกำหนดการใช้งานของวัสดุพอลิเมอร์ โดยนิยามอุณหภูมิทั้งสองข้างต้นเป็นขีดจำกัดอุณหภูมิตั้งแต่ล่างตามลำดับในการนำวัสดุไปใช้งาน โดยเฉพาะวัสดุพอลิเมอร์แบบกึ่งผลึก และยังมีอิทธิพลต่อกระบวนการขึ้นรูปของวัสดุพอลิเมอร์ และวัสดุประกอบพอลิเมอร์ (Polymer-matrix composite) อีกด้วย

อุณหภูมิการหลอมเหลวและการเปลี่ยนสภาพของวัสดุพอลิเมอร์จะวัดโดยกรรมวิธีแบบเดียวกันกับวัสดุเซรามิก ด้วยการพล็อตปริมาตรจำเพาะ (Specific volume) เป็นส่วนกลับของความหนาแน่นเทียบกับอุณหภูมิแสดงในรูปที่ 3.16 โดยกำหนดให้ A และ C เป็นวัสดุพอลิเมอร์ชนิดออสถฐานและผลึก ตามลำดับ สำหรับวัสดุผลึกมีการเปลี่ยนแปลงปริมาตรจำเพาะแบบไม่ต่อเนื่องที่อุณหภูมิหลอมเหลว  $T_m$  ส่วนกราฟวัสดุออสถฐานจะเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องแต่มีการลดลงของความชันเล็กน้อยที่อุณหภูมิ  $T_g$  สำหรับพอลิเมอร์กึ่งผลึกจะพบทั้งพฤติกรรมการหลอมเหลว  $T_m$  และการเปลี่ยนสภาพ  $T_g$  ซึ่งเป็นสมบัติของวัฏภาคผลึกและออสถฐานตามลำดับ ทั้งนี้พฤติกรรมที่แสดงในรูปที่ 3.16 จะขึ้นอยู่กับอัตราการเย็นตัวหรืออัตราการให้ความร้อน ค่าอุณหภูมิการหลอมเหลวและการเปลี่ยนสภาพของวัสดุพอลิเมอร์บางชนิดแสดงในตารางที่ 3.7 และคุณลักษณะของวัสดุพอลิเมอร์ที่เหมาะสมสำหรับเป็นฉนวนของสายเคเบิลไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 3.8



รูปที่ 3.16 ปริมาตรจำเพาะของวัสดุพอลิเมอร์ต่ออุณหภูมิ กราฟ A วัสดุพอลิเมอร์โครงสร้างอสัณฐาน B วัสดุพอลิเมอร์โครงสร้างกึ่งผลึก C วัสดุพอลิเมอร์โครงสร้างแบบผลึก

ตารางที่ 3.7 อุณหภูมิการเปลี่ยนสภาพ  $T_g$  และ  $T_m$  ของวัสดุพอลิเมอร์

วัสดุพอลิเมอร์	อุณหภูมิการเปลี่ยนสภาพ คล้ายแก้วเป็นยืดหยุ่น ( $^{\circ}\text{C}$ )	อุณหภูมิการหลอม ( $^{\circ}\text{C}$ )
Crosslinked polyethylene	-125	110
Polyethylene (low density)	-110	115
Polytetrafluoroethylene	-97	327
Polyethylene (high density)	-90	137
Polypropylene	-18	175
Nylon 6.6	57	265
Polyester (PET)	69	265
Polyvinyl chloride	87	212
Polystyrene	100	240
Polycarbonate	150	265

ตารางที่ 3.8 คุณสมบัติของวัสดุพอลิเมอร์ที่เหมาะสมสำหรับใช้เป็นฉนวนของสายเคเบิลไฟฟ้า

วัสดุ	XLPE	PE	PVC	ยาง Butyl	ยาง EP	ยาง CR
ความถ่วงจำเพาะ (Specific gravity)	0.92	0.92	1.2-1.5	1.4-1.5	1.3-1.4	1.4-1.6
ความคงทนฉนวนไฟฟ้า (Dielectric strength : kV/mm)	30-50	30-50	20-35	20-30	30-45	15-25
ค่าความต้านทานปริมาตร (Volume resistivity : ohm)	1,018	1,018	1,012	1,015	1,015	107-12
ค่าคงตัวของไดอิเล็กทริก (Dielectric constant)	2.3	2.3	5-9	4-5	4-5	7-10
ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor : %)	0.03	0.03	4-12	1-3	1-2	> 10
ความต้านทานแรงดึง (Tensile strength : kg/mm <sup>2</sup> )	1.4-1.8	1.2-1.5	1.0-2.5	0.4-0.7	0.4-0.9	1.2-2.0
อุณหภูมิสูงสุดขณะใช้งาน (°C)	90	75	60-75	80	90	75
ความต้านทานไฟ (Flame resistivity)	NG	NG	E	NG	NG	E
การเปลี่ยนรูปจากความร้อน (Heat deformation)	F	G	G	G	F	G
ค่าความต้านทานบรรยากาศ (Ozone resistivity)	F	F	G	F	E	G
ความคงทนต่อสภาพอากาศ (Weather proof)	G	G	F	F	F	F
ค่าความต้านทานน้ำมัน (Oil resistivity)	E	E	F	NG	NG	G

หมายเหตุ : E : ยอดเยี่ยม

F : ดี

G : พอใช้

NG : ไม่เหมาะแก่การใช้งาน

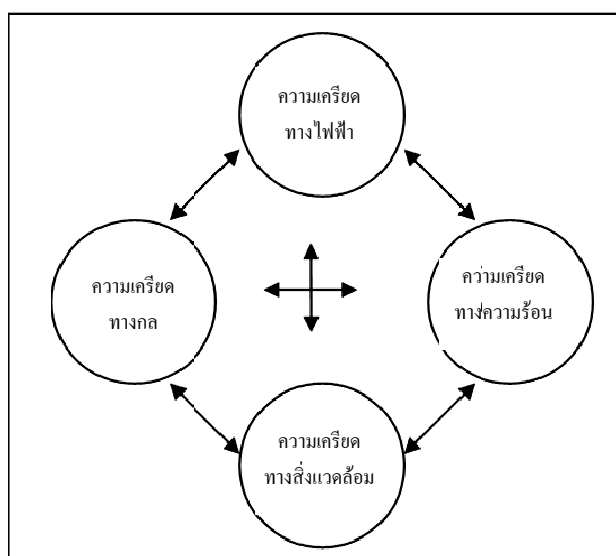


### 3.7 การเสื่อมอายุของสายเคเบิลไฟฟ้า

การใช้สายเคเบิลไฟฟ้าเป็นเวลานานย่อมต้องมีการเกิดการเสื่อมอายุทางฉนวนอันเกิดจากหลายสาเหตุ เช่น ผลกระทบทางความร้อนและความเครียดทางไฟฟ้าที่ส่งผลต่อฉนวนไฟฟ้า ในบางกรณีการเสื่อมอายุของสายเคเบิลไฟฟ้าสามารถเกิดจากสภาวะแวดล้อมได้เช่นกัน ยกตัวอย่างเช่น ความชื้น รังสี และ ความร้อนจากทางกลต่าง ๆ สิ่งเหล่านี้อาจเป็นตัวการทำให้เกิดการเสื่อมอายุของฉนวนของสายเคเบิลไฟฟ้าได้เช่นกัน สมมติฐานในการเสื่อมอายุและผลกระทบที่ทำให้เกิดการเสื่อมอายุของฉนวนของสายเคเบิลไฟฟ้า XLPE จึงมีดังนี้

#### 3.7.1 กระบวนการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

ในปัจจุบัน นักวิจัยเป็นจำนวนมากทำการศึกษาเกี่ยวกับการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เมื่อผ่านการใช้งานเป็นระยะเวลาอันยาวนาน โดยศึกษาด้วยวิธีการทดสอบแบบเร่งการเสื่อมอายุและพัฒนาแบบจำลองการเสื่อมอายุ เพื่อให้เกิดความเข้าใจในกระบวนการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในการทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE โดยทั่วไปมักจะทดสอบการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดเดียวหรือสภาวะความเครียดหลายแบบ แต่โดยส่วนใหญ่แล้วการเสื่อมอายุมักเกิดจากสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อน เพราะทั้งสองปัจจัยนี้เกิดขึ้นพร้อมกันในขณะที่ส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้าของสายเคเบิลแรงสูง ดังนั้นสภาวะความเครียดที่เกิดขึ้นอาจเกิดขึ้นอย่างเดี่ยวหรือทั้งสองอย่างควบคู่กันไป สภาวะความเครียดโดยส่วนมากที่เกิดขึ้นและพบบ่อยในฉนวนเคเบิลแรงสูงสามารถแสดงในรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 ปัจจัยที่มีผลต่อการเสื่อมอายุ

1) ความเครียดทางไฟฟ้า (Electrical stress) กระบวนการเสื่อมอายุที่เกิดบ่อยที่สุดในฉนวนไฟฟ้า มีสาเหตุเนื่องมาจากความเครียดสะสมของเกรเดียนต์ไฟฟ้าในเนื้อฉนวน

2) ความเครียดทางความร้อน (Thermal stress) กระบวนการเสื่อมอายุอันมีสาเหตุจากสภาวะความร้อนที่เกิดขึ้นจากตัวนำไฟฟ้าภายในสายเคเบิล ส่งผลให้อุณหภูมิของฉนวนมีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งอาจนำไปสู่การสูญเสียความต้านทานทางไฟฟ้าหรือสูญเสียเสถียรภาพทางเคมีของเนื้อฉนวนได้

3) ความเครียดทางกล (Mechanical stress) กระบวนการเสื่อมอายุอันมีสาเหตุจากการเปลี่ยนแปลงของความเครียดทางกล ตัวอย่างเช่น การขยายตัวเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ การสั่นสะเทือน หรือแรงกดทางไฟฟ้า เป็นต้น

4) ความเครียดทางสิ่งแวดล้อม (Environmental stress) กระบวนการเสื่อมอายุอันมีสาเหตุจากสภาวะแวดล้อมของฉนวนเช่น ความชื้น ปฏิกริยาทางเคมี การเกิดออกซิเดชัน และการแผ่รังสีจากนิวเคลียร์ต่าง ๆ เป็นต้น

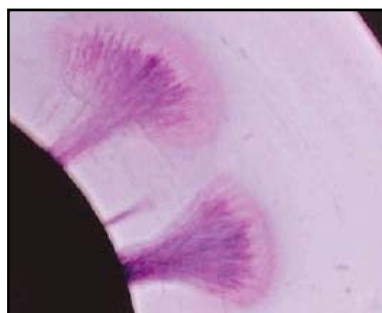
โดยทั่วไปการเสื่อมอายุอย่างรวดเร็วของฉนวน ส่วนใหญ่มักเกิดจากอิทธิพลสภาวะแวดล้อมของสายเคเบิล เช่น อุณหภูมิภายนอก การแผ่รังสี และความชื้น เป็นต้น นอกจากนี้อาจเกิดจากความผิดปกติในกระบวนการผลิตสายเคเบิลด้วย ตัวอย่างเช่น การเกิดช่องโพรงอากาศในเนื้อฉนวน มีสิ่งเจือปนในเนื้อฉนวน หรือความผิดปกติของเครื่องจักรที่ผลิต สิ่งเหล่านี้สามารถเป็นต้นเหตุที่ทำให้เกิดการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้าได้เช่นกัน

### 3.7.2 ปรากฏการณ์ Water treeing

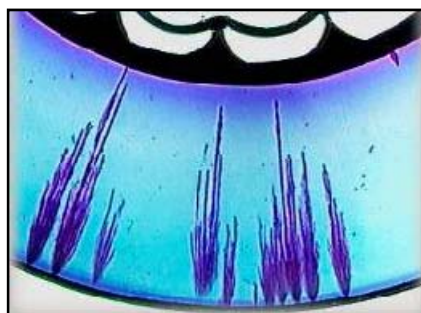
จากการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง พบว่าการถูกทำลายและความเสียหายของสายเคเบิลส่วนใหญ่มักมาจากกรณีการเกิดปรากฏการณ์ Water treeing ปรากฏการณ์ Water treeing เกิดจากความชื้นจากน้ำที่อยู่ภายนอกของเนื้อฉนวน XLPE ความชื้นของน้ำจะซึมเข้าสู่รอยตัดของเนื้อฉนวน (ในกรณีที่สายเคเบิลไฟฟ้ามีรอยตัดจากการใช้งาน) หรือช่องว่างระหว่างเกลียวของสารตัวนำไฟฟ้าแบบสายตีเกลียว ซึ่งนำไปสู่การสึกกร่อนของเนื้อฉนวนและสารกึ่งตัวนำไฟฟ้า อันเป็นสาเหตุหนึ่งของการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลไฟฟ้า ปรากฏการณ์ Water treeing จะขยายตัวไปอย่างช้า ๆ ในช่วงระยะเวลาเป็นเดือนหรือเป็นปี โดยมีลักษณะคล้ายโรคมะเร็งจนฉนวนและสารกึ่งตัวนำไฟฟ้าของสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูงหมดคุณสมบัติความเป็นฉนวนไปอย่างต่อเนื่อง การป้องกันการเกิดปรากฏการณ์ Water treeing สามารถทำได้โดยการหลีกเลี่ยงความชื้นให้ห่างไกลจากตัวสายเคเบิลไฟฟ้า หากสายเคเบิลไฟฟ้ามีการถูกตัดนำมาใช้แล้ว ควรหาอุปกรณ์ปิดหัวสายเคเบิลไฟฟ้าที่ถูกตัดเพื่อไม่ให้ความชื้นเข้ามายังเนื้อฉนวนได้

ความเครียดทางไฟฟ้า ทางกล ทางความร้อน และปัจจัยอื่น ๆ ที่เกิดขึ้นจากกระบวนการทำงานของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในสายเคเบิลแรงสูงสามารถเพิ่มการขยายตัว

ปรากฏการณ์ Water treeing ได้รวดเร็วขึ้น ปรากฏการณ์ Water treeing เกิดขึ้นได้ 2 แบบคือ การเกิดจากภายในของตัวสารกึ่งตัวนำออกสู่ภายนอกแสดงในรูปที่ 3.3 (ก) และเกิดจากภายนอก สารกึ่งตัวนำเข้าสู่ภายในแสดงในรูปที่ 3.18 (ข)



ก. การเกิดจากภายในสู่ภายนอก



ข. การเกิดจากภายนอกสู่ภายใน

รูปที่ 3.18 การเกิดปรากฏการณ์ Water treeing ในสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง

การเกิดปรากฏการณ์ Water treeing เป็นหนึ่งในกลไกความผิดปกติที่สำคัญที่สุดของสายเคเบิลไฟฟ้าขนาดแรงดันไฟฟ้ากลางและสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีของสายเคเบิลใต้ดินหรือสายเคเบิลใต้น้ำควรทำการป้องกันเป็นพิเศษ ไม่ว่าจะเป็นการออกแบบโครงสร้าง และวัสดุที่ใช้ควรสามารถป้องกันการเกิด Water treeing ได้

ปรากฏการณ์ Water treeing เกิดจากความชื้นที่อยู่ภายในฉนวน XLPE เป็นสาเหตุให้เกิดการเสื่อมอายุของสายเคเบิลไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัญหาสำคัญมาเป็นระยะเวลานาน กลุ่มวิจัยหลายกลุ่มจึงได้ให้ความสนใจศึกษาในด้านการป้องกันปรากฏการณ์นี้ และได้มีการออกแบบและสร้างฉนวน Tree-retardant XLPE ขึ้นเพื่อป้องกันการเกิด Water treeing โดยวิธีการผลิตที่นิยมจะแบ่งเป็น 3 ประเภทคือ

1) การใช้สารเติมแต่งในฉนวน XLPE แบบทั่วไป สามารถทำได้โดยการนำสารมาเติมแต่งเข้ากับฉนวน โดยปกติเป็นสารอินทรีย์แบบมีน้ำหนักโมเลกุลต่ำและอยู่ในรูปของของเหลวที่อุณหภูมิห้อง นำมาใช้ร่วมกับฉนวน XLPE ธรรมดาซึ่งไม่มีการชะลอตัวการซึมของน้ำ เมื่อนำมาผสมกันจะได้ฉนวน XLPE ที่มีคุณสมบัติชะลอตัวการซึมของน้ำ ความเข้ากันระหว่างฉนวน XLPE และสารเติมแต่งมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เพราะหากสารเติมแต่งและฉนวน XLPE เข้ากันไม่ได้จะทำให้เกิดแพร่กระจายของสารเติมแต่งภายนอกโครงสร้างทางพอลิเมอร์จนเป็นผลทำให้ประสิทธิภาพในการป้องกันปรากฏการณ์ Water treeing แย่ลงจากเดิม สารโดเดคานอล (Dodecanol) และไซเลน เป็นตัวอย่างของสารเติมแต่งที่ใช้ในการผสมฉนวน XLPE

2) การผสมฉนวน XLPE กับวัสดุพอลิเมอร์ที่มีขี้ว เพราะวัสดุ PE เป็นวัสดุพอลิเมอร์ที่ไม่มีขี้วและไม่ชอบน้ำ (Hydrophobic) จึงทำให้ไม่มีการรวมตัวของน้ำเกิดขึ้นที่จุดใดจุดหนึ่งในการผสมพอลิเมอร์รวมเอทิลีนแบบมีขี้วเข้ากับฉนวน XLPE ทำให้เกิดแนวโน้มในการชอบน้ำมากขึ้น (Hydrophilic) ซึ่งช่วยลดการรวมตัวของน้ำและการเกิดปรากฏการณ์ Water tree อย่างไรก็ตามวิธีนี้จะทำให้คุณสมบัติทางไฟฟ้าของฉนวน XLPE ลดน้อยลงไปด้วย

3) การใช้วัสดุพอลิเอทิลีนแบบความหนาแน่นต่ำมาก เป็นวิธีการใหม่และมีประสิทธิภาพ สำหรับการเพิ่มความต้านทานการเกิดปรากฏการณ์ Water tree ให้แก่ฉนวน XLPE วิธีนี้เป็นการปรับปรุงคุณสมบัติพื้นฐานของพอลิเอทิลีนเรซิน โดยเรียกว่าพอลิเอทิลีนความหนาแน่นต่ำมาก (Very Low Density Polyethylene : VLDPE) เป็นพอลิเอทิลีนแบบเส้นตรงที่มีกิ่งก้านสาขาชนิดหนึ่งที่ถูกสร้างขึ้นด้วยวิธีการผลิตที่ความดันต่ำถึงปานกลางโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาแบบซีเกลอร์ (Ziegler catalyst) วัสดุ VLDPE เป็นวัสดุที่มีความหนาแน่นที่ต่ำมากโดยมีค่าความหนาแน่นอยู่ในช่วงที่ต่ำกว่า  $0.89-0.91 \text{ g/cm}^3$  การใช้วัสดุ VLDPE เป็นฉนวนสามารถช่วยลดการเกิดผลึก (Degree of Crystallinity) อันเป็นสาเหตุในการเสื่อมอายุในฉนวนเคเบิลได้อีกด้วย การใช้พอลิเอทิลีนที่มีความหนาแน่นต่ำ (Low Density Polyethylene: LDPE) เป็นอีกวิธีหนึ่งที่นิยมใช้ สำหรับการเพิ่มความต้านทานการเกิดปรากฏการณ์ Water tree วัสดุ LDPE มีค่าความหนาแน่นประมาณ  $0.91 - 0.93 \text{ g/cm}^3$  แม้วัสดุ LDPE จะมีประสิทธิภาพในการป้องกันการเสื่อมอายุน้อยกว่าวัสดุ VLDPE แต่ก็เป็นที่นิยมนำมาใช้เป็นฉนวน เนื่องจากมีราคาที่ถูกกว่า

### 3.8 แบบจำลองการเสื่อมอายุ

ในปัจจุบัน แบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลมีมากมาย โดยมีทั้งการจำลองการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดเดียวและในสภาวะหลายความเครียด แต่อย่างไรก็ตาม จุดมุ่งหมายหลักของแบบจำลองการเสื่อมอายุทุกวิธีคือ การประเมินอายุของฉนวนเคเบิล ในสภาวะการทำงานปกติได้อย่างน่าเชื่อถือ เนื่องจาก XLPE เป็นฉนวนที่ได้รับความนิยมมากที่สุดสำหรับสายเคเบิลแรงสูง นักวิจัยส่วนใหญ่จึงให้ความสนใจในการพัฒนาแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เป็นอย่างยิ่ง อย่างไรก็ตาม แม้จะมีการพัฒนารูปแบบจำลองการเสื่อมอายุขึ้นมามากมาย แต่แบบจำลองส่วนใหญ่ไม่มีความน่าเชื่อถือเพียงพอ เนื่องจากให้รายละเอียดและข้อมูลเกี่ยวกับแบบจำลองได้ไม่กระจำจชัดเจน แบบจำลองการเสื่อมอายุที่มีความน่าเชื่อถือ ต้องทราบที่มาของพารามิเตอร์และสมการที่แน่ชัด ต้องมีความแม่นยำในการประเมินอายุของฉนวน วิธีการต่าง ๆ ที่ใช้ในการประเมินอายุของฉนวน มีรายละเอียดรวมทั้งข้อดีและข้อด้อยดังต่อไปนี้

### 3.8.1 วิธีการทางสถิติ

วิธีการทางสถิติ (Statistical method) เป็นวิธีที่นิยมนำไปใช้ในการประเมินหาอายุต่าง ๆ ความสามารถในการคงทนต่อแรงดัน ของฉนวนในระบบไฟฟ้ากำลัง การประมาณค่าข้อมูลทางสถิติมีลำดับขั้นตอนดังนี้ ขั้นแรกเป็นการเลือกวิธีการกระจายของความน่าจะเป็นที่เหมาะสมสำหรับฉนวนที่ใช้ในการทดลอง ในกรณีของฉนวนแบบแข็งส่วนใหญ่มักเลือกใช้วิธีการทางสถิติที่มีการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull และ Log normal เมื่อเลือกวิธีการที่เหมาะสมแล้ว จึงทำการประมาณค่าการกระจายค่าตัวแปรและช่วงเวลาต่าง ๆ ของข้อมูล โดยวิธีการทางสถิติที่นิยมใช้มากที่สุดประกอบด้วย

1) การกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull ในการประมาณค่าของข้อมูล โดยใช้ในการกระจายความน่าจะเป็นแบบ Weibull ข้อมูลที่ใช้ควรมีการเรียงลำดับจากเล็กสุดไปยังข้อมูลมากที่สุด และทำการคำนวณความน่าจะเป็นสำหรับแต่ละจุดของข้อมูล โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$F(i) = \frac{i}{(n+1)} \times 100\% \quad (3.1)$$

โดยที่  $F(i)$  คือ เปอร์เซนต์ของการทดสอบที่เกิดความผิดปกติ

$i$  คือ ลำดับของการทดสอบที่ผิดปกติ

$n$  คือ จำนวนครั้งการทดสอบทั้งหมด (รวมถึงการทดสอบที่ไม่ผิดปกติ)

ข้อมูลที่ได้จากการคำนวณความน่าจะเป็นในแต่ละจุดจะถูกนำมาพล็อตกราฟลงในกระดาษกราฟที่ออกแบบพิเศษ เพื่อให้ได้เส้นข้อมูลตามที่ต้องการ หากทำการประมาณค่าการกระจายของข้อมูลอย่างไม่ละเอียด กราฟที่ได้จะออกมาเป็นรูปเส้นตรงแบบหยาบ ทำให้ได้ข้อมูลความน่าจะเป็นที่ไม่มีความแม่นยำ อย่างไรก็ตาม เพื่อความมั่นใจในการคำนวณและความแน่นอนในช่วงเวลาของกราฟ จึงมีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับคำนวณวิธีการกระจายของความน่าจะเป็น Weibull ขึ้นในคอมพิวเตอร์ เพื่อให้ข้อมูลให้มีความถูกต้องและน่าเชื่อถือยิ่งขึ้น

2) การกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ โดยส่วนใหญ่วิธีการนี้ มักจะใช้สำหรับฉนวนแข็ง และใช้แสดงเวลาการเกิดเบรคควาน์หรือแรงดันไฟฟ้า ซึ่งเป็นค่าการกระจายสูงสุด รูปแบบการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์มีดังนี้

$$F(t) = 1 - e^{-\left[\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right]} \quad ; t > 0 \quad (3.2)$$

โดยที่  $F(t)$  คือ ความน่าจะเป็นของความผิดพลาด

$\alpha$  คือ สเกลพารามิเตอร์ที่แสดงถึงเวลาหรือแรงดัน

$\beta$  คือ ขนาดของพารามิเตอร์และเป็นตัววัดการกระจายของข้อมูล

$t$  คือ ค่าที่ทำการสุ่มเปลี่ยนแปลงของเวลาหรือแรงดัน

จากการค้นคว้าและวิจัยของ Stone ในปี 1970 ซึ่งทำการวิจัยเกี่ยวกับการทดสอบการเสื่อมอายุของฉนวนแข็งด้วยหลักการทางสถิติของการกระจายความน่าจะเป็นแบบ Weibull สามารถสรุปได้ว่าวิธีการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ให้ผลการคำนวณหาข้อมูลต่าง ๆ มีความใกล้เคียงและน่าเชื่อถือกว่าวิธีการกระจายของความน่าจะเป็น Weibull 1 พารามิเตอร์ สำหรับฉนวนแบบแข็ง

3) การกระจายแบบ Log-normal เป็นอีกวิธีหนึ่งที่ใช้ในศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวนมากที่สุด โดยมีฟังก์ชันความน่าจะเป็นดังนี้

$$f(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(z-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.3)$$

กำหนดให้  $z = \log x$

โดยที่  $x$  คือ แรงดันเบรคดาวน์หรือช่วงเวลาผิดพลาด

$\mu$  คือ ค่าเฉลี่ยของ  $Z$

$\sigma$  คือ ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของ  $Z$

การประมาณค่าความน่าจะเป็นวิธีนี้มีลักษณะคล้ายกันกับวิธี Weibull แต่ทำการประมาณค่าเฉลี่ยค่าช่วงเวลาหรือแรงดันที่อยู่ในรูปของ  $\log$  ให้มีค่าเป็น % ของ  $f(z)$  ซึ่งให้ข้อมูลที่ใกล้เคียงกันกับวิธีของการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull แต่วิธีนี้มีความยุ่งยากในการคำนวณมากพอสมควร จึงได้รับความนิยมน้อยกว่าการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์

### 3.8.2 แบบจำลองการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า

ความเครียดทางไฟฟ้าเป็นหนึ่งในสาเหตุหลักของการเสื่อมอายุในฉนวนไฟฟ้า จึงมีนักวิจัยจำนวนมากที่ทำการศึกษาค้นคว้าภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แบบจำลองการเสื่อมอายุที่มีความน่าเชื่อถือและเป็นที่ยอมรับมากที่สุดภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้ามี 2 แบบจำลองคือ แบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองเลขชี้กำลัง ซึ่งแต่ละแบบจำลองมีรายละเอียดดังนี้

1) แบบจำลองกำลังผกผัน (Inverse power) เป็นแบบจำลองที่พัฒนาจากการศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวนภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยสามารถอธิบายด้วยสมการความสัมพันธ์ดังนี้

$$L = kV^{-n} \quad (3.4)$$

$$\ln L = \ln k - n \ln V$$

โดย L คือ ช่วงเวลาที่ผิดพร่อง (s)

V คือ แรงดันไฟฟ้า (V)

k, n คือ ค่าคงที่จากการคำนวณข้อมูลผลการทดลอง

2) แบบจำลองเลขชี้กำลัง (Exponential) เป็นอีกแบบจำลองหนึ่งที่ได้รับค่านิยมและมีหลักการคล้ายกับแบบจำลองกำลังผกผัน โดยแสดงในรูปสมการได้ดังนี้

$$L = n e^{(-kV)} \quad (3.5)$$

$$\ln L = \ln n - kV$$

โดย L คือ ช่วงเวลาที่ผิดพร่อง (s)

V คือ แรงดันไฟฟ้า (V)

k, n คือ ค่าคงที่จากการคำนวณข้อมูลผลการทดลอง

แบบจำลองทั้งสองวิธีที่กล่าวไปข้างต้นนิยมใช้ในการคำนวณค่าอายุของฉนวนภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า เนื่องจากอยู่รูปแบบของสมการอย่างง่าย และมีความซับซ้อนไม่มากเกินไป แต่ไม่สามารถหาค่าเริ่มต้นของการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อมูลที่มีความสำคัญต่อระบบการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า ดังนั้นจึงได้มีการปรับปรุงแบบจำลองอายุทั้งสองวิธี โดยแสดงถึง

ค่าความเครียดเริ่มต้นทางไฟฟ้าลงในสมการ สมการของแบบจำลองกำลังผกผันและแบบจำลองเลขชี้กำลังที่ถูกปรับแต่งใหม่แสดงในสมการที่ (3.6) และสมการที่ (3.7) ตามลำดับ

$$L = t_0 \left[ \frac{E}{E_0} \right]^{-n} \quad (3.6)$$

$$L = \frac{K_2}{E - E_0} e^{-K_1 (E - E_0)} \quad (3.7)$$

โดย E คือ ความเครียดทางไฟฟ้า  
 $E_0$  คือ ความเครียดเริ่มต้นทางไฟฟ้า  
 $t_0$  คือ ค่าอายุที่  $E_0$   
 $K_2$  คือ ค่าคงที่

จากการปรับแต่งของทั้งสองสมการนี้ช่วยให้การประมาณค่าของข้อมูลในช่วงสนามไฟฟ้าแรงดันต่ำมีความแม่นยำมากขึ้น และสามารถแสดงให้เห็นถึงค่าความเครียดเริ่มต้นในการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าอีกด้วย

### 3.8.3 แบบจำลองการเสื่อมอายุในสถานะความเครียดทางความร้อน

ความเครียดทางความร้อนเป็นหนึ่งในสาเหตุหลักที่นำไปสู่การเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้า แบบจำลองการเสื่อมอายุสำหรับความเครียดทางความร้อนที่นิยมใช้มีดังนี้

1) ความสัมพันธ์ของ Arrhenius ได้อธิบายถึงผลของการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีของความร้อนที่เกิดขึ้นในฉนวนไฟฟ้า ทฤษฎีนี้ยังคงถูกนำมาใช้งานและอ้างอิงอยู่จนถึงปัจจุบัน ความสัมพันธ์ของ Arrhenius แสดงด้วยสมการดังนี้

$$L = A e^{\frac{B}{T}} \quad (3.8)$$

โดย L คือ ค่าอายุของฉนวน (s)  
T คือ อุณหภูมิ (K)  
A, B คือ ค่าคงที่ซึ่งคำนวณได้จากปฏิกิริยาพลังงานกระตุ้นของอุณหภูมิ โดยที่ค่าพารามิเตอร์ A และ B สามารถหาได้จากสมการดังนี้



$$B = \frac{T' T_{\min}}{T' - T_{\min}} \log \left( \frac{t_{\min}}{t'} \right) \quad (3.9)$$

$$A = \log(t') - \left( \frac{B}{T'} \right) \quad (3.10)$$

- โดย  $T'$  คือ ค่าอุณหภูมิสูงสุดจากการทดสอบ  
 $T_{\min}$  คือ ค่าอุณหภูมิต่ำสุด หรือค่าอุณหภูมิต่ำสุดจากการทดสอบ  
 $t'$  คือ ค่าอายุของฉนวนที่  $T'$   
 $t_{\min}$  คือ ค่าอายุของฉนวนที่  $T_{\min}$

แบบจำลองนี้จะแสดงค่าอายุออกมาเป็นรูปกราฟที่มีลักษณะเช่นเดียวกับแบบจำลองภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบกันระหว่างค่าอายุของฉนวนและอุณหภูมิในรูปแบบของกราฟ Semi-logarithmic

2) ทฤษฎีสมดุล (Equalization theory) เป็นแบบจำลองที่มีพื้นฐานจากแบบจำลองของ Arrhenius ซึ่งแสดงถึงการเสื่อมอายุทางความร้อนที่เกิดทางกายภาพของเนื้อฉนวน โดยสมมติให้กระบวนการเสื่อมอายุประกอบไปด้วยปฏิกิริยาทางเคมีหลายอย่าง ดังนั้นค่าพลังงานกระตุ้นที่ได้จึงมีความแตกต่างกัน ทำให้พลังงานกระตุ้นเกิดผลกระทบต่อคุณสมบัติทางกายภาพของฉนวนไฟฟ้า โดยการเกิดปฏิกิริยาบางชนิดได้แก่ การเสื่อมอายุทางความร้อน การเกิดออกซิเดชัน (Oxidation) และไฮโดรลิซิส (hydrolysis) เป็นต้น โดยการประมาณค่าของกระบวนการเสื่อมอายุด้วยทฤษฎีสมดุล จะสมมติให้ระบบประกอบด้วยจำนวนปฏิกิริยา  $N$  ครั้ง ซึ่งอาจเป็นปฏิกิริยาทางเคมีหรือทางกายภาพ หรืออาจเกิดขึ้นทั้งคู่ในเวลาเดียวกัน โดยสมการที่เกิดปฏิกิริยา  $N$  ครั้ง สามารถแสดงได้ดังนี้

$$\frac{dc_i}{dt} = -k_i(T)G_i(g_1, g_2, \dots, g_m)C_i(c_1, c_2, \dots, c_N) \quad (3.11)$$

- โดย  $I$  คือ  $1 \dots N$  สำหรับปฏิกิริยาเดียวกัน (Homogeneous reactions)  
 $T$  คือ อุณหภูมิสัมบูรณ์  
 $c_i$  คือ ลักษณะความเข้มข้นของกลุ่มปฏิกิริยา  $i$   
 $g_i$  คือ ความเข้มข้นของแก๊ส

- $G_i$  คือ ฟังก์ชันอย่างง่ายสำหรับปฏิกิริยาทางเคมีซึ่งกำหนดด้วย  $\prod_{i=1}^m g_i^{n_m}$
- $n_m$  คือ ค่าอนุกรมวิธานที่แสดงปฏิกิริยากับแก๊ส  $n$  ในปฏิกิริยา  $i$
- $K_i(T)$  คือ ฟังก์ชันที่ได้มาจากสมการที่ (3.8) ของแบบจำลอง Arrhenius
- $C_i$  คือ กลุ่มลักษณะความเข้มข้นของปฏิกิริยา  $i$

อย่างไรก็ตาม แบบจำลองนี้ให้ข้อมูลและกระบวนการทดสอบการเสื่อมอายุที่ไม่ละเอียดมากนัก ข้อมูลที่แสดงมีความไม่ชัดเจน และเมื่อทำการทดสอบเป็นระยะเวลานานจะได้ข้อมูลที่ผิดเพี้ยนค่อนข้างมาก แบบจำลองนี้ควรใช้เฉพาะการทดสอบที่มีระยะเวลาสั้นเท่านั้น ด้วยเหตุดังกล่าวแบบจำลองนี้จึงไม่นิยมนำมาใช้ในการประเมินอายุของฉนวน เพราะไม่มีความน่าเชื่อถือเท่าที่ควร

### 3.8.4 แบบจำลองการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะพหุความเครียด

แบบจำลองอายุภายใต้สภาวะพหุความเครียดเป็นแบบจำลองที่ได้รับความสนใจอย่างยิ่งในการศึกษาวิจัยการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วการศึกษาในกรณีนี้เป็นการศึกษาภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อนพร้อม ๆ กัน แบบจำลองอายุภายใต้สภาวะพหุความเครียดมีผู้นำเสนอดังต่อไปนี้

1) แบบจำลองความคงทนทางไฟฟ้าของ Simoni เป็นแบบจำลองที่มีสมการแสดงค่าความคงทนของฉนวนภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อน โดยมีสมมติฐานจากกระบวนการเสื่อมอายุที่เกิดขึ้นจากการสะสมของความเครียดต่าง ๆ และการลดคุณสมบัติความคงทนทางไฟฟ้า พื้นฐานสำหรับการประเมินการเสื่อมอายุในแบบจำลองนี้ พัฒนาจากความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองกำลังผกผันและแบบจำลองของ Arrhenius โดยนำมาประยุกต์ใช้ในรูปแบบสมการดังนี้

$$\left(\frac{E_s}{E_{s_0}}\right) = 1 - \frac{t}{L_0} \left(\frac{E}{E_0}\right)^N e^{(BDT)} \quad ; \quad DT = \frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \quad (3.12)$$

- โดย  $E_s$  คือ ค่าความคงทนทางไฟฟ้าหลังทำการทดสอบที่ระยะเวลา  $t$
- $E_{s_0}$  คือ ค่าความคงทนก่อนการทดสอบ
- $N$  คือ เลขชี้กำลัง จากกฎกำลังผกผัน
- $T_0$  คือ อุณหภูมิห้องหรืออุณหภูมิที่มีค่าน้อยที่สุดจากการทดลอง
- $T$  คือ อุณหภูมิสัมบูรณ์

- B คือ ค่าคงที่ตามแบบจำลองของ Arrhenius  
 E คือ ค่าความเครียดทางไฟฟ้า  
 $E_0$  คือ ค่าเริ่มต้นความเครียดทางไฟฟ้าหรือค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า  
 $L_0$  คือ ค่าอายุที่  $E \leq E_0$  ที่อุณหภูมิห้อง

ในกรณีที่  $E_s = 0$  และ  $t = L$  โดยที่  $L$  เป็นอายุของฉนวน ไฟฟ้า สมการของ Simoni สามารถเปลี่ยนรูปเป็นสมการอายุสำหรับสภาวะพหุความเครียดได้ดังนี้

$$\frac{L}{L_0} = \left( \frac{E}{E_0} \right)^{-N} e^{(-BDT)} \quad (3.13)$$

ข้อดีของแบบจำลองอายุ Simoni คือการรวมสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางความร้อนให้อยู่ในรูปสมการเดียวกัน ปริมาณทางไฟฟ้า และปริมาณทางความร้อน มีความสัมพันธ์กันอย่างน่าเชื่อถือ เนื่องจากสามารถอธิบายที่มาของสมการได้อย่างละเอียด จึงเป็นแบบจำลองอายุที่ได้รับความนิยม เพราะมีพื้นฐานและการหาค่าของพารามิเตอร์ที่ง่ายต่อการเข้าใจ

2) แบบจำลองอายุของ Ramu แบบจำลองนี้มีพื้นฐานมาจากกระบวนการเกิดปฏิกิริยาทางกายภาพและทางเคมี โดยอยู่ในภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางความร้อน สามารถแสดงด้วยสมการได้ดังนี้

$$L = K(T)E^{-n(T)}e^{(-BDT)} \quad ; E > E_0 \quad (3.14)$$

โดย  $K(T) = e^{(K_1 - K_2DT)}$

$$n(T) = n_1 - n_2DT$$

สำหรับพารามิเตอร์  $L$   $E$   $E_0$   $T_0$   $T$   $DT$  และ  $B$  เป็นค่าพารามิเตอร์เดียวกันกับแบบจำลองของ Simoni ส่วนค่า  $B$   $K_1$   $K_2$   $n_1$  และ  $n_2$  เป็นค่าคงที่ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากผลการทดลอง แบบจำลองนี้ใช้ตัวแปรคล้ายกันกับแบบจำลองของ Simoni และสามารถแสดงผลในรูปของกราฟโดยใช้กฎของกำลังไฟฟ้าของ Peek เช่นเดียวกัน จึงทำให้มีความน่าเชื่อถือพอสมควร เนื่องจากมีพื้นฐานการวิจัยค้นคว้าที่กว้างขวางเช่นเดียวกันกับรูปแบบจำลองอายุของ Simoni

3) แบบจำลองของ Falloou มีพื้นฐานมาจากแบบจำลองเลขชี้กำลัง และถูกปรับปรุงสมการให้สามารถใช้ได้กับสถานะความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางความร้อน โดยมีรูปสมการดังนี้

$$L = e^{\left[ \frac{A(E)+B(E)}{T} \right]} \quad ; E > 0 \quad (3.15)$$

โดย  $A$  และ  $B$  คือ ค่าคงที่ที่ได้จากสัมพันธ์กับความเครียดทางไฟฟ้า

$$A(E) = A_1 + A_2 E \quad \text{และ} \quad B(E) = B_1 + B_2 E$$

ค่าคงที่  $A_1$   $A_2$   $B_1$  และ  $B_2$  สามารถหาได้จากข้อมูลผลการทดลองส่วนพารามิเตอร์อื่น ๆ ที่เหลือได้นิยามไว้ในแบบจำลองอื่นก่อนหน้านี้อแล้ว ข้อดีของแบบจำลองนี้คือ เมื่อทำการทดสอบกระบวนการเสื่อมอายุมากกว่า 3 ครั้งแล้ว จะสามารถจำแนกได้อย่างชัดเจนว่าการเสื่อมอายุเกิดในรูปแบบความเครียดทางไฟฟ้า ทางความร้อน หรือเกิดขึ้นทั้ง 2 อย่างพร้อมกัน แต่มีข้อด้อยคือไม่สามารถอธิบายที่มาของค่าแรงดันเริ่มต้นได้ และผลการทดลองไม่สอดคล้องกันกับสมการของแบบจำลอง จึงยังเป็นรูปแบบจำลองที่ยังไม่มีความเสถียรภาพเพียงพอต่อการใช้งาน

4) แบบจำลองอายุของ Montanari หรือเรียกอีกชื่อว่าแบบจำลองอายุแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic life model) ซึ่งแสดงอายุการใช้งานของฉนวนไฟฟ้าภายใต้สภาวะพหุความเครียด เช่นทางไฟฟ้าและทางความร้อน เป็นต้น มีพื้นฐานมาจากการประยุกต์ใช้การกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ แบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองของ Simoni แบบจำลองนี้ใช้ค่าเวลาผิพรองที่ได้จากการกระจายแบบ Weibull ค่าพารามิเตอร์  $\alpha$  และ  $\beta$  ได้จากการพิจารณาที่ค่าความน่าจะเป็นในการเกิดความผิพรองที่ 63.21% โดยกำหนดให้  $\alpha$  และ  $\beta$  เป็นพารามิเตอร์ที่อยู่ในรูปของความเครียดไฟฟ้าและความเครียดความร้อน นั่นคือ  $\alpha(E, T)$  และ  $\beta(E, T)$  ซึ่งอธิบายอยู่ในรูปแบบของฟังก์ชันภายใต้สภาวะพหุความเครียดต่าง ๆ โดยแบบจำลองความคงทนทางไฟฟ้าของ Simoni สามารถประยุกต์การคำนวณค่าอายุของฉนวนไฟฟ้าในสภาวะพหุความเครียดได้ โดยใช้ความสัมพันธ์ของแบบจำลองกำลังผกผัน แสดงในสมการที่ (3.16)

$$L = t_s \left[ \frac{E}{E_s} \right]^{-n_c} \quad (3.16)$$

- ให้
- L คือ ค่าอายุจากความเครียดทางไฟฟ้า (E)
  - $E_s$  คือ ค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดที่อุณหภูมิใด ๆ (T)
  - $t_s$  คือ ช่วงเวลาผิพพร้อมในความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดที่อุณหภูมิใด ๆ
  - $n_c$  คือ ค่าสัมประสิทธิ์ความคงทนของความเครียดทางไฟฟ้าที่อุณหภูมิใด ๆ

เมื่อนำสมการที่ (3.2) การกระจายความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ และสมการที่ (3.16) จากแบบจำลองของ Simoni มารวมกัน จะได้ความสัมพันธ์ใหม่ในสภาวะพหุความเครียดแสดงในสมการที่ (3.17) ดังนี้

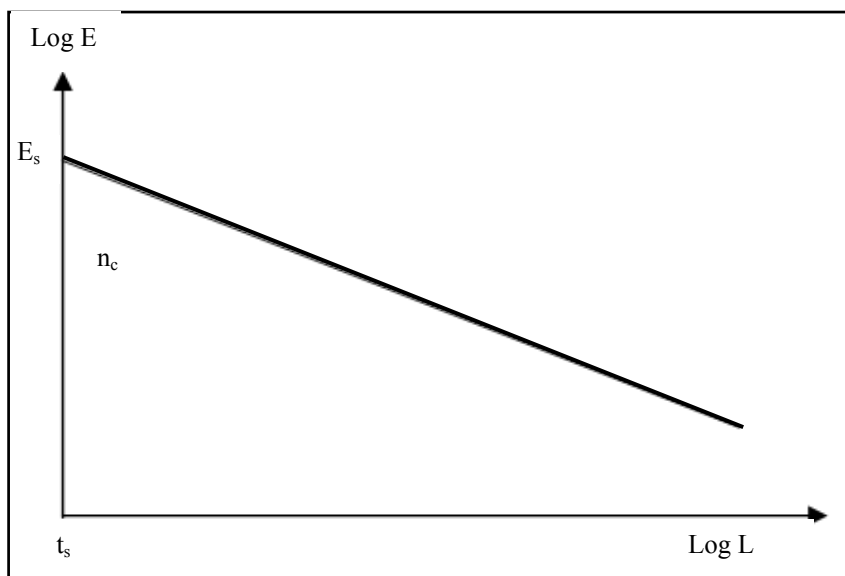
$$F(t, E, T) = 1 - e^{-\left\{ \left[ \frac{t \left( \frac{E}{E_s} \right)^{n_c}}{t_s} \right]^{\beta(E, T)} \right\}} \quad (3.17)$$

สมการที่ (3.15) สามารถใช้ตรวจสอบความถูกต้องของค่าพารามิเตอร์ที่คำนวณได้ โดยการแทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ลงไปในสมการ เพื่อค่าหาความน่าจะเป็นในการเกิดความผิพพร้อม (F) หากค่า F มีค่าเท่ากับ 63.2% ตรงตามที่กำหนดไว้ใน การหาค่าพารามิเตอร์  $\alpha$  และ  $\beta$  ที่ 63.2% แสดงว่าค่าพารามิเตอร์ที่คำนวณได้มีความถูกต้องตามหลักความสัมพันธ์ของการกระจายความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์

เมื่อได้ค่าพารามิเตอร์ที่มีความถูกต้องจากการตรวจสอบด้วยสมการที่ (3.17) แล้วสามารถนำค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ หาช่วงเวลาในการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้า โดยมีสมการดังนี้

$$t_{F_p} = t_s \left[ \frac{E_s}{E} \right]^{n_c} \left[ -\ln(1 - p) \right]^{\frac{1}{\beta(E, T)}} \quad (3.18)$$

แบบจำลองนี้ได้นำการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ และแบบจำลองกำลังผกผัน เป็นพื้นฐานของสมการ โดยการใช้ค่าพารามิเตอร์จากทั้งสองสมการ ดัดแปลงให้อยู่ภายใต้สภาวะพหุความเครียด มีการพิสูจน์ความถูกต้องของค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการคำนวณ และอธิบายที่มาของรูปแบบสมการอย่างละเอียด จึงทำให้มีความน่าเชื่อถือ และมีค่าการประเมินอายุของฉนวนที่แม่นยำ ค่าอายุของฉนวนที่ได้จากแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุฉนวน โดย Montanari สามารถแสดงในรูปที่ 3.19 ด้วยแบบกราฟ log-log



รูปที่ 3.19 การเกิดปรากฏการณ์ Water treeing ในสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง

5) แบบจำลองทางกายภาพของ Crine เป็นแบบจำลองอายุที่มีรูปแบบและแนวคิดแตกต่างจากแบบจำลองอายุที่ผ่านมา โดยมุ่งเน้นถึงความสัมพันธ์ทางกายภาพของฉนวนไฟฟ้าและเปรียบเทียบกระบวนการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลไฟฟ้า ในรูปของตัวแปรและทฤษฎีทางกายภาพ โดยสมมติให้ค่าความเครียดต่าง ๆ (ทางไฟฟ้าหรือความร้อน) ที่เกี่ยวข้องกับฉนวนเคเบิลเป็นค่าพลังงาน โดยฉนวนไฟฟ้าประกอบด้วยส่วนที่เรียกว่าตัวขวางกั้นพลังงาน (Energy barrier) และทำหน้าที่ขวางกั้นพลังงานแรงดันไฟฟ้าและความร้อนที่ไหลผ่าน จนกระทั่งเกิดกระบวนการเสื่อมอายุขึ้นแก่ฉนวนไฟฟ้า

สมมติฐานและพื้นฐานของแบบจำลองนี้ มีแนวคิดการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้าเกิดขึ้นจากการแตกหักและกระจายตัวออกจากกันของพันธะโมเลกุลของฉนวน เนื่องจากมีพลังงานจากภายนอกที่มีค่าพลังงานสูงมากกระทำกับพันธะโมเลกุลของฉนวนและนำไปสู่การกระจายตัวภายในพันธะโมเลกุล (พลังงานที่มีค่ามากกว่า 4 eV) โดยปกติพันธะโมเลกุลไม่สามารถเกิดการแตกหักจากพลังงานอันเกิดจากการชนกันของอิเล็กตรอนในสภาวะการทำงานปกติ (ที่แรงดันน้อยกว่า 10 kV/mm) แต่พันธะโมเลกุลที่มีความเกี่ยวข้องกับกระบวนการเสื่อมอายุ จะเป็นพันธะโมเลกุลที่มีความอ่อนแอ และก่อให้เกิดการแตกหักเรียกว่า พันธะ Van der Waals ระหว่างโมเลกุลที่อ่อนแอ โดยส่วนใหญ่พันธะโมเลกุลของวัสดุพอลิเมอร์ มักเกิดความอ่อนแอในพันธะโมเลกุลช่วงที่มีค่าพลังงานที่ 0.1–0.4 eV จึงทำให้สรุปได้ว่าหากเกิดพลังงานที่มีค่าสูงมากกระทำกับพันธะโมเลกุลก่อให้เกิดการเสื่อมอายุได้หลักการเสื่อมอายุของฉนวนตามแบบจำลองของ Crine จะไม่เกี่ยวข้อง

กับอิเล็กตรอนเคลื่อนที่ด้วยความเร็วสูงในตัวฉนวนไฟฟ้า ภายใต้การทำงานของสนามไฟฟ้าแรงสูง แต่มุ่งเน้นที่อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ด้วยความเร็วต่ำ และมีกลไกเกิดการเสื่อมอายุด้วยไฟฟ้ากระแสสลับ นอกจากนี้ยังมีคุณลักษณะที่ต่างจากแบบจำลองอื่น ๆ คือพิจารณาการเสื่อมอายุของฉนวนภายใต้สนามไฟฟ้ากระแสสลับด้วยกลไกความล้า (Fatigue) ซึ่งมีความแตกต่างกับกระแสตรงและกระแสอิมพัลส์อย่างชัดเจน หลักการของแบบจำลองทางกายภาพได้เสนอกระบวนการเสื่อมอายุออกเป็น 2 ขั้นตอนดังนี้

1) กระบวนการทางโมเลกุลบริสุทธิ์ (Purely molecular process) เป็นกระบวนการที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าปริมาตรอิสระ (Free volume) ซึ่งเกิดจากการเปลี่ยนรูปร่างของโครงสร้างทางพันธะโมเลกุลของฉนวน ด้วยปัจจัยทางไฟฟ้าและทางกลภายใต้สนามไฟฟ้ากระแสสลับ โดยส่วนใหญ่มักเกิดขึ้นที่ค่าสนามไฟฟ้าวิกฤติ (Critical field) หรือค่าสนามไฟฟ้าแรงสูงที่ทำให้เกิดกระบวนการเสื่อมอายุขึ้น และสนามไฟฟ้าวิกฤติจะทำให้เกิดจำนวนหลุมของโมเลกุล (Molecular holes) ในฉนวนเพิ่มขึ้น ส่งผลให้เกิดกระบวนการเสื่อมอายุ และนำไปสู่การลดค่าความคงทนของวัสดุฉนวนการเกิดจำนวนหลุมของโมเลกุลที่มากขึ้นจากรูปร่างพันธะเดิมสามารถเรียกปรากฏการณ์ทางพันธะโมเลกุลนี้ว่า หลุมย่อยจุลภาค (Submicrocavities)

ในขั้นตอนแรกเป็นขั้นตอนเริ่มต้นการเสื่อมอายุของโมเลกุลดั้งเดิมของฉนวนพอลิเมอร์ด้วยไฟฟ้ากระแสสลับ และการเปลี่ยนแปลงทางรูปร่างของโมเลกุล ซึ่งเป็นตัวบ่งชี้การเกิดเสื่อมอายุได้เป็นอย่างดี

2) เมื่อหลุมย่อยจุลภาคเกิดขึ้นเป็นจำนวนมากในพันธะโมเลกุล และทำการเชื่อมต่อกันเป็นกลุ่มใหญ่ ทำให้ประจุไฟฟ้าที่ไหลผ่านเนื้อฉนวนระหว่างหลุมเคลื่อนที่ข้ามผ่านหลุมเหล่านี้ได้ โดยปราศจากการกระจายตัวของประจุ อิเล็กตรอนหรือไอออนภายใต้สภาวะสนามไฟฟ้าจะถูกเร่งความเร็วภายในหลุมย่อยจุลภาค ทำให้เกิดค่าพลังงานการเคลื่อนที่ซึ่งสามารถทำให้พันธะทางโมเลกุลเกิดการอ่อนแอและแตกหักออกได้และท้ายที่สุดจะนำไปสู่การเกิดเบรคดาวน์ของฉนวนไฟฟ้า

ดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น การเริ่มต้นแตกตัวพันธะทางโมเลกุล Van der Waals สามารถเกิดการแตกตัวได้ในช่วงค่าพลังงานตั้งแต่ 0.1 eV เป็นต้นไปภายใต้สนามไฟฟ้ากระแสสลับปกติ จึงสามารถสรุปได้ว่าค่าสนามไฟฟ้ากระแสสลับ สามารถนำไปสู่การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางฉนวนของวัสดุพอลิเมอร์ได้ ดังนั้นแบบจำลองของ Crine จึงสมมติว่าค่าพลังงานที่อยู่ในช่วงค่าวิกฤติที่สามารถทำให้เกิดการแตกตัวของพันธะ Van der Waals ในโมเลกุลภายใต้สนามไฟฟ้ากระแสสลับ หลังจากพันธะแรกเกิดการแตกตัวแล้ว จะสามารถแตกตัวไปยังพันธะอื่น ๆ ได้ ซึ่งจะนำไปสู่การจัดรูปแบบใหม่ของค่าปริมาตรอิสระแสดงในรูปที่ 3.20 นอกจากนี้ Crine สมมติว่ากระบวนการแตกตัวของพันธะระหว่างสายโซ่โมเลกุล (Interchain bond) ถูกควบคุม

โดยตัวขวางกั้นพลังงานแสดงในรูปที่ 3.21 โดยได้แสดงความสูงของตัวขวางกั้นพลังงานเปรียบเทียบระหว่างขั้นตอนเริ่มต้น (ฉนวนที่ยังไม่เกิดการเสื่อมอายุหรือไม่มีการแตกตัวทางโมเลกุล) และขั้นตอนสุดท้าย (ฉนวนที่เกิดการเสื่อมอายุแล้วหรือเกิดการแตกตัวของพันธะ Van der Waals แล้ว) พลังงานที่ไหลผ่านตัวขวางกั้นเรียกว่าพลังงานกระตุ้น (Activation Energy) หรือ  $\Delta G_0^+$  พลังงานนี้เป็นข้อยืนยันได้ว่าตัวขวางกั้นพลังงานนี้ไม่ใช่ประเภทของการดักประจุ (Charge Trapping) แต่เป็นพลังงานที่ก่อให้เกิดการแตกตัวทางพันธะโมเลกุล โดยอุปมาว่าประจุได้เคลื่อนที่ภายใต้สนามไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งเกิดจากจำนวนช่องว่างที่มีมากขึ้นของหลุมย่อยจุลภาค โดยสามารถนิยามได้ว่า  $\Delta G_0^+ = \Delta H_0^+ - T \Delta S_0^+$  เมื่อให้  $\Delta H_0^+$  และ  $\Delta S_0^+$  คือค่าการกระตุ้นของเอนทัลปีและเอนโทรปีของกระบวนการตามลำดับ ค่า  $\Delta H_0^+$  จะใกล้เคียงกับค่าพลังงานการกระตุ้นที่ใช้ในสมการของ Arrhenius และค่า  $\Delta S_0^+$  คือค่าเอนโทรปีของวัสดุพอลิเมอร์ แต่อาจมีความคลาดเคลื่อนเล็กน้อย ในกรณีที่ไม่มีสนามไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้องกับกระบวนการเสื่อมอายุ ค่าความน่าจะเป็นของการเปลี่ยนแปลงของขั้นตอนการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้า (p) สามารถแสดงเป็นสมการได้ดังนี้

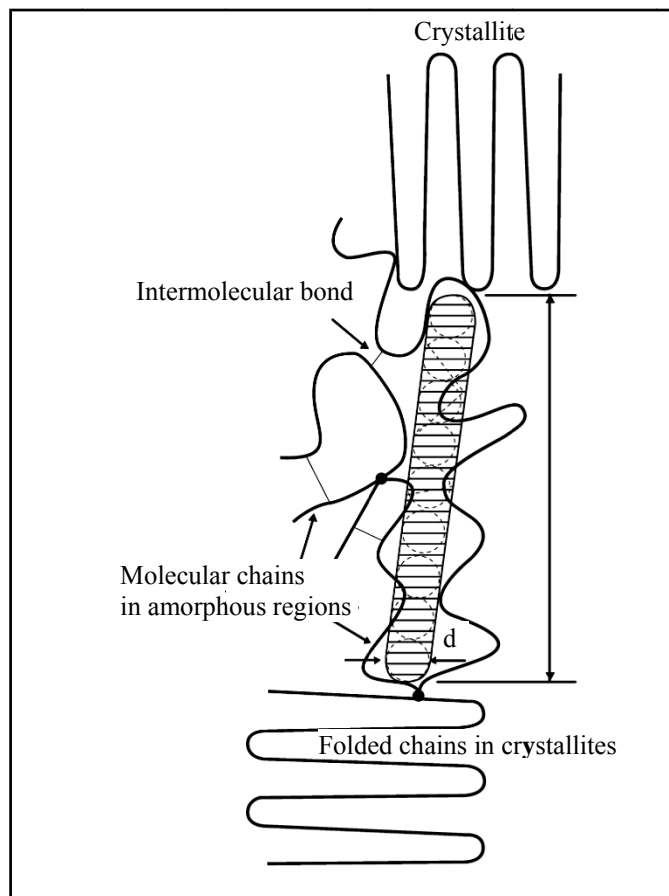
$$p \propto \left[ \frac{kT}{h} \right] e^{\left[ \frac{\Delta G_0^+}{kT} \right]} \quad (3.19)$$

โดย h คือ ค่าคงที่ของ Planck =  $6.626068 \times 10^{-34} \text{ m}^2 \text{ kg/s}$

k คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann =  $1.3806503 \times 10^{-23} \text{ m}^2 \text{ kg s}^{-2} \text{ K}^{-1}$

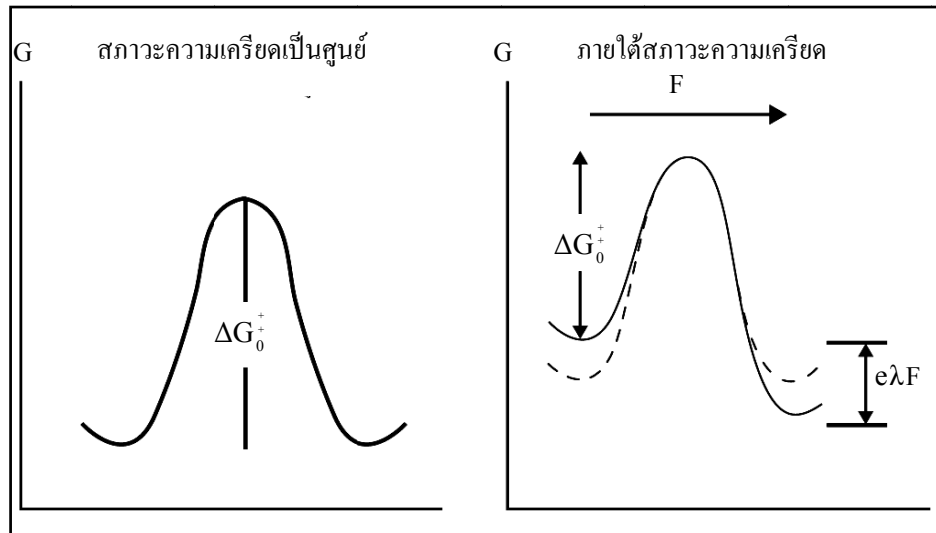
T คือ อุณหภูมิสัมบูรณ์ (K)





รูปที่ 3.20 การแตกตัวของพันธะ Van der Waals ในโมเลกุล (Parpal et al., 1997)

ในกรณีที่มีสนามไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้องกับกระบวนการ ห่วงโซ่ของโมเลกุลจะเกิดการผิดรูปร่างไปจากระยะเดิม  $\lambda$  โดยที่  $\lambda$  คือขนาดของหลุมย่อยอุณหภูมิต่ำและ  $\Delta G_0^\ddagger$  จะมีขนาดเท่ากับพลังงานที่ทำให้โมเลกุลของตัวขวางกั้นพลังงานเกิดการผิดรูปแสดงในรูปที่ 3.20 ซึ่งแสดงถึงการแตกตัวของพันธะ Van der Waals ในโมเลกุล โดยความเครียดไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งนำไปสู่การเปลี่ยนรูปของค่าปริมาณอิสระระหว่างห่วงโซ่โมเลกุลและรูปแบบของหลุม (จุดวงกลมสีดำ) ในท้ายที่สุดจุดดำจะกลายเป็นหลุมย่อยขนาดอนุภาค ระยะความกว้างสูงสุดของหลุมย่อยขนาดอนุภาคขึ้นอยู่กับ  $\lambda_{\max}$



รูปที่ 3.21 ตัวขวางกั้นพลังงานอิสระซึ่งควบคุมกระบวนการเสื่อมอายุ ในกรณีที่ค่าพลังงานกระตุ้นอิสระมีค่าความเครียดเป็นศูนย์คือ  $\Delta G_0^+$  และสำหรับความเครียดที่ไม่เป็นศูนย์คือ  $\Delta G_F^+$

เพื่อให้เข้าใจง่ายขึ้นค่า  $\Delta G_0^+$  จะถูกเรียกว่า  $\Delta G_0$  ซึ่งแทนพลังงานการกระตุ้น เช่นเดิม Crine ได้ทำการนิยามให้  $F$  คือค่าแรงดันสนามไฟฟ้า โดยกำหนดให้เป็นค่าคงที่พลังงานในการข้ามผ่านตัวขวางกั้นพลังงานของฉนวนไฟฟ้า ด้วยสมการ  $W=e\lambda F$  ในแบบจำลองนี้  $W$  เป็นค่าพลังงานที่ทำให้เกิดการเสื่อมอายุขึ้น สมการแสดงค่าความน่าจะเป็นของการเปลี่ยนแปลงรูปแบบโมเลกุลในกรณีที่มีแรงดันไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้องแสดงในสมการที่ (3.20)

$$p^+ \propto \left[ \frac{kT}{h} \right] e^{\left[ \frac{\Delta G_0 - e\lambda F}{kT} \right]} \quad (3.20)$$

จากสมการที่ (3.20) ค่าพลังงานจากสนามไฟฟ้ามีความเกี่ยวข้องกับค่าพารามิเตอร์  $\lambda$  เมื่อกระบวนการเสื่อมอายุถึงขั้นตอนสุดท้าย ตัวขวางกั้นพลังงานจะไม่สามารถขวางกั้นพลังงานได้ เนื่องจากเกิดการเสื่อมสภาพในความเป็นฉนวน ทำให้พันธะ Van der Waals เกิดการแตกตัว ซึ่งทำให้เกิดกลุ่มช่องว่างอิสระหรือหลุมย่อยจุลภาคขึ้นตามที่กล่าวมาข้างต้น อิเล็กตรอนจะถูกฉีดผ่านไปยังช่องว่างอิสระที่มีขนาด  $\lambda$  ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าพลังงานการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนในการเดินทางผ่านหลุมย่อยจุลภาค  $\lambda$  ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางพันธะของสายโซ่โมเลกุล ในกรณีการเปลี่ยนแปลงทางโมเลกุลย้อนกลับ ค่าความน่าจะเป็นของการเปลี่ยนแปลงสามารถแสดงในสมการที่ (3.21)

$$p^- \approx \left[ \frac{kT}{h} \right] e^{\left[ \frac{\Delta G_0 + e\lambda F}{kT} \right]} \quad (3.21)$$

ค่าความน่าจะเป็น  $p^-$  และ  $p^+$  ใช้สำหรับกรณีของรูปแบบหนึ่งมิติเท่านั้น ในกรณีที่ต้องการคำนวณความน่าจะเป็นในรูปแบบสามมิติ จำเป็นต้องมีการคำนวณค่าจำนวนเชิงซ้อนด้วย อย่างไรก็ตามค่าที่ได้จากการคำนวณโดยสามมิติย่อมให้ผลที่ดีกว่าค่าที่ได้จากการคำนวณมิติเดียว เนื่องจากเมื่อพิจารณาความผิดพลาดที่คำนวณในหนึ่งมิติไม่สามารถแทนความผิดพลาดได้หมด จากสมการการแตกตัวของพันธะโมเลกุลในสมการที่ (3.20) และสมการที่ (3.21) สามารถสร้างสมการขึ้นใหม่โดยให้อยู่ในรูปแบบสามมิติแสดงในสมการที่ (3.22)

$$p = p^+ - p^- \approx \left[ \frac{2kT}{h} \right] e^{\left[ \frac{\Delta G_0}{kT} \right]} \sinh \left[ \frac{e\lambda F}{kT} \right] \quad (3.22)$$

ในขั้นสุดท้ายเมื่อพันธะโมเลกุลเกิดการแตกตัวหรือเกิดการเสื่อมอายุสมการที่ (3.22) สามารถเปลี่ยนเป็นสมการที่ (3.23)

$$t = \left( \frac{h}{kT} \right) e^{\left( \frac{\Delta G_0}{kT} \right)} \operatorname{csch} \left[ \frac{e\lambda F}{kT} \right] \quad (3.23)$$

โดย  $\Delta G_0$  คือ พลังงานอิสระ

$\lambda$  คือ ปริมาณความกว้างของตัวขวางกั้นพลังงาน

ในกรณีที่สนามไฟฟ้ามีค่าสูงสมการที่ (3.23) สามารถลดรูปเป็นสมการที่ (3.24)

$$t \approx \left( \frac{h}{kT} \right) e^{\left[ \frac{\Delta G_0 - e\lambda F}{kT} \right]} \quad (3.24)$$

สมการที่ (3.24) สามารถนำไปใช้ได้ เมื่อค่าความเครียดของสนามไฟฟ้ามีค่าเกินความเครียดวิกฤติ ในกรณีดังกล่าว ค่าของกราฟเป็นเลขชี้กำลังทำให้สามารถหาค่าของ  $\Delta G_0$  และ  $\lambda$  ได้จากกฎของเลขชี้กำลัง ค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติสามารถหาได้ดังนี้

$$F_c = \frac{(\Delta H_{\text{vap}} - kT)}{e\lambda_{\text{max}}} \quad (3.25)$$

โดย  $\lambda_{\text{max}}$  คือ ค่า  $\lambda$  สูงสุดในกรณีที่ค่า  $F$  มีค่ามากกว่า  $F_c$  โดยให้อยู่ในช่วง  $80-100^\circ \text{A}$   
 $\Delta H_{\text{vap}}$  คือ ความร้อนจากการระเหยเป็นไอ (Vaporization) ของพอลิเมอร์  
 $e$  คือ ประจุทางอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic charge)

แม้ว่าแบบจำลองนี้จะหาค่าพารามิเตอร์ในสถานะความเครียดทางไฟฟ้าต่ำได้ยากกว่าแบบจำลองอื่น ๆ แต่จากการค้นคว้าและวิจัยจากหลายกลุ่มวิจัยต่างเห็นพ้องว่าแบบจำลองทางกายภาพมีความเหมาะสมกับการใช้ทดสอบหาอายุของฉนวน XLPE ฉนวน PE และฉนวน EPR มากกว่าการใช้แบบจำลองที่มีพื้นฐานกฎกำลังไฟฟ้าที่มีอยู่ก่อนหน้านี้

ต่อมา Crine ได้ทำการปรับแต่งแบบจำลองทางกายภาพขึ้นใหม่ ให้มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผลการทดสอบฉนวน XLPE มากขึ้น โดยสมมติให้การเสื่อมอายุทางไฟฟ้าและทางความร้อนเป็นกระบวนการกระตุ้นพลังงาน  $\Delta G$  แสดงอยู่ในรูปแบบของแนวโน้มจะเป็นของกระบวนการขวางกั้นพลังงาน ( $K$ ) แสดงในสมการที่ (3.26)

$$K = \left( \frac{fkT}{h} \right) e^{\left( \frac{-\Delta G}{kT} \right)} [e^x - e^{-x}] \quad (3.26)$$

โดย  $\frac{e^x - e^{-x}}{2} = \sinh(x)$  ดังสมการที่ (3.27)

$$K = \left( \frac{2fkT}{h} \right) e^{\left( \frac{-\Delta G}{kT} \right)} \sinh \left( \frac{\epsilon_0 \epsilon' \Delta V F^2}{2kT} \right) \quad (3.27)$$

โดย  $\epsilon_0$  คือ ค่าสภาพยอมคงที่ (Permittivity) มีค่าเท่ากับ  $8.85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$   
 $\epsilon'$  คือ ค่าสภาพยอมของฉนวน XLPE มีค่าเท่ากับ 2.5

เมื่อกระบวนการเสื่อมอายุทำให้ตัวขวางกั้นพลังงานเกิดการเสื่อมอายุและหมดสภาพความเป็นฉนวน ช่วงเวลาในการเกิดการเสื่อมอายุของฉนวนสามารถคำนวณได้โดยสมการดังนี้

$$t = \left( \frac{h}{2fkT} \right) e^{\left( \frac{\Delta G}{kT} \right)} \operatorname{csch} \left( \frac{\epsilon_0 \epsilon' \Delta V F^2}{2kT} \right) \quad (3.28)$$

ในสมการที่ (3.28) ใช้ในกรณีที่ต้องการคำนวณอายุของฉนวนไฟฟ้าในสถานะสนามไฟฟ้าต่ำ (ต่ำกว่าค่าสนามไฟฟ้าวิกฤติ) หรือมีค่าเป็นศูนย์ ค่าอายุของฉนวนที่คำนวณได้จะมีค่าเข้าใกล้ค่าอนันต์จนเกิดลักษณะของกราฟพุ่งเข้าสู่ศูนย์ที่สนามไฟฟ้าที่มีค่าต่ำ ในกรณีที่ต้องการคำนวณอายุของฉนวนในสถานะความเครียดสนามไฟฟ้ามีค่าสูง (สูงกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ) สมการที่ (3.28) สามารถลดรูปได้ดังนี้

$$t = \left( \frac{h}{2fkT} \right) e^{\left[ \frac{\Delta G - \frac{1}{2} \epsilon_0 \epsilon' \Delta V F^2}{kT} \right]} \quad (3.29)$$

เนื่องจากสมการที่ (3.28) และ (3.29) ถูกนำมาใช้ในกรณีที่มีค่าความเครียดสนามไฟฟ้าสูงหรือต่ำกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ ตามลำดับ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องทราบค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติในกระบวนการเสื่อมอายุ เพื่อทำการเลือกรูปแบบของสมการในการคำนวณค่าอายุของฉนวน ค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติสามารถหาได้จากสมการดังนี้

$$F_c = \left[ \frac{E_h}{\epsilon_0 \epsilon' \Delta V} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.30)$$

ในกรณีค่าความเครียดสนามไฟฟ้ามีค่าต่ำกว่าค่าสนามไฟฟ้าวิกฤติ กระบวนการเสื่อมอายุก็สามารถเกิดขึ้นได้เช่นกัน แต่ระยะเวลาที่ใช้ในการเสื่อมอายุจะยาวนาน เนื่องจากการเกิดหลุมย่อยจุลภาคมีจำนวนน้อย

แบบจำลองอายุของ Crine เป็นแบบจำลองอายุที่มีแนวคิดรูปแบบใหม่ โดยใช้การวิเคราะห์ลักษณะทางกายภาพของเนื้อฉนวน และอธิบายกระบวนการเสื่อมอายุด้วยการขวางกั้นพลังงาน ค่าอายุของฉนวนที่ได้จากการคำนวณ โดยใช้แบบจำลองนี้มีค่าใกล้เคียงกับแบบจำลองอื่น และมีความน่าเชื่อถือ เนื่องจากการแสดงที่มาของสมมติฐานได้อย่างละเอียด จึงเป็นแบบจำลองอายุที่นิยมใช้และแพร่หลายในปัจจุบัน

จากผลการศึกษาค้นคว้างานวิจัยเกี่ยวกับแบบจำลองการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้า  
ข้อดีและข้อเสียของแต่ละแบบจำลองแสดงในตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 ข้อดีและข้อเสียของแบบจำลองต่าง ๆ (Cygan et al., 1990)

แบบจำลองอายุ	ข้อดี	ข้อเสีย
การกระจายแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์	ประมาณค่าอายุของฉนวนแบบ แข็งได้มีความแม่นยำกว่าการ กระจาย Weibull แบบธรรมดา	ค่าอายุที่ได้ยังมีความคลาดเคลื่อน สูงและไม่เหมาะใช้หาค่าอายุของ ฉนวนเหลว
การกระจายแบบ Log - normal	ประมาณค่าอายุของฉนวนได้ ใกล้เคียงกับการกระจายแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์	รูปแบบสมการมีความซับซ้อน ค่อนข้างมาก
แบบจำลองอายุกำลัง ผกผัน และ เลขชี้กำลัง	มีที่มาแน่ชัด ใช้กฎกำลังและเลขชี้ กำลังเป็นพื้นฐาน ค่าอายุที่ได้ ค่อนข้างน่าเชื่อถือ มีการใช้อย่าง แพร่หลาย	ใช้ในสภาวะความเครียดทาง ไฟฟ้าได้เพียงอย่างเดียวเท่านั้น และมีค่าอายุค่อนข้างผิดเพี้ยนใน ความเครียดทางไฟฟ้าต่ำ
แบบจำลอง Arrhenius	รูปแบบสมการไม่มีความซับซ้อน มากเกินไป มีการใช้งานอย่าง แพร่หลาย เป็นพื้นฐานให้อีก หลาย ๆ แบบจำลอง	ใช้ในสภาวะความเครียดทาง อุณหภูมิได้เพียงอย่างเดียวเท่านั้น
ทฤษฎีสมมูล	เหมาะกับการทดสอบการเสื่อม อายุในระยะเวลาอันสั้น	รูปแบบสมการมีที่มาไม่แน่ชัด และหากทำการทดสอบการเสื่อม อายุที่มีระยะเวลานานจะทำให้การ ประมาณค่าอายุที่ผิดเพี้ยน
แบบจำลอง Simoni	สามารถหาค่าการเสื่อมอายุของ ฉนวนได้ในสภาวะพหุความ เครียด	หาค่าพารามิเตอร์ได้ค่อนข้างยาก
แบบจำลอง Ramu	สามารถหาค่าการเสื่อมอายุของ ฉนวนได้ในสภาวะพหุความ เครียดและใช้พื้นฐานจากแบบ จำลองของ Simoni	หาค่าพารามิเตอร์ได้ค่อนข้างยาก

ตารางที่ 3.9 ข้อดีและข้อเสียของแบบจำลองต่าง ๆ (ต่อ)

แบบจำลองอายุ	ข้อดี	ข้อเสีย
แบบจำลอง Fallou	สามารถหาค่าการเสื่อมอายุของฉนวนได้ในสภาวะพหุความเครียด เมื่อทำการทดสอบกระบวนการเสื่อมอายุมากกว่า 3 ครั้ง สามารถวิเคราะห์ให้ได้ว่าเกิดการเสื่อมอายุจากความเครียดแบบใด	ไม่สามารถอธิบายค่าแรงดันเริ่มต้นได้ และผลการทดลองที่ได้ไม่ค่อยสอดคล้องกันกับค่าจากแบบจำลองอายุ
แบบจำลอง Montanari	สามารถหาค่าการเสื่อมอายุของฉนวนได้ในสภาวะพหุความเครียด แสดงที่มาของสมการได้อย่างละเอียด มีพื้นฐานจากกฎกำลังผกผันซึ่งเป็นที่นิยมใช้ และสามารถตรวจสอบความถูกต้องของค่าพารามิเตอร์ได้	หาค่าพารามิเตอร์ได้ค่อนข้างยาก
แบบจำลอง Crine	สามารถหาค่าการเสื่อมอายุของฉนวนได้ในสภาวะพหุความเครียด มีการแสดงที่มาของสมการและการวิเคราะห์ให้ได้อย่างละเอียด สามารถหาค่าพารามิเตอร์ได้โดยง่ายและเป็นทฤษฎีใหม่ที่ให้ค่าอายุใกล้เคียงกับวิธีอื่น ๆ	หาค่าอายุของฉนวนที่ค่าสนามไฟฟ้าที่มีค่าต่ำได้ยาก

### 3.9 สรุป

ในบทที่ 3 นี้ได้ทำการอธิบายทฤษฎีและสมมติฐานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุฉนวน XLPE อาทิเช่น คุณสมบัติต่าง ๆ ของเคเบิลไฟฟ้า วิวัฒนาการและพัฒนาการของสายเคเบิล โครงสร้างทั่วไปของสายเคเบิล กรรมวิธีการผลิตของสายเคเบิล ประเภทของวัสดุพอลิเมอร์ต่าง ๆ ที่ใช้เป็นเนื้อฉนวน ขั้นตอนการสร้างเนื้อฉนวนด้วยวัสดุพอลิเมอร์ คุณสมบัติของฉนวน XLPE และสาเหตุการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิล เพื่อให้เข้าใจถึงรูปแบบโครงสร้างของสาย

เคเบิลไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้น อีกทั้งยังอธิบายทฤษฎีของแบบจำลองอายุฉนวนวิธีต่าง ๆ เพื่อให้เกิดความเข้าใจในการใช้แบบจำลองอายุ และเลือกใช้แบบจำลองอายุที่เหมาะสมกับงานวิจัยมากที่สุด

ในการทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุฉนวนเคเบิลไฟฟ้า จำเป็นต้องมีแบบจำลองอายุเพื่อทำการประมาณค่าอายุของฉนวน เพื่อตรวจสอบความถูกต้องในการทดสอบ ดังนั้นการเลือกใช้แบบจำลองอายุที่มีประสิทธิภาพ จึงเป็นสิ่งสำคัญในการตรวจสอบความถูกต้องของการทดสอบจากตารางที่ 3.9 แสดงให้เห็นว่าแบบจำลองที่มีความเสถียรภาพ และมีความแม่นยำในการประเมินค่าอายุของฉนวนไฟฟ้าในสถานะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงเดียวมี 2 แบบจำลอง คือ แบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองเลขชี้กำลัง ในสถานะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียว คือแบบจำลอง Arrhenius และในสถานะพหุความเครียดมี 3 แบบจำลองคือ แบบจำลองความคงทนของ Simoni แบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุฉนวน โดย Montanari และแบบจำลองทางกายภาพโดย Crine

ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้ใช้แบบจำลองทั้ง 6 แบบนี้ทำการประเมินค่าอายุของฉนวนเคเบิลไฟฟ้า โดยจะกล่าวในบทที่ 5 ต่อไป



## บทที่ 4

### การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

#### 4.1 กล่าวนำ

กระบวนการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลไฟฟ้ามีหลากหลายวิธี สำหรับการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อนนั้น วิธีการทดสอบที่ใช้กันโดยทั่วไปก็คือ การให้แรงดันและอุณหภูมิในระหว่างการทดสอบสูงกว่าค่าการทำงานปกติกของเคเบิลไฟฟ้า เพื่อให้เกิดการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน โดยมีวิธีการที่นิยมใช้ 2 วิธี ซึ่งวิธีการแรกคือป้อนแรงดันไฟฟ้าและความร้อนที่ค่าคงที่ค่าหนึ่งให้กับฉนวน จากนั้นทำการสังเกตและบันทึกช่วงเวลาที่เกิดพร่องหรือเวลาเกิดเบรคความในเวลาในการเกิดเบรคความขึ้นอยู่กับค่าแรงดันที่ป้อนให้ฉนวน วิธีต่อมาคือ การเพิ่มค่าแรงดันไฟฟ้าเป็นจังหวะ (หรือต่อเนื่อง) จนกระทั่งวัสดุทดสอบเกิดความผิดพร่อง จากนั้นจึงบันทึกข้อมูลเวลาที่ผิดพร่อง การทดสอบทั้ง 2 วิธีใช้ในกรณีมีค่าความถี่คงที่ เมื่อได้ข้อมูลจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุแล้ว จึงนำไปคำนวณหาค่าอายุด้วยแบบจำลองอายุ เพื่อทำการเปรียบเทียบระหว่างค่าอายุที่ได้จากการคำนวณ โดยใช้แบบจำลองอายุกับผลการทดลองที่ได้

ส่วนวิธีการอื่น ๆ ที่สามารถใช้ทดสอบเร่งการเสื่อมอายุคือ การป้อนแรงดันไฟฟ้าให้กับฉนวนในค่าคงที่ที่ระดับต่ำ ๆ และทำการเร่งกระบวนการเสื่อมอายุ โดยการเพิ่มความถี่ให้สูงขึ้น แต่วิธีการนี้ไม่มีความน่าเชื่อถือเท่าที่ควร โดยเฉพาะที่ค่าความถี่สูง ๆ เนื่องจากผลกระทบของความไม่เป็นเชิงเส้นที่ค่าความถี่มีค่ามากเกินไป จะทำให้ผลการทดสอบมีความคลาดเคลื่อนมาก

#### 4.2 การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

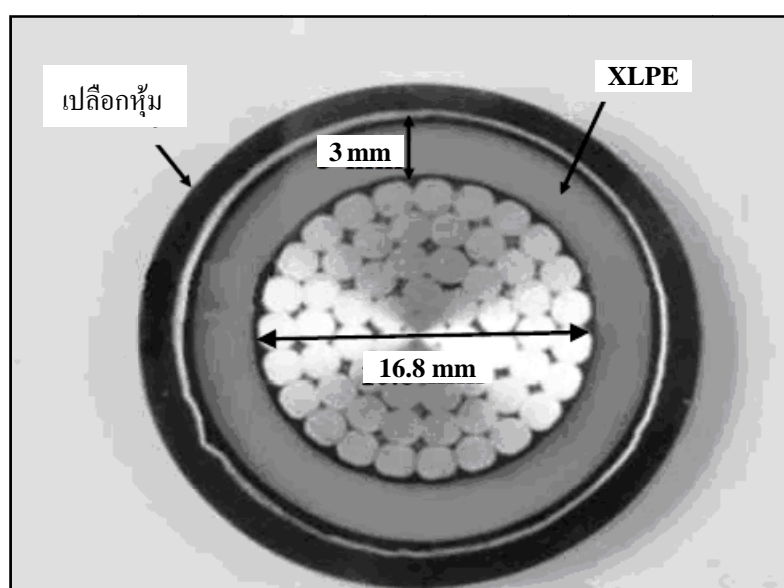
ในงานวิจัยนี้ได้เลือกวิธีเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ด้วยวิธีการให้ค่าแรงดันและอุณหภูมิในระหว่างการทดสอบสูงกว่าการทำงานปกติกของฉนวน XLPE โดยให้ค่าแรงดันไฟฟ้า อุณหภูมิ และความถี่อยู่ในค่าคงที่ในระหว่างการทดสอบ จนกว่าจะเกิดการผิดพร่อง เนื่องจากเป็นวิธีที่นิยมใช้อย่างกว้างขวาง การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE มีขั้นตอนการดำเนินการดังนี้

##### 4.2.1 การตัดชิ้นงานฉนวน XLPE สำหรับการทดสอบ

การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนเคเบิลในงานวิจัยนี้เป็นการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เพื่อให้เกิดการเสื่อมอายุ เนื่องจากการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE มีระยะเวลาที่ยาวนานมากอาจใช้เวลาเป็น 10 ปี ดังนั้นการลดเวลาด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุจึงเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่ง

เพื่อให้การทดสอบเกิดการเสื่อมอายุรวดเร็วยิ่งขึ้น จึงใช้วิธีลดความหนาของฉนวน XLPE ที่ใช้ในการทดสอบ เพื่อลดระยะเวลาในการทดสอบลง สำหรับในการทดสอบจึงกำหนดให้ฉนวน XLPE ที่นำมาทดสอบมีความหนาโดยเฉลี่ยอยู่ที่ 60–80  $\mu\text{m}$

สายเคเบิลแรงสูงที่นำมาทดสอบเร่งการเสื่อมอายุเป็น สายเคเบิลแรงสูงสำหรับจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ยังไม่ผ่านการใช้งาน โดยมีฉนวนเป็นวัสดุ XLPE ขนาดความหนาเท่ากับ 3 mm และตัวนำเป็นอลูมิเนียมตีเกลียวขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 16.8 mm ตรงตามมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม มอก. 2202/2547 แสดงในรูปที่ 4.1

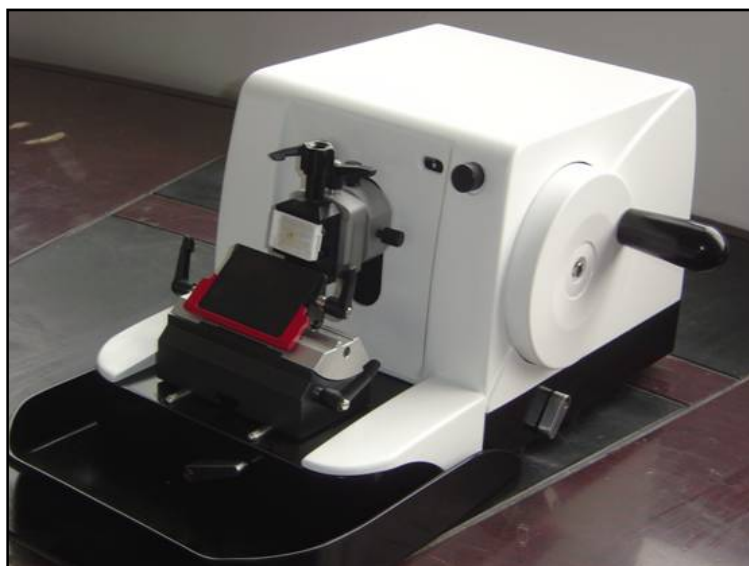


รูปที่ 4.1 ภาคตัดขวางของสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูงขนาด 22 kV ที่นำมาทดสอบ

วิธีการเตรียมวัสดุสำหรับการทดสอบ เริ่มต้นจากนำสายเคเบิลมาแยกส่วนให้เหลือเพียงฉนวน XLPE แล้วตัดให้มีลักษณะเป็นรูปสี่เหลี่ยมจัตุรัส จากนั้นนำฉนวน XLPE ที่ตัดแล้วไปหั่นบางด้วยเครื่องมือไมโครทอม (Microtome) แสดงในรูปที่ 4.2 โดยมีความหนาประมาณ 60–80  $\mu\text{m}$

เนื่องจากฉนวน XLPE ที่ตัดจากสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง 22 kV มีความกว้างประมาณ 1.3 cm จึงสามารถตัดชิ้นงานให้มีความกว้างได้เพียง 1.3 cm เท่านั้น ด้วยเหตุนี้ชิ้นงาน XLPE แต่ละชิ้น จึงมีความกว้างและความยาวประมาณ  $1.3 \times 1.3 \text{ cm}^2$  ชิ้นงานฉนวน XLPE ที่ตัดมาทุกชิ้นจะถูกนำไปวัดความหนาด้วยไมโครมิเตอร์ เพื่อตรวจสอบให้มีความหนาเท่ากันทุกชิ้นสำหรับการทดสอบ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อป้องกันผลกระทบจากความหนาไม่เท่ากันในการเกิดเบรคดาวน์ ซึ่งอาจนำไปสู่ค่าผลการทดลองที่ผิดเพี้ยนได้ หลังจากตัดชิ้นงานเป็นที่เรียบร้อยแล้ว

จึงนำชิ้นงานที่สมบูรณ์เก็บใส่ในภาชนะมิดชิดและใส่ซิลิกาเจลแบบเม็ดเพื่อลดความชื้น เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดปรากฏการณ์ Water treeing เนื่องจากความชื้นของอากาศในชิ้นงานฉนวน ชิ้นงานที่ถูกตัดโดยสมบูรณ์แสดงในรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.2 เครื่องไมโครโทม



รูปที่ 4.3 ชิ้นงาน XLPE ที่ถูกตัดด้วยเครื่องไมโครโทม

#### 4.2.2 การสร้างชุดทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุ

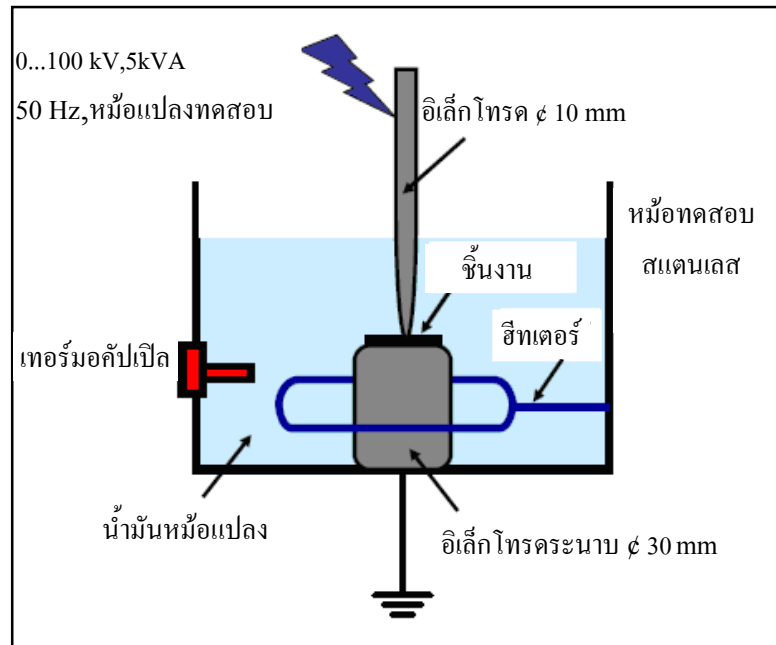
ชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ เป็นเครื่องมือสำหรับใช้ในการทดลองเร่งการเสื่อมอายุให้กับชิ้นงาน XLPE โดยจ่ายค่าแรงดันไฟฟ้าและอุณหภูมิค่าต่าง ๆ ที่เกิดการดำเนินงานในสภาวะปกติของสายเคเบิล ชุดทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก คือ ถังสแตนเลสเพื่อใส่ชิ้นงานและชุดอิเล็กทรอนิกส์เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแรงสูง ฮีตเตอร์และวงจรควบคุมอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงและ วงจรจับเวลาการเสื่อมอายุของชิ้นงาน โดยแต่ละส่วนมีรายละเอียดได้ดังนี้

1) ถังสแตนเลสใส่ชิ้นงานและชุดอิเล็กทรอนิกส์เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแรงสูง เป็นถังสแตนเลสรูปทรงกระบอกเพื่อใส่ชิ้นงาน และมีน้ำมันหม้อแปลงเพื่อเป็นฉนวน และป้องกันการเกิดวาทไฟตามผิวของวัสดุทดสอบ ระบบอิเล็กทรอนิกส์ที่ใช้เป็นแบบระนาบ-ปลายแหลม โดยให้กราวด์อิเล็กทรอนิกส์เป็นแบบระนาบ มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 30 mm ส่วนอิเล็กทรอนิกส์ปลายแหลมขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 mm เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแรงสูงกระแสสลับ ความถี่ 50 Hz เพื่อป้อนแรงดันไฟฟ้าให้กับชิ้นงาน XLPE สำหรับเร่งการเสื่อมอายุ นอกจากนี้ภายในตัวถังสแตนเลสยังติดตั้งฮีตเตอร์ (Heater) และเทอร์โมคัปเปิล (Thermocouple) เพื่อใช้ในการควบคุมอุณหภูมิขณะทำการทดสอบ รูปแบบของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุแสดงในรูปที่ 4.4 เมื่อประกอบสร้างเสร็จจะมีสัดส่วนแสดงในรูปที่ 4.5

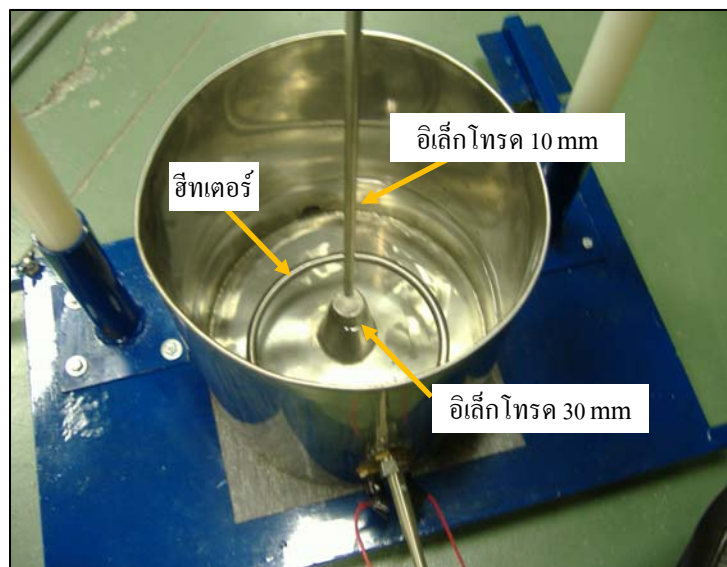
2) วงจรควบคุมอุณหภูมิ มีหน้าควบคุมอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงในขณะทำการทดสอบ ซึ่งอยู่ในภายในถังสแตนเลส ให้ได้ค่าอุณหภูมิที่ถูกต้องและคงที่แก่ชิ้นงาน ประกอบไปด้วย ฮีตเตอร์ เทอร์โมคัปเปิลและกล่องควบคุมอุณหภูมิ (Temperature controller) โดยที่ฮีตเตอร์ทำหน้าที่ให้ความร้อนแก่น้ำมันหม้อแปลงในถังสแตนเลส เพื่อจำลองความเครียดทางความร้อนเป็นแบบสั่งทำพิเศษมีรูปร่างเป็นวงแหวนครอบฐานอิเล็กทรอนิกส์แบบระนาบเพื่อให้เกิดความร้อนกระจายอย่างทั่วถึงแก่น้ำมันหม้อแปลงระหว่างการทดสอบภายในตัวถังสแตนเลส และเทอร์โมคัปเปิลทำหน้าที่วัดค่าอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงและแสดงค่าของอุณหภูมิส่งไปยังกล่องควบคุมอุณหภูมิ การติดตั้งตัวเทอร์โมคัปเปิลเข้ากับตัวถังสแตนเลส ต้องให้เทอร์โมคัปเปิลสัมผัสเพียงแก่น้ำมันหม้อแปลงเท่านั้น ห้ามสัมผัสกับตัวถังสแตนเลสเด็ดขาดเนื่องจากเมื่อเกิดแรงดันเบรคควาน์จากการทดสอบเสื่อมอายุแล้ว ตัวถังสแตนเลสจะสัมผัสโค่นไฟฟ้าแรงสูงในช่วงขณะเกิดเบรคควาน์ หากเทอร์โมคัปเปิลทำการสัมผัสกับตัวถังสแตนเลส จะทำให้เกิดความเสียหายได้

ในการติดตั้งวิธีการติดตั้งเทอร์โมคัปเปิล ต้องนำฉนวนขากั้นไว้ระหว่างตัวถังสแตนเลสและเทอร์โมคัปเปิล 1-2 ชั้น เพื่อป้องกันไม่ให้สัมผัสกัน โดยกล่องควบคุมอุณหภูมิทำหน้าที่รับค่าอุณหภูมิที่วัดได้จากจากเทอร์โมคัปเปิลมาประมวลผล เพื่อควบคุมอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงให้อยู่ในระดับความร้อนที่ต้องการ โดยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้มีการจำลองความเครียดทางความร้อน โดยระดับอุณหภูมิประกอบด้วย 23°C

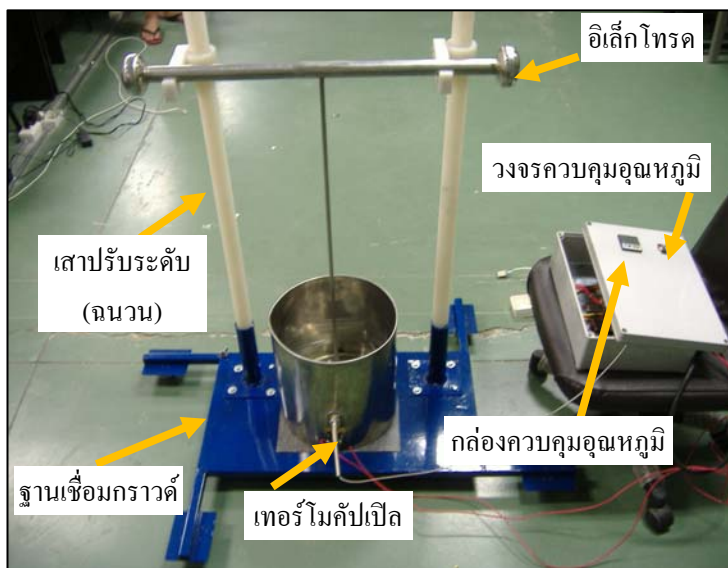
(อุณหภูมิห้อง) 60°C 75°C และ 90°C ตามลำดับชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุและก่อกวนควบคุม อุณหภูมิแสดงในรูปที่ 4.5 และรูปที่ 4.6 ตามลำดับ



รูปที่ 4.4 โคอะแกมชุดทดสอบถึงสแตนเลส



รูปที่ 4.5 ระบบอิล็กโตรคและฮีตเตอร์ในชุดทดสอบ



รูปที่ 4.6 จุดทดสอบแรงการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

วงจรถามเวลาเป็นวงจรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการทดสอบแรงเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อทำการจับเวลาการเกิดความคิดพร่องของชิ้นงาน ที่ทำการแรงการเสื่อมอายุในแต่ละชิ้น ในการทำงานนั้น วงจรถามเวลาจะเริ่มจับเวลา ตั้งแต่เริ่มป้อนแรงดันเพื่อการทดสอบการแรงการเสื่อมอายุของชิ้นงาน XLPE ในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อนจนกระทั่งชิ้นงานเริ่มเกิดการเสื่อมสภาพความเป็นฉนวน ทำให้เกิดการเบรคความขึ้น ระบบทดสอบจะหยุดจ่ายแรงดัน ทำให้วงจรถามเวลาหยุดการนับเวลาลงด้วย วงจรถามเวลาที่ใช้แสดงในรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 วงจรถามเวลาการแรงเสื่อมอายุของชิ้นงาน XLPE

หลังจากสร้างชุดทดสอบแรงการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้าแล้ว จึงนำชุดทดสอบดังกล่าวมาติดตั้งและเชื่อมต่อกับระบบแรงดันสูงกระแสสลับเพื่อทำการทดสอบ ดังแสดงในรูปที่ 4.8 ระบบแรงดันสูงประกอบไปด้วยหม้อแปลงทดสอบทดสอบขนาด 100 kV และ 5 kVA พร้อมชุดควบคุมแรงดันและชุดวัดแรงดัน ส่วนชุดอื่น ๆ ที่ทำงานร่วมกันประกอบด้วย วงจรจับเวลาและกล่องวงจรควบคุมอุณหภูมิ

ระบบวัดแรงดันสูงจากหม้อแปลงทดสอบที่ใช้ในการทดสอบแรงการเสื่อมอายุได้ผ่านการปรับเทียบค่าความเที่ยงตรงในการวัดด้วยระบบโวลเตจดีไวเดอร์อ้างอิง (Reference voltage divider) ดังนั้นค่าแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ชิ้นงาน XLPE เพื่อแรงการเสื่อมอายุ จึงมีค่าตรงตามที่ต้องการทดสอบกำหนดไว้



รูปที่ 4.8 ระบบชุดทดสอบการเสื่อมอายุ

#### 4.2.3 การทดสอบแรงการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

การทดสอบแรงการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในงานวิจัยนี้ จะถูกทดสอบภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว สภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียวและสภาวะพหุความเครียด โดยใช้ชิ้นงาน XLPE ที่ความหนา 60-80  $\mu\text{m}$  ในการทดสอบ แม้ว่ามีนักวิจัยหลายกลุ่มใช้ชิ้นงาน XLPE ที่มีความหนา 1 mm หรือมากกว่าในการทดสอบแรงการเสื่อมอายุ

(Simoni, Montanari, Ramu) แต่ก็ทำให้ได้ระยะเวลาการเสื่อมอายุยาวนาน ด้วยเหตุนี้ในงานวิจัยนี้จึงได้ทำการตัดขนาดชิ้นงาน XLPE ให้มีความหนาน้อยลง โดยมีความหนาอยู่ที่ประมาณ 60–80  $\mu\text{m}$  การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสถานะต่าง ๆ สามารถอธิบายได้ดังนี้

1) การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะพหุความเครียด เป็นการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เริ่มต้นด้วยการนำชิ้นงาน XLPE ความหนา 60  $\mu\text{m}$  ที่จัดเตรียมไว้ใส่ระหว่างอิเล็กโทรดปลายแหลมและอิเล็กโทรดระนาบ ภายในถังสแตนเลสที่บรรจุน้ำมันหม้อแปลงไว้ เพื่อป้องกันการเกิดดีสชาร์จตามผิวของชิ้นงาน XLPE (เนื่องจากวัสดุ XLPE มีความต้านทานน้ำมันอยู่ในเกณฑ์ดีมากแสดงในตารางที่ 3.8 จึงสามารถละลายในส่วนของผลกระทบของชิ้นงานที่ถูกแช่ไว้ในน้ำมันหม้อแปลง) การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุใช้ความเครียดทางไฟฟ้าระหว่าง 50–140 kV/mm สำหรับอุณหภูมิประกอบด้วยอุณหภูมิ 23°C เป็นค่าของอุณหภูมิห้องในเดือนที่ทำการทดสอบอุณหภูมิ 60°C เป็นค่าอุณหภูมิขณะการทำงานของสายเคเบิล (ในระบบจะมีค่าอุณหภูมิการทำงานอยู่ที่ 50–60°C) อุณหภูมิ 75°C เป็นค่าอุณหภูมิสูงสุดขณะใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้าที่มีฉนวน PE และอุณหภูมิ 90°C เป็นค่าอุณหภูมิสูงสุดขณะใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้าที่มีฉนวน XLPE ดังแสดงในตารางที่ 3.8 วัตถุประสงค์ของการจำลองอุณหภูมิจากการทดสอบให้อยู่ในรูปแบบหลายกรณี ก็เพื่อศึกษาความคงทนของฉนวนสายเคเบิล และเปรียบเทียบค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลในกรณีสถานะต่าง ๆ จากนั้นจึงทำการปรับเทียบขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่ชิ้นงานตามความหนาของชิ้นงาน ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายให้กับชิ้นงาน XLPE เพื่อจำลองรูปแบบความเครียดทางไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำที่ได้จากการแบ่งแรงดันแสดงในตารางที่ 4.1

การจ่ายแรงดันไฟฟ้าแรงสูงกระแสสลับให้กับชุดทดสอบเร่งเสื่อมอายุจะใช้ชุดควบคุมการจ่ายแรงดัน เพื่อป้องกันปฏิกิริยาของหม้อแปลงทดสอบ ส่วนด้านแรงดันแรงสูงที่ใช้ในการทดสอบจะวัดด้วยชุดแบ่งแรงดันแบบตัวเก็บประจุ การแบ่งแรงดันไฟฟ้าแรงดันสูงเป็นแรงดันไฟฟ้าแรงดันต่ำสามารถทำได้จากสมการดังนี้

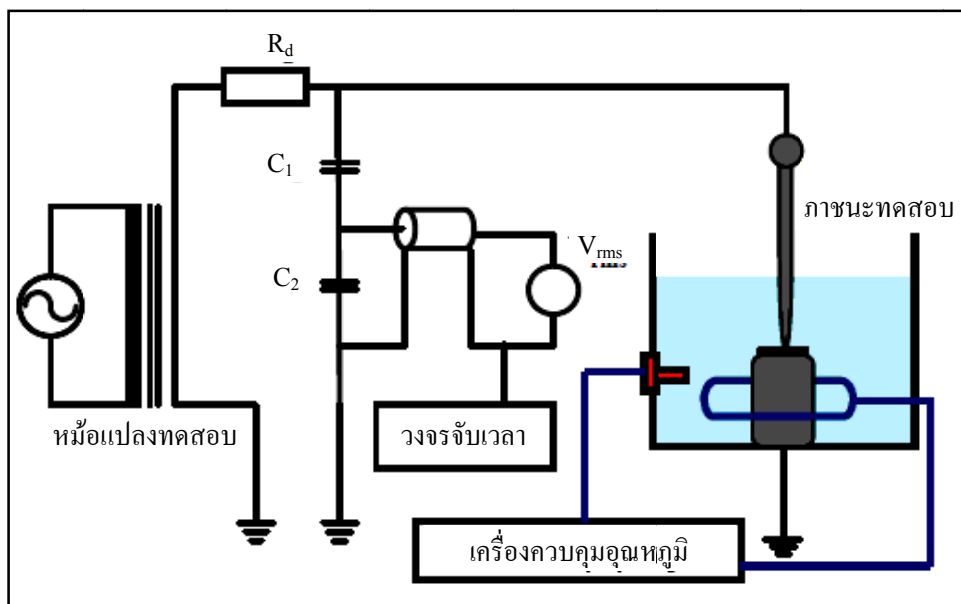
Equation Chapter 4 Section 4

$$U_b = \frac{C_1 + C_2}{C_1} \sqrt{2} \cdot V_{\text{rms}} \quad (4.1)$$

โดย	$C_1$	คือ ตัวเก็บประจุขนาด 100 pF
	$C_2$	คือ ตัวเก็บประจุขนาด 110 nF
	$U_b$	คือ แรงดันไฟฟ้าแรงดันสูง (kV)
	$V_{\text{rms}}$	คือ แรงดันไฟฟ้าแรงดันต่ำ (V)



แรงดันไฟฟ้าแรงสูงจะถูกแบ่งแรงดันให้เหลือเพียงแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำด้วยสมการที่ (4.1) ดังนั้นการกำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าแรงสูงที่จ่ายให้กับชุดทดสอบ สามารถกำหนดได้จากการปรับค่าแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำที่ทำการแบ่งแรงดันไฟฟ้าออกมาจากการคำนวณ จากนั้นใช้เครื่องมือวัดแรงดันสูงมาตรฐานเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าแรงสูงที่จ่ายเข้ากับชุดทดสอบ เพื่อหาค่าความคลาดเคลื่อนและปรับคุณสมบัติให้แรงดันไฟฟ้ามีค่าที่เป็นจริงตามที่ต้องการ ระบบวงจรไฟฟ้าของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE แสดงในรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.9 ระบบวงจรไฟฟ้าของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ

ตารางที่ 4.1 ตารางแสดงค่าความเครียดทางไฟฟ้าต่าง ๆ

ค่าความเครียดทางไฟฟ้าจาก ฉนวน XLPE หนา 1 mm E (kV/mm)	ค่าความเครียดทางไฟฟ้าจาก ฉนวน XLPE หนา 60 $\mu$ m E (kV/60 $\mu$ m)	ค่าแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำที่ได้ จากการแบ่งแรงดันตัวเก็บ ประจุ $V_{rms}$
50kV/mm	3kV/60 $\mu$ m	2.76 V
75kV/mm	4.5kV/60 $\mu$ m	4.18 V
90kV/mm	5.4kV/60 $\mu$ m	5 V
100kV/mm	6kV/60 $\mu$ m	5.53 V
110kV/mm	6.6kV/60 $\mu$ m	6.12 V
120kV/mm	7.2kV/60 $\mu$ m	6.60 V
130kV/mm	7.8kV/60 $\mu$ m	7.23 V
140kV/mm	8.4kV/60 $\mu$ m	7.98 V

ความเครียดทางไฟฟ้าและความเครียดทางอุณหภูมิที่ใช้ในงานวิจัยสำหรับการทดสอบสำหรับสภาวะพหุความเครียดแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ความเครียดทางไฟฟ้าและทางอุณหภูมิที่ระดับต่าง ๆ ของการทดสอบ

E (kV/mm)	T = T 23°C	t = T 60°C	t = T 75°C	t = T 90°C
50	-	-	-	ทดสอบ
75	-	-	ทดสอบ	ทดสอบ
90	ทดสอบ	ทดสอบ	ทดสอบ	ทดสอบ
100	ทดสอบ	ทดสอบ	ทดสอบ	ทดสอบ
110	ทดสอบ	ทดสอบ	ทดสอบ	-
120	ทดสอบ	ทดสอบ	-	-
130	ทดสอบ	ทดสอบ	-	-
140	ทดสอบ	-	-	-

การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในแต่ละค่าแรงดันไฟฟ้าและอุณหภูมิ จะทำการทดสอบทั้งหมด 5 ครั้ง แล้วนำข้อมูลในแต่ละครั้งที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยเพื่อให้ได้ผลข้อมูลที่มีความถูกต้องมากที่สุด จากการทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะพหุความเครียดค่าอายุของฉนวน XLPE แสดงในตารางที่ 4.3 และตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.3 ค่าเฉลี่ยการทดสอบการเสื่อมอายุของฉนวนงาน XLPE ที่แรงดันและอุณหภูมิต่าง ๆ

E (kV/mm)	อายุที่ T = 23 °C	อายุที่ T = 60 °C	อายุที่ T = 75 °C	อายุที่ T = 90 °C
50	-	-	-	2,396.4 s
75	-	-	1,759.4 s	144.8 s
90	29,376 s	4,112.8 s	180.8 s	8.4 s
100	3,134.6 s	916.2 s	9.8 s	1.0 s
110	341.6 s	76.8 s	1.0 s	-
120	61.2 s	11 s	-	-
130	8.4 s	1.0 s	-	-
140	1.0 s	-	-	-

ตารางที่ 4.4 ข้อมูลการเสื่อมอายุของฉนวนงาน XLPE ที่แรงดันและอุณหภูมิต่าง ๆ ในสภาวะพหุความเครียด

E (kV/mm)	อายุที่อุณหภูมิ 23°C					อายุที่อุณหภูมิ 60°C					อายุที่อุณหภูมิ 75°C					อายุที่อุณหภูมิ 90°C				
	ครั้งที่					ครั้งที่					ครั้งที่					ครั้งที่				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
140	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
130	7	8	9	11	7	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
120	61	60	62	48	75	14	10	9	8	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
110	398	393	353	260	304	80	73	64	79	88	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-
100	3,680	2,760	2,920	3,128	3,185	940	910	954	865	912	6	8	9	13	13	1	1	1	1	1
90	36,000	21,600	24,060	29,140	36,080	4,122	4,129	4,168	4,077	4,068	170	181	180	178	195	6	7	8	10	11
75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,736	1,611	1,612	1,773	2,065	163	167	137	133	124
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,113	2,689	2,533	2,352	2,295

2) การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า ในกรณีการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว จะสามารถนำผลข้อมูลการทดสอบการเสื่อมอายุสภาวะพหุความเครียดที่อุณหภูมิ 23°C มาใช้ในการประเมินค่าอายุจากแบบจำลองได้ เนื่องจากอยู่ในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว และไม่มีความร้อนเข้ามาเกี่ยวข้อง ดังนั้นผลข้อมูลการเสื่อมอายุของฉนวนภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 เวลาเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้า

E (kV/mm)	เวลาเสื่อมอายุ (s)					
	ครั้งที่					
	1	2	3	4	5	ผลเฉลี่ย
140	1	1	1	1	1	1.0
130	7	8	9	11	7	8.4
120	61	60	62	48	75	61.2
110	398	393	353	260	304	341.6
100	3,680	2,760	2,920	3,128	3,185	3,134.6
90	36,000	21,600	24,060	29,140	36,080	29,376

3) การทดสอบเร่งการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อน ในกรณีการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนในสภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียว จะไม่ใช้แรงดันไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้องในระบบทดสอบ และใช้แต่ความร้อนในการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวนเท่านั้น โดยอุณหภูมิที่ใช้ในการทดสอบอยู่ในช่วง 90–140°C ฉนวนที่ใช้ในการทดสอบคือ ฉนวน XLPE ที่มีความหนา 60–80  $\mu\text{m}$  เช่นเดียวกันกับการทดสอบในสภาวะอื่น ๆ โดยข้อมูลการเสื่อมอายุของฉนวนภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียวแสดงในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ผลการทดสอบการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ในสภาวะความเครียดทางความร้อน

อุณหภูมิ (°C)	ค่าอายุของฉนวน (s)			
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ผลเฉลี่ย
140	11	18	13	14.0
130	78	62	102	80.7
120	322	421	440	394.3
110	3,702	4,654	3,002	3,786
100	9,880	8,425	6,374	8,226.3
90	18,720	15,780	13,140	15,880

### 4.3 สรุป

เนื้อหาในบทที่ 4 นี้ได้กล่าวถึงขั้นตอนในการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ซึ่งประกอบด้วยเตรียมฉนวนที่ใช้ในการทดสอบ การสร้างชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ วิธีการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดต่าง ๆ และแสดงค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ถูกเร่งการเสื่อมอายุ การทดสอบเพื่อจำลองการเร่งเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เป็นการจำลองสถานการณ์ที่ทำให้เกิดการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เหมือนหรือเทียบเคียงได้กับกระบวนการเสื่อมอายุที่เกิดขึ้นในสภาวะการทำงานจริงของฉนวน XLPE

หลังจากที่ได้ข้อมูลผลการทดสอบการหาค่าอายุของฉนวน XLPE ด้วยการเร่งเสื่อมอายุภายใต้สภาวะความเครียดต่าง ๆ แล้ว ในบทถัดไปจะเป็นส่วนของการคำนวณหาค่าอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองอายุของฉนวนเคเบิล เพื่อทำการเปรียบเทียบระหว่างค่าอายุของฉนวนที่ได้จากผลการทดสอบที่ดำเนินการไปข้างต้นและค่าอายุที่ได้จากการคำนวณด้วยแบบจำลองอายุของฉนวน โดยใช้แบบจำลองอายุทั้งหมด 6 แบบจำลองในการเปรียบเทียบผลข้อมูลคือ แบบจำลองกำลังผกผัน แบบจำลองเลขชี้กำลัง แบบจำลองของ Arrhenius แบบจำลองความคงทน โดย Simoni แบบจำลองทางกายภาพโดย Crine และแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุโดย Montanari

## บทที่ 5

### แบบจำลองอายุของฉนวน XLPE

#### 5.1 กล่าวนำ

จากที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 4 ค่าอายุของฉนวน XLPE ได้จากการทดสอบการเร่งการเสื่อมอายุ ดังนั้นจึงได้นำแบบจำลองอายุที่ใช้ในการจำลองหาอายุของฉนวน XLPE มาคำนวณ เพื่อเปรียบเทียบกับผลการทดสอบที่ได้ว่ามีความน่าเชื่อถือมากน้อยเพียงใด จากนั้นจึงนำค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลอง ทำการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลในสภาวะความเครียดเดียวและพหุความเครียด โดยแบบจำลองที่ใช้เปรียบเทียบมีทั้งหมด 6 วิธี ซึ่งแบ่งตามสภาวะความเครียดต่างๆ ได้ดังนี้

- 1) แบบจำลองอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ใช้แบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองเลขชี้กำลัง
- 2) แบบจำลองอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียว จะใช้แบบจำลองของ Arrhenius
- 3) แบบจำลองภายใต้สภาวะพหุความเครียด ใช้แบบจำลองอายุของ Simoni แบบจำลองอายุของ Crine และ แบบจำลองอายุของ Montanari

#### 5.2 แบบจำลองภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า

แบบจำลองอายุที่ใช้ในการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าในงานวิจัยนี้ คือ แบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองเลขชี้กำลัง ซึ่งสามารถอธิบายการคำนวณค่าพารามิเตอร์และการประเมินอายุของฉนวน XLPE ได้ดังนี้

##### 5.2.1 แบบจำลองกำลังผกผัน

แบบจำลองกำลังผกผัน เป็นแบบจำลองที่พัฒนาจากการศึกษาการเสื่อมอายุของฉนวนภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยมีสมการดังนี้

Equation Section 5

$$L = kV^{-n} \quad (5.1)$$

โดย  $L$  คือ ช่วงเวลาที่ผิวดพร่องหรือค่าอายุ (s)  
 $V$  คือ แรงดันไฟฟ้า (V)  
 $k, n$  คือ ค่าคงที่จากการคำนวณข้อมูลผลการทดลอง

ค่า  $k$  และ  $n$  สามารถหาได้จากความชัน (Slope) และระยะตัดแกน (Intercept) ของกราฟที่พล็อตจากผลการทดลองด้วยวิธีถดถอยเชิงเส้น (Linear regression) โดยทำการเปลี่ยนรูปสมการของแบบจำลอง ให้อยู่ในรูปเชิงเส้น  $y = mx + c$  เพื่อใช้ในการคำนวณหาความชันและระยะตัดแกน จากสมการที่ (5.1) เปลี่ยนให้อยู่ในรูปลอการิทึมธรรมชาติ จะได้  $\ln L = \ln(kV^{-n})$  จากนั้นทำการจัดรูปสมการให้อยู่ในรูปสมการเชิงเส้นแสดงในสมการที่ (5.2)

$$\ln V = \frac{-\ln L}{n} + \frac{\ln k}{n} \quad (5.2)$$

จากสมการที่ (5.2) สามารถแสดงในรูปสมการเส้นตรง  $y = mx + c$  โดยที่  $y = \ln V$   
 $m = \frac{-1}{n}$   $x = \ln L$  และ  $c = \frac{\ln k}{n}$  จากนั้นนำข้อมูลที่ได้จากการทดลองสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวในตารางที่ 4.5 มาพล็อตกราฟ โดยให้แกน  $x$  คือ  $\ln L$  และแกน  $y$  คือ  $\ln V$  เพื่อหาค่าความชันและระยะตัดแกนจากเส้นกราฟ อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แสดงในรูปที่ 5.1

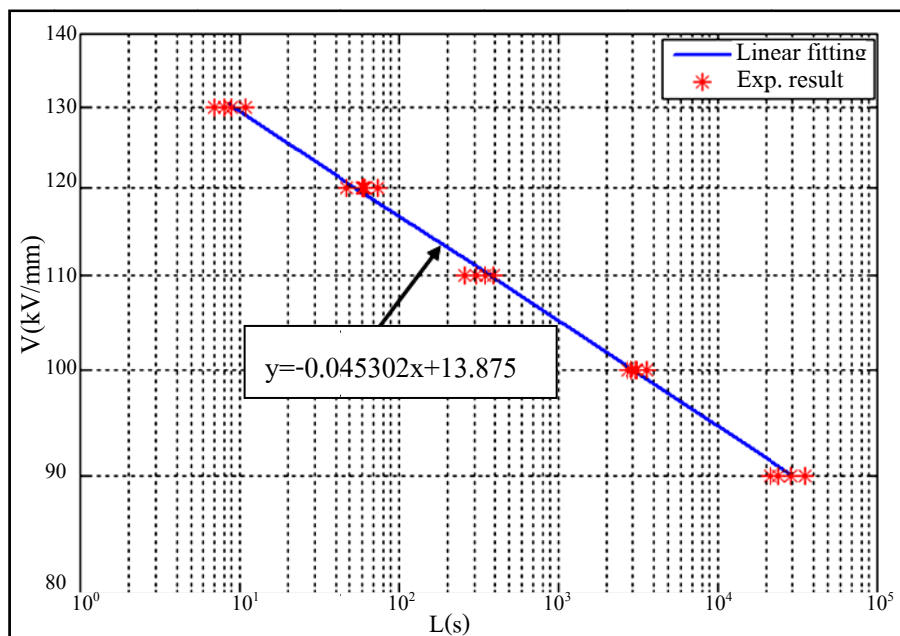
จากรูปที่ 5.1 สร้างสมการเส้นตรงที่ได้จากค่าเฉลี่ยของผลการทดลอง โดยใช้วิธีการถดถอยเชิงเส้น ซึ่งได้สมการของเส้นตรงคือ  $y = -0.045302x + 11.875$  เมื่อเปรียบเทียบกับสมการที่ (5.2) สามารถคำนวณหาค่าของ  $n$  และ  $k$  จากความชัน และระยะตัดแกนของกราฟ โดยมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

การหาค่าพารามิเตอร์  $n$  จากสมการความชัน หาค่า  $n$  โดยแทนค่าความชันที่ได้แสดงในรูปที่ 5.1 จะได้  $n = 22.074$

การหาค่าพารามิเตอร์  $k$  จากสมการระยะตัดแกน เมื่อจัดรูปความสัมพันธ์ใหม่เพื่อหาค่า  $k$  จากนั้นแทนค่า  $c$  ที่ได้แสดงในรูปที่ 5.1 และค่า  $n$  ลงในสมการเพื่อหาค่า  $k$  จะได้  $k = 6.942 \times 10^{113}$

จะได้สมการอายุของฉนวน XLPE ตามแบบจำลองกำลังผกผันภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเป็น  $L = 6.942 \times 10^{113} \times V^{-22.074}$





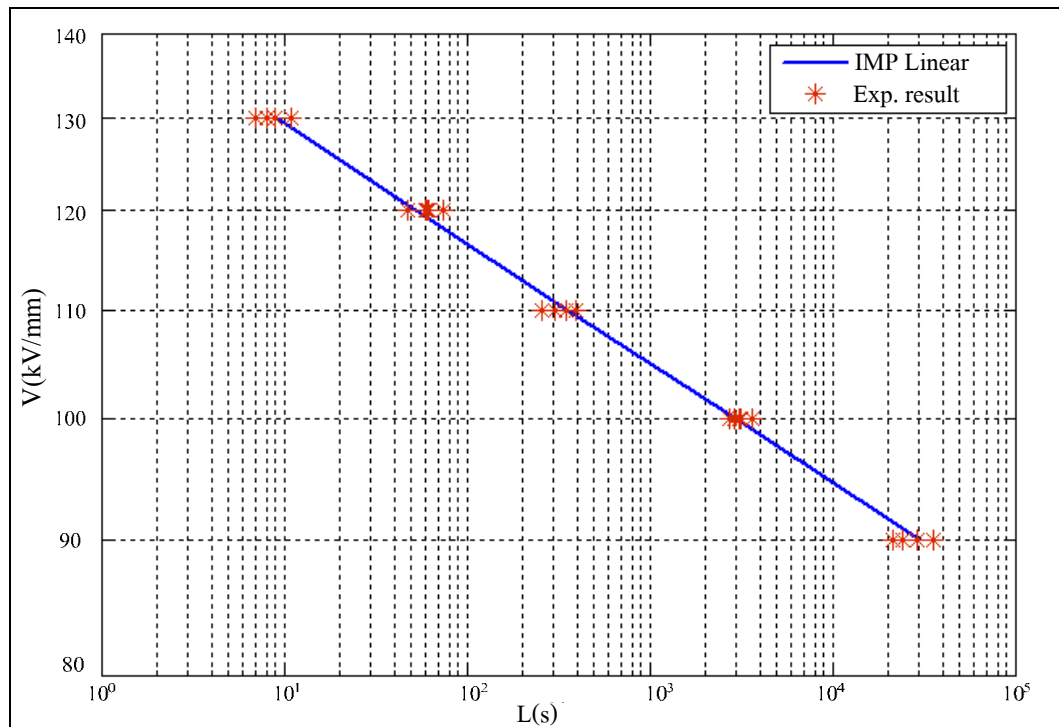
รูปที่ 5.1 ระบบวงจรไฟฟ้าของชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ

การประเมินอายุของฉนวน XLPE ในความเครียดสนามไฟฟ้าที่ค่าต่าง ๆ สามารถทำได้โดยการแทนค่าลงความเครียดสนามไฟฟ้าที่ต้องการทราบ และค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุลงในสมการที่ (5.1) โดยแสดงในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 เปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองกำลังผกผันและจากการทดสอบ

E (kV/mm)	ค่าอายุเฉลี่ยจากผลการทดลอง (s)	ค่าอายุจากแบบจำลองกำลังผกผัน (s)
140	1	-
130	8.4	9.0
120	61.2	52.9
110	341.6	360.9
100	3,134.6	2,958.6
90	29,376	30,278.7

ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลองกำลังผกผัน จะสังเกตได้ว่ามีความใกล้เคียงกับค่าอายุที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยแสดงในรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองกำลังผกผันและการทดสอบ

### 5.2.2 แบบจำลองเลขชี้กำลัง

แบบจำลองเลขชี้กำลัง เป็นแบบจำลองอีกวิธีหนึ่งที่ใช้ในการประเมินค่าอายุของฉนวนไฟฟ้าภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งมีวิธีการประเมินค่าอายุของฉนวนและการคำนวณค่าพารามิเตอร์คล้ายกับแบบจำลองกำลังผกผัน โดยมีสมการดังนี้

$$L = n e^{(-kV)} \quad (5.3)$$

โดย L คือ ช่วงเวลาที่ผิดพร่อง (s)

V คือ แรงดันไฟฟ้า (V)

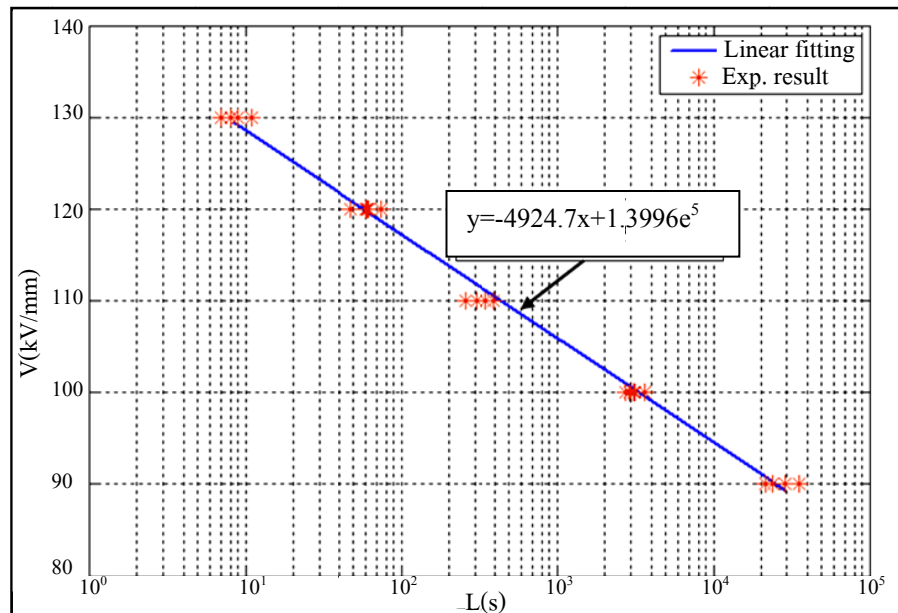
k, n คือ ค่าคงที่จากการคำนวณข้อมูลผลการทดลอง

ค่า k และ n สามารถหาได้จากความชัน และระยะตัดแกนของกราฟที่ได้จากผลการทดลองด้วยวิธีถดถอยเชิงเส้น เช่นเดียวกับแบบจำลองกำลังผกผัน โดยมีขั้นตอนการคำนวณค่าพารามิเตอร์แบบจำลองเลขชี้กำลังดังนี้

จากสมการที่ (5.3)  $L = n e^{(-kV)}$  เปลี่ยนให้อยู่ในรูปลอการิทึมธรรมชาติจะได้  $\ln L = \ln n - kV$  และเมื่อจัดรูปแบบสมการจะได้

$$V = \frac{-\ln L}{k} + \frac{\ln n}{k} \quad (5.4)$$

จากสมการที่ (5.4) สามารถแสดงในรูปของสมการเส้นตรง  $y = mx + c$  โดยที่ แกน  $y = V$  ความชัน  $m = \frac{-1}{k}$  แกน  $x = \ln L$  และระยะตัดแกน  $c = \frac{\ln n}{k}$  นำผลการทดลองในตารางที่ 4.5 มาพล็อตกราฟ เพื่อหาค่าความชันและระยะตัดแกนจากเส้นอายุของกราฟแสดงในรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 อายุจากการทดสอบแรงการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.3 สมการเส้นตรงที่ได้จากค่าเฉลี่ยของผลการทดลอง โดยใช้วิธีการถดถอยเชิงเส้น คือ  $y = -4924.7x + 1.3996 \times 10^5$  เมื่อเปรียบเทียบกับสมการที่ (5.4) สามารถคำนวณหาค่าของ  $k$  และ  $n$  จากความชันและระยะตัดแกนของกราฟ โดยมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

การหาค่าพารามิเตอร์  $k$  จากสมการความชันสามารถหาค่า  $k$  โดยแทนค่าความชันที่ได้แสดงในรูปที่ 5.3 ลงในสมการความชันจะได้  $k = 2.0306 \times 10^{-4}$

การหาค่าพารามิเตอร์  $n$  จากสมการระยะตัดแกนจําคําแบบสมการใหม่เพื่อหาค่า  $c$  จากนั้นแทนค่า  $c$  และ  $k$  ที่ได้เพื่อหาค่า  $n$  จะได้  $n = 2.2012 \times 10^{12}$

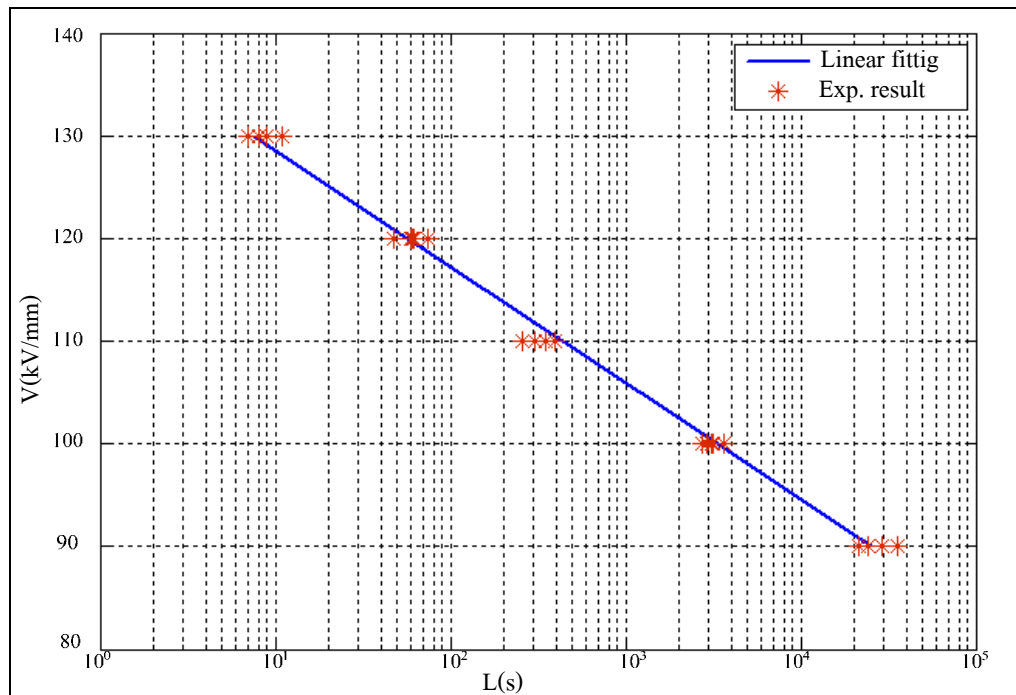
สมการอายุของฉนวน XLPE ตามแบบจําลองเลขชี้กำลังภายใต้ความเครียดสนามไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเป็น  $L = (2.2012 \times 10^{12})e^{(-2.0306 \times 10^{-4} \times V)}$

การประเมินอายุของฉนวน XLPE ในความเครียดสนามไฟฟ้าที่ค่าต่าง ๆ สามารถทำได้โดยการแทนค่าลงความเครียดสนามไฟฟ้าที่ต้องการทราบ และค่าพารามิเตอร์ของแบบจําลองอายุลงในสมการที่ (5.3) โดยแสดงในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 การเปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจําลองเลขชี้กำลังและจากการทดสอบ

E (kV/mm)	ค่าเฉลี่ยอายุจากผลการทดลอง (s)	ค่าอายุจากแบบจําลองเลขชี้กำลัง (s)
140	1	-
130	8.4	7.6
120	61.2	57.6
110	341.6	438.6
100	3,134.6	3,341.6
90	29,376	25,457.9

ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจําลองเลขชี้กำลัง สังกัดได้ว่ามีความใกล้เคียงกับค่าอายุที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแสดงในรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 การเปรียบเทียบอายุขณน XLPE ระหว่างแบบจำลองเลขชี้กำลังและการทดสอบ

จากการประเมินอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว สามารถสรุปได้ว่า แบบจำลองเลขชี้กำลังสามารถทำการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ได้แม่นยำกว่าแบบจำลองอายุกำลังผกผัน เนื่องจากค่าอายุที่ได้จากการประเมินมีความใกล้เคียงกับค่าอายุที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

### 5.3 แบบจำลองภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อน

แบบจำลองอายุภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อน ที่ใช้ในการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ในงานวิจัยนี้ คือ แบบจำลอง Arrhenius ซึ่งสามารถอธิบายขั้นตอนการคำนวณค่าพารามิเตอร์ และการประเมินอายุของฉนวน XLPE ได้ดังนี้

#### 5.3.1 แบบจำลอง Arrhenius

แบบจำลอง Arrhenius เป็นแบบจำลองที่อธิบายถึงผลของการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีของความร้อนที่เกิดขึ้นในฉนวนไฟฟ้า โดยความสัมพันธ์ของแบบจำลอง Arrhenius แสดงด้วยสมการ

$$L = A e^{\frac{B}{T}} \quad (5.5)$$

- โดย L คือ ค่าอายุของฉนวน (s)  
 T คือ อุณหภูมิสัมบูรณ์ (°K)  
 A, B คือ ค่าคงที่คำนวณได้จากปฏิกิริยาพลังงานกระตุ้นของอุณหภูมิ  
 ค่าพารามิเตอร์ A และ B สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.6) และสมการที่ (5.7)

$$B = \frac{T' T_{\min}}{T' - T_{\min}} \log \left( \frac{t_{\min}}{t'} \right) \quad (5.6)$$

$$A = \log(t') - \left( \frac{B}{T'} \right) \quad (5.7)$$

- โดย T' คือ ค่าอุณหภูมิสูงสุดจากการทดสอบ  
 T<sub>min</sub> คือ ค่าอุณหภูมิต่ำสุดจากการทดสอบ  
 t' คือ ค่าอายุของฉนวนที่ T'  
 t<sub>min</sub> คือ ค่าอายุของฉนวนที่ T<sub>min</sub>

การหาค่าพารามิเตอร์ B จากสมการที่ (5.6) แทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ได้จากการทดสอบลงในสมการจะได้ B = 9934.4

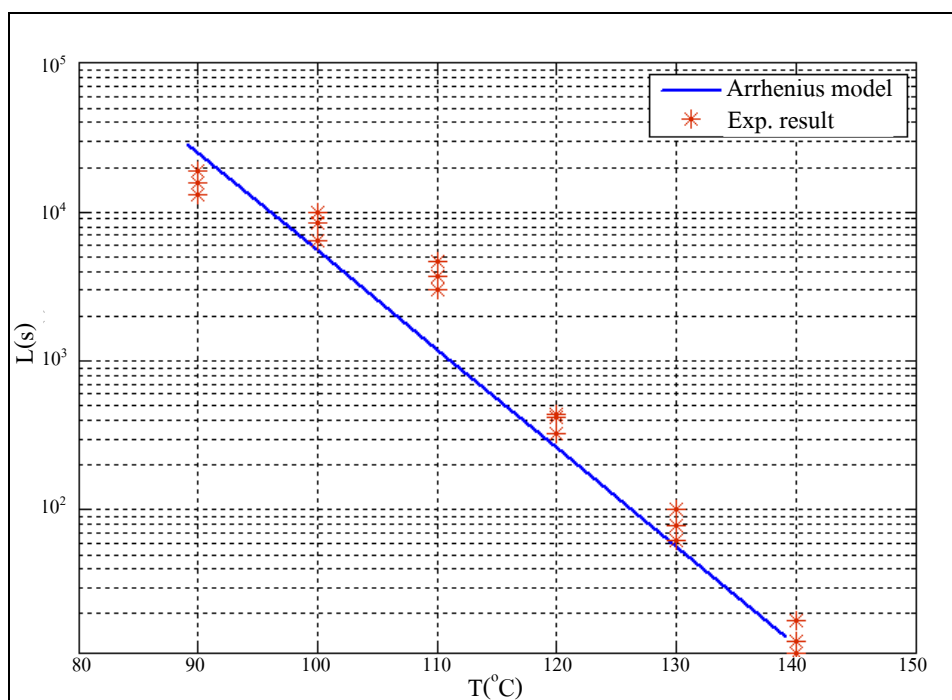
การหาค่าพารามิเตอร์ A จากสมการที่ (5.7) แทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เพื่อหาค่า A จะได้ A = -22.9082

สมการอายุของฉนวน XLPE ตามแบบจำลองของ Arrhenius ภายใต้สภาวะความเครียดทางความร้อนเป็น  $L = (-22.9082)e^{\left(\frac{9934.4}{T}\right)}$

ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ความเครียดทางความร้อนที่ค่าอุณหภูมิต่าง ๆ สามารถคำนวณด้วยแบบจำลอง Arrhenius โดยการแทนค่าพารามิเตอร์ที่ได้และค่าความเครียดสนามไฟฟ้าที่ต้องการแสดงในตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 เปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลอง Arrhenius และจากการทดสอบ

อุณหภูมิ (°C)	ค่าเฉลี่ยอายุจากผลการทดลอง (s)	ค่าอายุจากแบบจำลอง Arrhenius (s)
140	14	14
130	80.7	55.3
120	394.3	234.6
110	3,786	1,072.2
100	8,226.3	5,317.1
90	15,880	28,800



รูปที่ 5.5 การเปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลอง Arrhenius และการทดสอบ

สังเกตได้ว่าค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลอง Arrhenius มีความคลาดเคลื่อนกับค่าอายุที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียวพอสมควร จึงสามารถสรุปได้ว่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองของ Arrhenius จะมีความคลาดเคลื่อนมาก หากมีช่วงอุณหภูมิการทดสอบที่สูง ค่าอายุการประเมินด้วยแบบจำลองของ Arrhenius เปรียบเทียบดับค่าอายุจากการทดสอบแสดงในรูปที่ 5.5

## 5.4 แบบจำลองภายใต้สภาวะพหุความเครียด

แบบจำลองอายุภายใต้สภาวะพหุความเครียด สำหรับใช้ในการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ในงานวิจัยนี้คือ แบบจำลองอายุของ Simoni แบบจำลองอายุของ Crine และแบบจำลองอายุของ Montanari ซึ่งสามารถอธิบายขั้นตอนการคำนวณค่าพารามิเตอร์ และการประเมินอายุของฉนวน XLPE ได้ดังนี้

### 5.4.1 แบบจำลองอายุของ Simoni

เป็นแบบจำลองที่มีสมการแสดงความคงทนของฉนวน ภายใต้สภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อน มีพื้นฐานมาจากแบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองของ Arrhenius ซึ่งแสดงให้เห็นถึงค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าแสดงในสมการที่ (5.8)

$$\frac{L}{L_0} = \left( \frac{E}{E_0} \right)^{-N} e^{(-BDT)} \quad (5.8)$$

โดย  $DT = \frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}$

E คือ ค่าความเครียดทางไฟฟ้า

$E_0$  คือ ค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า

$L_0$  คือ ค่าอายุที่  $E \leq E_0$  ที่อุณหภูมิห้อง

N คือ เลขชี้กำลัง จากกฎกำลังผกผัน

B คือ ค่าคงที่ตามแบบจำลองของ Arrhenius

$T_0$  คือ อุณหภูมิห้องหรืออุณหภูมิต่ำสุดจากการทดลอง

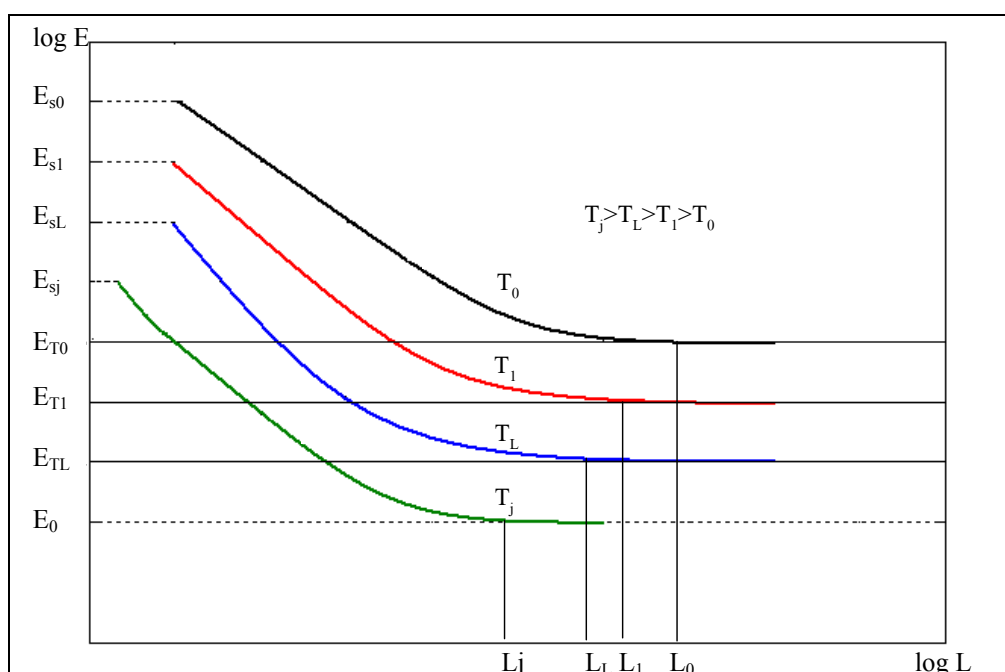
T คือ อุณหภูมิสัมบูรณ์

แบบจำลองนี้ประกอบด้วยพารามิเตอร์พื้นฐานทั้งหมด 4 ค่า คือ  $E_0$   $L_0$  N และ B โดยค่าพารามิเตอร์  $L_0$  และ N จะมีค่าแตกต่างกันตามอุณหภูมิที่ทำการทดสอบ

ค่าของพารามิเตอร์ B จะอ้างอิงจากค่าในแบบจำลอง Arrhenius ซึ่งสามารถคำนวณจากเส้นอายุที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุด้วยความร้อน โดยที่ไม่มีแรงดันไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้อง โดยได้ทำการคำนวณค่า B ไว้ในแบบจำลอง Arrhenius เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ซึ่ง  $B = 9934.4$  ในทุกอุณหภูมิตามแบบจำลองอายุของ Simoni



ค่าพารามิเตอร์  $E_0$  เป็นค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า ที่อุณหภูมิสูงสุดของการทดสอบแสดงในรูปที่ 5.6 ซึ่งสามารถหาจากเส้นกราฟอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะพหุความเครียด (เส้นอายุเริ่มมีแนวโน้มเข้าสู่ค่าอนันต์) ในการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุภายใต้สภาวะพหุความเครียดของงานวิจัยนี้ไม่สามารถทำการทดสอบให้เกิดค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าได้ เนื่องจากข้อจำกัดทางเครื่องมือที่ใช้ในการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุด้วยเหตุนี้จึงนำวิธีการวิเคราะห์ร่วมกัน (Combined analysis method : CAM) มาใช้วิเคราะห์ค่าอายุของฉนวน XLPE ในสภาวะพหุความเครียด จากตารางที่ 4.3 และสภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียวจากตารางที่ 4.6 ให้เป็นข้อมูลเดียวกัน เพื่อหาค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าหรือ  $E_0$

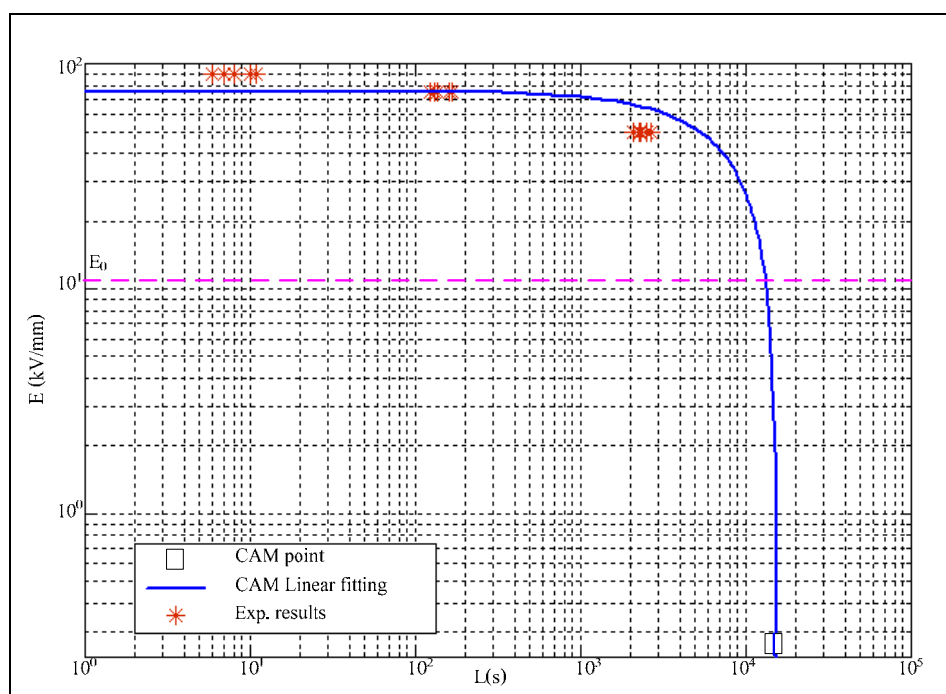


รูปที่ 5.6 เส้นอายุที่อุณหภูมิแตกต่างกัน โดยแสดงค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าที่อุณหภูมิสูงสุด ( $E_0$ ) และค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าในแต่ละอุณหภูมิ ( $E_T$ )

เพื่อหาค่า  $E_0$  ด้วยวิธี CAM จะใช้ข้อมูลที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  จากผลการทดสอบที่แสดงในตารางที่ 4.3 และตารางที่ 4.6 เท่านั้น เนื่องจากเป็นอุณหภูมิสูงสุดในการทดสอบภายใต้สภาวะพหุความเครียด ดังนั้นค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  หรือค่า  $E_0$  ก็คือค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยวิธี CAM ที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  แสดงในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการ CAM ที่อุณหภูมิ 90°C

E (kV/mm)	ค่าอายุของฉนวน XLPE (s)
100	1
90	8.4
75	144.8
50	2,396.4
0	15,880



รูปที่ 5.7 ค่า  $E_0$  จากการวิเคราะห์ด้วยวิธี CAM

ค่า  $E_0$  จากการวิเคราะห์ด้วยวิธี CAM ที่อุณหภูมิ 90°C แสดงในรูปที่ 5.7 จากรูปเส้นอายุเริ่มเบนเข้าสู่ค่าอนันต์ที่ประมาณ 11 kV/mm ดังนั้นค่า  $E_0$  ในแบบจำลองอายุของ Simoni มีค่าเท่ากับ 11 kV/mm ในกรณีที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้ามีค่าต่ำกว่า  $E_0$  สามารถละลายและตัดทิ้งได้ เพราะค่าอายุที่ได้จะมีค่าเริ่มต้นสูงเข้าสู่ความเป็นอนันต์ และมีค่าอายุที่ผิดเพี้ยน

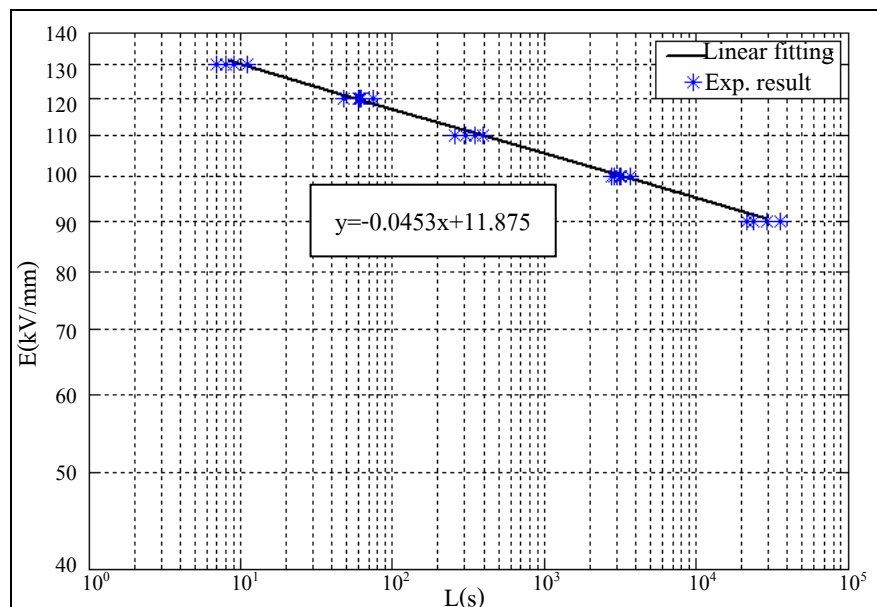
พารามิเตอร์  $L_0$  และ  $N$  ต้องคำนวณหาค่าในแต่ละอุณหภูมิและมีค่าที่แตกต่างกันไปตามข้อมูลผลการทดลองที่ได้ รายละเอียดและขั้นตอนการคำนวณพารามิเตอร์  $L_0$  และ  $N$  รวมถึงการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ในแต่ละอุณหภูมิจะแสดงดังต่อไปนี้

1) การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์  $L_0$  และ  $N$  และอายุของฉนวนที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$  ค่า  $L_0$  และ  $N$  สามารถหาได้จากความชันและระยะตัดแกนของกราฟที่ได้จากผลการทดลองด้วยวิธีการถดถอยแบบเชิงเส้น โดยการสร้างสมการเส้นตรงในการคำนวณหาความชันและระยะตัดแกนจากสมการที่ (5.8) ดังนี้

จากสมการที่ (5.8) เปลี่ยนให้อยู่ในรูปลอการิทึมธรรมชาติ จากนั้นจัดรูปแบบสมการจะให้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$\ln E = \frac{-1}{N} \ln L + \frac{1}{N} \ln L_0 + \ln E_0 - \frac{BDT}{N} \quad (5.9)$$

สมการที่ (5.9) สามารถเขียนในรูปของสมการเส้นตรง  $y = mx + c$  ได้ โดยที่แกน  $y = \ln E$  ความชัน  $m = \frac{-1}{N}$  ระยะตัดแกน  $c = \frac{1}{N} \ln L_0 + \ln E_0 - \frac{BDT}{N}$  และแกน  $x = \ln L$  จากนั้นพล็อตกราฟอายุที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$  โดยใช้ข้อมูลผลการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุเพื่อทำการหาค่า  $L_0$  และ  $N$  จากความชัน และระยะตัดแกนจากเส้นอายุ กราฟค่าอายุของฉนวนงาน XLPE จากผลการทดสอบที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$  แสดงในรูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากผลการทดลองที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$

จากรูปที่ 5.8 สมการเส้นตรงที่ได้จากค่าเฉลี่ยของผลการทดสอบโดยใช้วิธีการถดถอยแบบเชิงเส้นคือ  $y = -0.0453x + 11.875$  เมื่อเปรียบเทียบกับสมการที่ (5.9) ก็สามารถคำนวณหาค่าของ  $L_0$  และ  $N$  จากความชัน และระยะตัดแกนของเส้นตรงตามลำดับ ขั้นตอนและวิธีในการคำนวณมีดังนี้

การคำนวณหาค่า  $N$  ที่อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  จากสมการความชัน แทนค่า  $m$  เพื่อหาค่า  $N$  จะได้  $N = 22.07$

การคำนวณหาค่า  $L_0$  ที่อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  จากสมการระยะตัดแกน ทำการจัดรูปแบบสมการเพื่อหาพารามิเตอร์  $L_0$  จากนั้นแทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เพื่อหาค่า  $L_0$  จะได้  $L_0 = 4.28 \times 10^{24}$  s

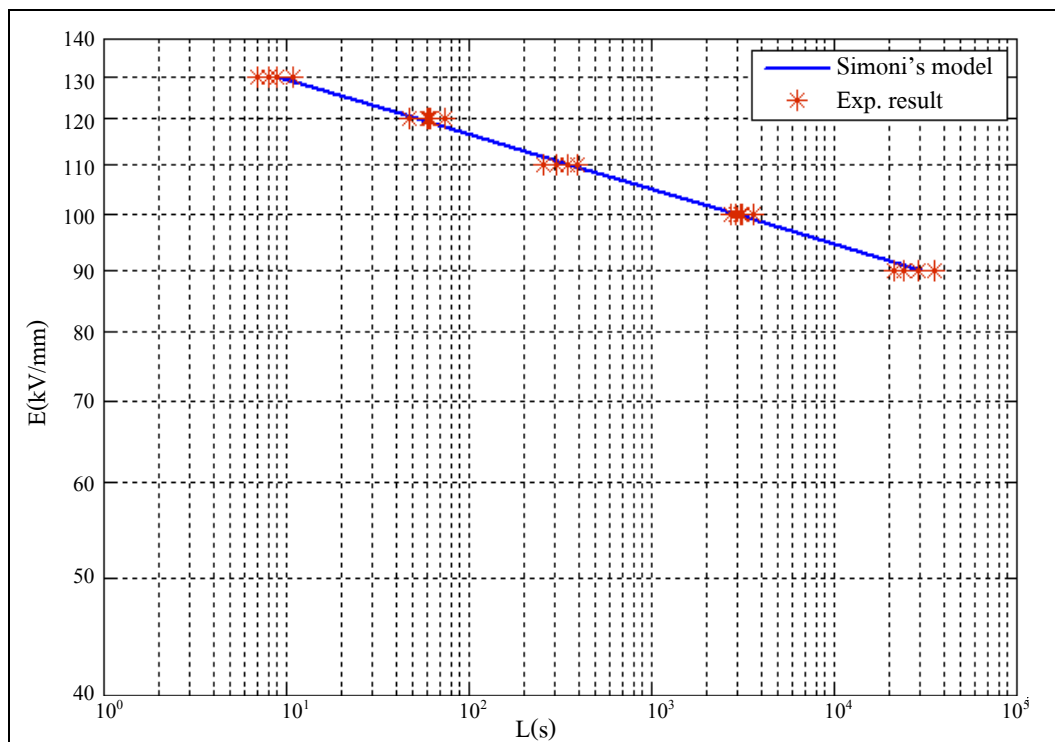
นำค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการคำนวณแทนค่าลงในสมการที่ 5.8 จะได้สมการในการประเมินหาอายุของฉนวน XLPE ตามแบบจำลองอายุของ Simoni ที่  $23^{\circ}\text{C}$  คือ 
$$L = 4.28 \times 10^{24} \left( \frac{E}{11 \times 10^3} \right)^{-22.07} \text{ s}$$

ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ค่าความเครียดไฟฟ้าต่าง ๆ ภายใต้อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  สามารถคำนวณได้แสดงในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 การเปรียบเทียบอายุของฉนวนจากแบบจำลองอายุของ Simoni และจากการทดสอบที่  $23^{\circ}\text{C}$

E (kV/mm)	ค่าเฉลี่ยอายุจากผลการทดลอง $23^{\circ}\text{C}$ (s)	ค่าอายุจากแบบจำลองอายุของ Simoni (s)
140	1	-
130	8.4	9.0
120	61.2	52.9
110	341.6	360.9
100	3,134.6	2,958.6
90	29,376	30,278.7

ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลองอายุของ Simoni สังกะยัได้ว่าเท่ากันกับแบบจำลองกำลังผกผันในสถานะความเครียดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว และใกล้เคียงกับค่าอายุที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสถานะพหุความเครียดที่อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  โดยแสดงในรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.9 การเปรียบเทียบอายุขณน XLPE ระหว่างแบบจำลองของ Simoni และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C

2) การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์  $L_0$  และ  $N$  และอายุของฉนวนที่อุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C ค่า  $L_0$  และ  $N$  ที่อุณหภูมิ 60°C 70°C และ 90°C สามารถหาได้จากความชันและระยะตัดแกนของกราฟที่ได้จากผลการทดลองในตารางที่ 4.3 และ 4.4 ด้วยวิธีการถดถอยแบบเชิงเส้น โดยการสร้างสมการเส้นตรงในการคำนวณหาความชันและระยะตัดแกนจากสมการที่ (5.8) เช่นเดียวกันกับการคำนวณที่ 23°C โดยค่าอายุของฉนวน XLPE และค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองอายุของ Simoni ที่อุณหภูมิ 23°C 60°C 70°C และ 90°C และความเครียดทางไฟฟ้าต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 5.6 และตารางที่ 5.7 ตามลำดับ

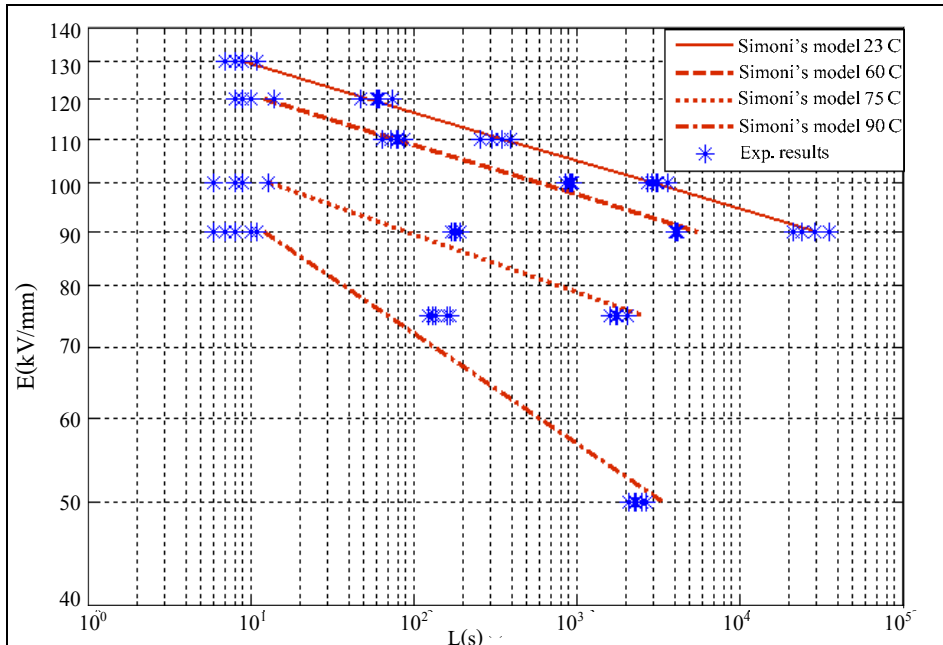
ตารางที่ 5.6 อายุของฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Simoni ที่อุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ

ความเครียดทางไฟฟ้า E (kV/mm)	เวลาเสื่อมอายุ (s)			
	23°C	60°C	75°C	90°C
140	-	-	-	-
130	9.0	-	-	-
120	52.9	12.1	-	-
110	360.9	77.5	-	-
100	2,958.6	592.4	13.3	-
90	30,278.7	5,615.5	91.7	12.0
75	-	-	2,594.6	69.6
50	-	-	-	3,452.8

ตารางที่ 5.7 ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุของ Simoni ที่อุณหภูมิต่าง ๆ

อุณหภูมิ (T)	23°C	60°C	75°C	90°C
B	9934.4	9934.4	9934.4	9934.4
$E_0$ (kV/mm)	$11 \times 10^3$	$11 \times 10^3$	$11 \times 10^3$	$11 \times 10^3$
$L_0$ (s)	$4.28 \times 10^{24}$	$7.16 \times 10^{24}$	$7.54 \times 10^{20}$	$3.63 \times 10^{12}$
N	22.07	21.35	18.34	9.6274

อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองอายุของ Simoni และจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อนที่อุณหภูมิต่าง ๆ สามารถเปรียบเทียบได้โดยแสดงในรูปที่ 5.10



รูปที่ 5.10 การเปรียบเทียบอายุขณาน XLPE ระหว่างแบบจำลองความคงทนของ Simoni และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ

#### 5.4.2 แบบจำลองความน่าจะเป็นของ Montanari

แบบจำลองอายุขณานที่เสนอโดย Montanari เป็นแบบจำลองการเสื่อมอายุของ ฉนวนไฟฟ้าภายใต้สภาวะพหุความเครียด ประกอบด้วยความเครียดทางไฟฟ้าและทางความร้อน และมีการนำหลักความน่าจะเป็นมาประยุกต์ใช้ พารามิเตอร์ที่สำคัญในแบบจำลอง คือ  $\beta(E, T)$ ,  $t_s$ ,  $n_c$  และ  $E_s$  ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก ความสัมพันธ์ของการกระจายของความน่าจะเป็น แบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ ร่วมกับแบบจำลองกำลังผกผัน โดยรูปแบบสมการของการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ คือ

$$F(t) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{t}{\alpha} \right)^\beta \right] ; t > 0 \quad (5.10)$$

- โดยที่
- $F(t)$  คือ ความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดปกติ
  - $\alpha$  คือ สเกลพารามิเตอร์ที่แสดงถึงเวลาหรือแรงดัน
  - $\beta$  คือ ขนาดของพารามิเตอร์ที่เป็นตัววัดการกระจายของข้อมูล
  - $t$  คือ ค่าที่ทำการสุ่มเปลี่ยนแปลงของเวลาหรือแรงดัน

ความน่าจะเป็นจากสมการที่ (5.10) สามารถแสดงค่าให้อยู่ในรูปของเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาด โดยเปอร์เซ็นต์ของความผิดพลาดขึ้นอยู่กับ เวลา ขนาด และสเกลพารามิเตอร์ ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ ได้กำหนดค่าความน่าจะเป็น ของการเกิดความผิดพลาด จากการเสื่อมอายุ อยู่ที่  $F(t) = 63.21\%$  ซึ่งเป็นกรณีที่พารามิเตอร์  $t$  มีค่าเท่ากับพารามิเตอร์  $\alpha$  โดยความน่าจะเป็น  $F(t) = 63.21\%$  สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.10) โดยที่  $t > 0$  ในกรณีที่  $t = \alpha$  จะได้  $F(t) = 0.6321 = 63.21\%$  ซึ่งเป็นเปอร์เซ็นต์การเกิดความผิดพลาดที่เป็นมาตรฐาน

การกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ ถูกนำมาใช้เป็นพื้นฐานในการหาค่าพารามิเตอร์ สำหรับใช้ในแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุของฉนวน โดยให้พารามิเตอร์  $\alpha = \alpha(E, T)$  และ  $\beta = \beta(E, T)$  อยู่ในฟังก์ชันพหุคูณความเครียด (ไฟฟ้าและความร้อน)

ค่า  $\beta(E, T)$  สามารถคำนวณได้จาก สมการการกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ ซึ่งกำหนดความน่าจะเป็นของการเกิดความผิดพลาดไว้ที่ 63.21%

ค่า  $E_s$  คือค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดที่ฉนวนสามารถทนได้ สามารถคำนวณได้จากผลการทดลอง ซึ่งค่า  $E_s$  จะถูกนำไปใช้ในแบบจำลองกำลังผกผันฉบับปรับปรุงของ Simoni เพื่อคำนวณหาพารามิเตอร์  $t_s$  และ  $n_c$  โดยความสัมพันธ์ของแบบจำลองกำลังผกผันฉบับปรับปรุง แสดงในสมการที่ (5.11)

$$L = t_s \left[ \frac{E}{E_s} \right]^{-n_c} \quad (5.11)$$

- โดย  $L$  คือ ค่าอายุจากความเครียดทางไฟฟ้า ( $E$ )  
 $E_s$  คือ ค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดที่อุณหภูมิใด ๆ ( $T$ )  
 $t_s$  คือ ช่วงเวลาผิดพลาดจากความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดที่อุณหภูมิใด ๆ  
 $n_c$  คือ ค่าสัมประสิทธิ์ความคงทนของความเครียดทางไฟฟ้าที่อุณหภูมิใด ๆ

เมื่อนำรูปแบบสมการของการกระจายความน่าจะเป็นแบบ Weibull 2 พารามิเตอร์ และสมการจากแบบจำลองของ Simoni มาประยุกต์รวมกัน จะได้สมการความสัมพันธ์ในสภาวะพหุคูณความเครียดใหม่แสดงในสมการที่ (5.12)

$$F(t, E, T) = 1 - e^{-\left\{ \left[ \frac{t}{t_s} \left( \frac{E}{E_s} \right)^{n_c} \right]^{\beta(E, T)} \right\}} \quad (5.12)$$



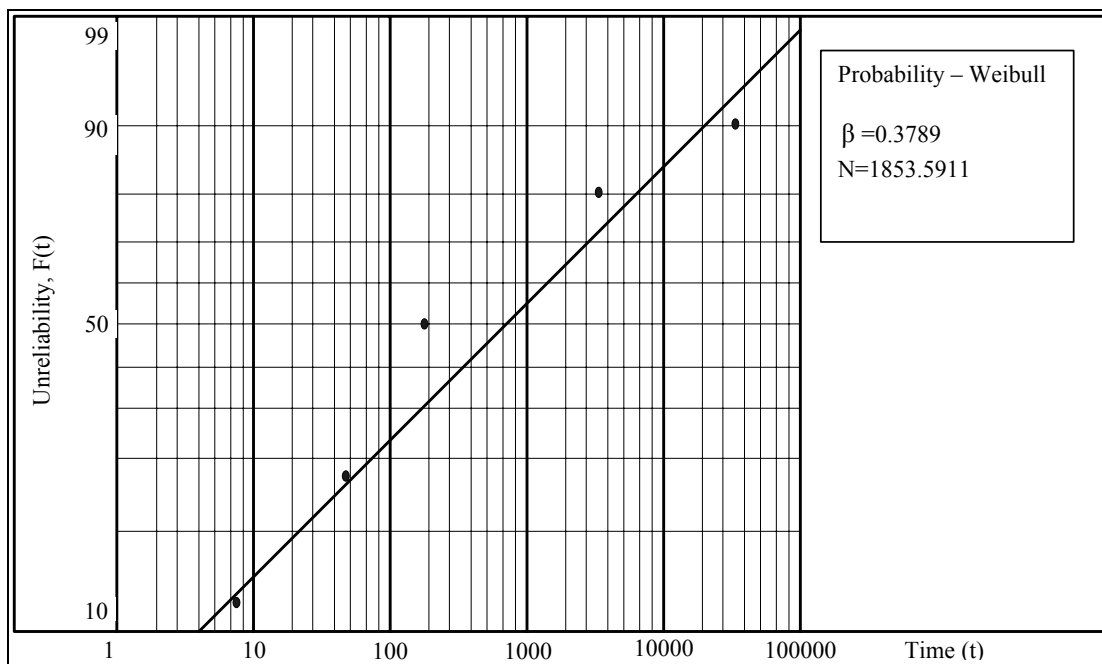
ความถูกต้องของค่าพารามิเตอร์ที่ทำการคำนวณ สามารถตรวจสอบได้ด้วยสมการที่ (5.12) โดยการแทนค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากการคำนวณลงไป ในสมการดังกล่าว เพื่อหาว่าความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดพลาด (F) ในกรณีที่ค่าพารามิเตอร์ถูกต้อง ค่าเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดจะมีค่าเท่ากับ  $F(t) = 63.21\%$

เมื่อได้ค่าพารามิเตอร์ที่มีความถูกต้อง และผ่านการตรวจสอบแล้ว จึงนำค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ คำนวณหาช่วงเวลาในการเสื่อมอายุของฉนวนไฟฟ้าด้วยสมการที่ (5.13)

$$t_{F_p} = t_s \left[ \frac{E_s}{E} \right]^{n_c} (-\ln(1 - P))^{\frac{1}{\beta(E,T)}} \quad (5.13)$$

ค่าพารามิเตอร์ที่คำนวณได้ในแต่ละอุณหภูมิ จะมีค่าแตกต่างกันไป ตามข้อมูลผลการทดสอบที่ได้ การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ในแต่ละอุณหภูมิ มีรายละเอียดและขั้นตอนการคำนวณดังต่อไปนี้

1) การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์และอายุของฉนวนที่อุณหภูมิ 23 °C โดยค่า  $\beta(E, T)$  สามารถคำนวณได้จากโปรแกรม Reliasoft office Weibull++7 โดยใช้ข้อมูลจากผลการทดลอง โปรแกรมดังกล่าวสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเวลาที่เกิดความผิดพลาดกับความน่าจะเป็นโดยแสดงในรูปที่ 5.11 กำหนดให้ค่า  $\beta(E, T)$  มีความน่าจะเป็นในความผิดพลาดที่ 63.21% จากการวิเคราะห์ด้วยวิธี MLE (Maximum likelihood estimator) จะได้ค่า  $\beta(E, T) = 0.3789$



รูปที่ 5.11 การกระจายของความน่าจะเป็นแบบ Weibull ในการเกิดความผิดพลาดที่อุณหภูมิ 23°C

ค่าความเครียดทางไฟฟ้าอ้างอิง หรือ  $E_s$  เป็นค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดที่ฉนวน XLPE สามารถทนได้ในแต่ละอุณหภูมิ ซึ่งเป็นค่าที่ได้จากการทดสอบ โดยการนำฉนวน XLPE ไปทดสอบด้วยวิธีเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้แก่ฉนวนอย่างต่อเนื่อง จนกระทั่งฉนวน XLPE เกิดการเบรคดาวน์ และหมดสภาพความเป็นฉนวน ทำการทดสอบ 5 ครั้ง และบันทึกค่าแรงดันสูงสุดที่ทำให้เกิดการเบรคดาวน์และนำมาเฉลี่ยเพื่อหาค่า  $E_s$  ที่มีความถูกต้องมากที่สุด ค่าเฉลี่ย  $E_s$  ของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 23°C มีค่าประมาณ 131.78 kV/mm แสดงในตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ค่าความเครียดทางไฟฟ้าอ้างอิงที่อุณหภูมิ 23°C

$E_s$ (kV/mm)	การทดสอบความคงทนของฉนวน					ค่าเฉลี่ย
	ครั้งที่1	ครั้งที่2	ครั้งที่3	ครั้งที่4	ครั้งที่5	
	131.7	131.2	132.1	131.5	132.4	

ค่า  $t_s$  และ  $n_c$  สามารถหาได้จากความชัน และระยะตัดแกนของกราฟที่ได้จากผลการทดลอง ด้วยวิธีการถดถอยแบบเชิงเส้น โดยเปรียบเทียบกับสมการกำลังยกของ Simoni สมการที่ (5.11) โดยมีขั้นตอนในการคำนวณดังนี้

จากสมการจากแบบจำลองกำลังผกผัน ทำการปรับรูปสมการให้อยู่ในรูปของลอการิทึม และจัดรูปแบบสมการ เพื่อหาค่า  $t_s$  และ  $n_c$  จะได้

$$\ln E = -\frac{1}{n_c} \ln L + \frac{1}{n_c} \ln t_s + \ln E_s \quad (5.14)$$

สมการที่ (5.14) สามารถแทนด้วยสมการเชิงเส้น  $y = mx + c$  โดยที่แกน  $y = \ln E$  ความชัน  $m = \frac{-1}{n_c}$  แกน  $x = \ln L$  และระยะตัดแกน  $c = \frac{1}{n_c} \ln t_s + \ln E_s$

จากนั้นพล็อตกราฟผลการทดลอง เพื่อหาเส้นตรงของอายุด้วยวิธีการถดถอยแบบเชิงเส้น แล้วหาค่า  $t_s$  และ  $n_c$  โดยใช้ความชัน และระยะตัดแกนจากเส้นอายุของกราฟเปรียบเทียบกับสมการที่ (5.14) ซึ่งกราฟที่ได้จะมีลักษณะเช่นเดียวกันกับรูปที่ 5.8 เนื่องจากใช้ผลข้อมูลเดียวกันและกำหนดแกน  $x$  และแกน  $y$  เหมือนกัน จึงทำให้ได้สมการของเส้นตรงอายุเหมือนกันคือ  $y = -0.0453x + 11.875$  จากนั้นจึงคำนวณหาพารามิเตอร์  $t_s$  และ  $n_c$  จากความชันและระยะตัดแกนของเส้นตรง ขั้นตอนการคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

การคำนวณหาค่า  $n_c$  ที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$  โดยจากสมการความชัน จากนั้นแทนค่า  $m$  เพื่อหาค่า  $n_c$  จะได้  $n_c = 22.07$

การคำนวณหาค่า  $t_s$  ที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$  จากสมการระยะตัดแกน ทำการจัดรูปสมการเพื่อหาค่าพารามิเตอร์  $t_s$  แทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เพื่อหาค่า  $t_s$  จะได้  $t_s = 6.6914 \text{ s}$

เมื่อคำนวณหาค่าพารามิเตอร์  $t_s$  และ  $n_c$  เรียบร้อยแล้ว จึงทำการคำนวณค่าอายุของชิ้นงาน XLPE ด้วยแบบจำลองกำลังผกผันของ Simoni ตามสมการที่ (5.11) ด้วยค่าพารามิเตอร์ที่ได้ค่าอายุของชิ้นงาน XLPE โดยได้จากการคำนวณด้วยแบบจำลองกำลังผกผันของ Simoni แสดงในตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 ค่าอายุของฉนวน XLPE โดยใช้แบบจำลองของ Simoni ที่อุณหภูมิ  $23^\circ\text{C}$

ความเครียดทางไฟฟ้า E (kV/mm)	อายุของชิ้นงาน XLPE (s)
130	9.0
120	52.9
110	360.9
100	2,958.6
90	30,278.7

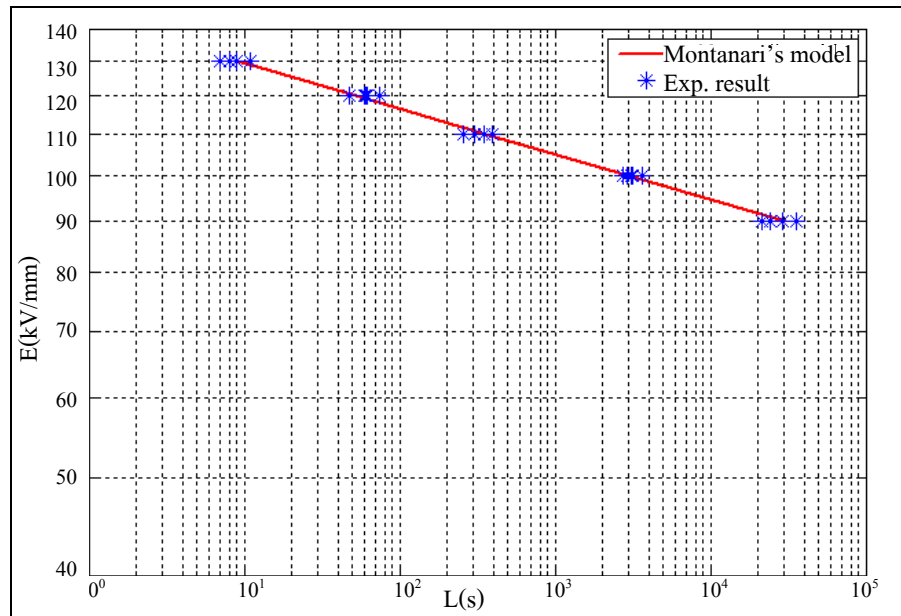
จากนั้นทำการแทนค่าพารามิเตอร์ทั้งหมด ที่ได้จากการคำนวณและการทดสอบ ในสมการที่ (5.12) เพื่อตรวจสอบความน่าจะเป็นของความผิดพลาดแต่ละค่าความเครียดทางไฟฟ้า เนื่องจากค่า  $\beta$  (E, T) หากจากความน่าจะเป็นที่ 0.6321 หรือ เปอร์เซนต์ความผิดพลาดที่ 63.21% ดังนั้นเมื่อแทนค่าพารามิเตอร์ ค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่ทำการทดสอบ และค่าอายุที่ได้จากการคำนวณ ลงในสมการที่ (5.12) จะต้องได้ค่าเปอร์เซนต์ความผิดพลาดที่ 63.21%

การตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ พบว่ามีความถูกต้อง เนื่องจากค่าความน่าจะเป็น หรือค่าเปอร์เซนต์ความผิดพลาดที่ได้มีค่าเท่ากันทุก ๆ ค่า คือ 63.21%

เมื่อเสร็จสิ้นการตรวจสอบ จึงทำการคำนวณหาค่าอายุของชิ้นงาน XLPE ด้วยแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุ ณ อุณหภูมิ 23°C ในสมการที่ (5.13) แสดงในตารางที่ 5.13 และกราฟแสดงการเปรียบเทียบอายุของชิ้นงาน XLPE ระหว่างแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุ ณ อุณหภูมิและจากผลการทดลองที่อุณหภูมิ 23°C แสดงในรูปที่ 5.12

ตารางที่ 5.10 การเปรียบเทียบค่าอายุของฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองอายุของ Montanari และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C

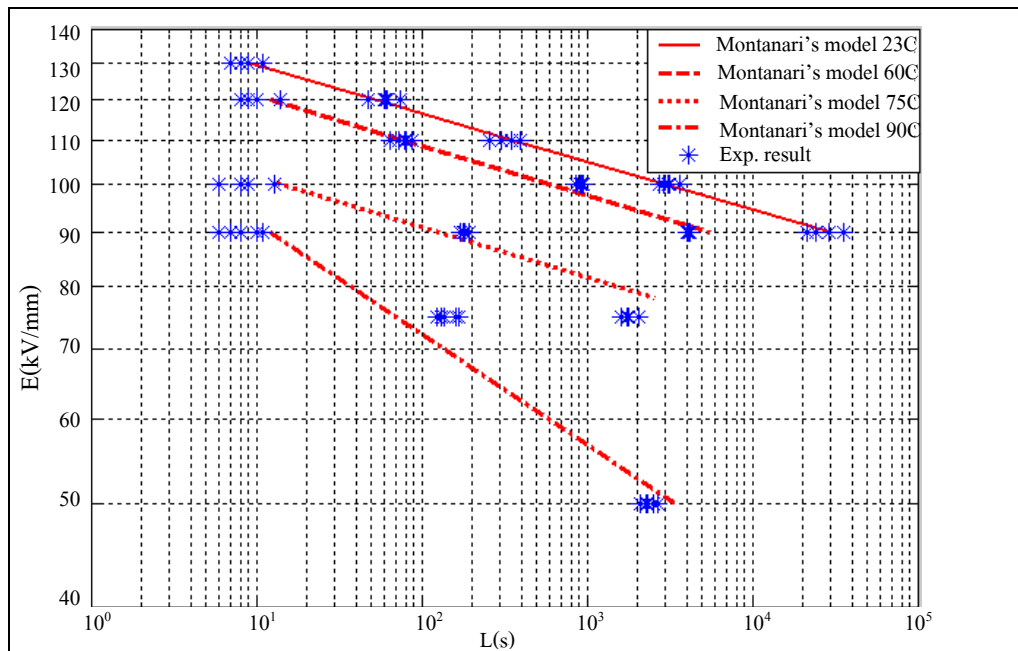
ความเครียดทางไฟฟ้า E (kV/mm)	ค่าเฉลี่ยอายุจากผลการทดลองที่ 23°C (s)	ค่าอายุจากแบบจำลองของ Montanari (s)
140	1	-
130	8.4	9.0
120	61.2	52.9
110	341.6	360.8
100	3,134.6	2,958.1
90	29,379	30,278.2



รูปที่ 5.12 การเปรียบเทียบอายุของชิ้นงาน XLPE ที่อุณหภูมิ 23°C

2) การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์และอายุของฉนวนที่อุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C ในการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์  $\beta(E, T)$ ,  $E_s$ ,  $t_s$  และ  $n_c$  ที่ค่าอุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C สามารถทำการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ โดยใช้ความชันและระยะตัดแกนของกราฟที่ได้จากการทดลองที่อุณหภูมิต่าง ๆ ในตารางที่ 4.3 และ 4.4 ด้วยวิธีการถดถอยแบบเชิงเส้นเพื่อเปรียบเทียบกับสมการกำลังผกผันของ Simoni สมการที่ (5.11) เช่นเดียวกับการคำนวณที่อุณหภูมิ 23°C (กรณีพารามิเตอร์  $\beta(E, T)$  ที่อุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C สามารถทำการคำนวณหาด้วยโปรแกรม Reliasoft office Weibull++7 โดยใช้ข้อมูลจากตารางที่ 4.3 และตารางที่ 4.4 เช่นเดียวกัน)

การเปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินของแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุฉนวน และจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางอุณหภูมิต่าง ๆ สามารถทำการเปรียบเทียบได้โดยแสดงในรูปที่ 5.13



รูปที่ 5.13 เปรียบเทียบอายุฉนวน XLPE ระหว่างแบบจำลองของ Montanari และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ

จากรูปที่ 5.13 แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่า การประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองความน่าจะเป็นของอายุฉนวนจะมีแตกต่างจากข้อมูลผลการทดสอบมากในช่วงค่าอุณหภูมิที่สูง อันมีสาเหตุมาจาก ความร้อนที่ผ่านขึ้นงาน XLPE ทำให้ตัวขึ้นงานเกิดการเปลี่ยนรูปและเกิดการขยายตัวออก ความหนาของขึ้นงาน XLPE จึงมีความหนาน้อยลง ทำให้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบเกิดความคลาดเคลื่อนตามไปด้วย

ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองความน่าจะเป็น และค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองอายุของ Montanari ในอุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 5.11 และตารางที่ 5.12 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.11 ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองความน่าจะเป็นที่อุณหภูมิต่าง ๆ

อุณหภูมิ (T)	23°C	60°C	75°C	90°C
$\beta$ (E, T)	0.3789	0.4771	0.3997	0.4945
$E_s$ (kV/mm)	131.78	121.28	100.6	90.3
$t_s$ (s)	6.6914	9.6387	11.9043	11.6584
$n_c$	22.07	21.35	18.334	9.6274

ตารางที่ 5.12 อายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการคำนวณ โดยแบบจำลองอายุของ Montanari ที่อุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ

ความเครียดทางไฟฟ้า E (kV/mm)	ค่าการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิต่าง ๆ (s)			
	23°C	60°C	75°C	90°C
140	-	-	-	-
130	9.0	-	-	-
120	52.9	12.1	-	-
110	360.8	77.4	-	-
100	2,958.1	592.4	13.3	-
90	30,278.2	5,614.9	91.7	12.0
75	-	-	2,594.2	69.6
50	-	-	-	3,452.8

#### 5.4.3 แบบจำลองทางกายภาพโดย Crine

แบบจำลองทางกายภาพ เป็นแบบจำลองที่มีรูปแบบสมมติฐานแตกต่างจากทฤษฎีอื่น ๆ โดยเปรียบเทียบกระบวนการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลแรงสูงให้อยู่ในรูปของตัวแปรตามทฤษฎีทางกายภาพ สมมติฐานของแบบจำลองนี้คือค่าความเครียดต่าง ๆ คือพลังงาน ที่กระทำต่อตัวขวางกั้นพลังงาน ที่ควบคุมกระบวนการเสื่อมอายุของฉนวน ในช่วงเริ่มต้นของกระบวนการเสื่อมอายุ ตัวขวางกั้นพลังงาน ไม่มีความสำคัญมากนัก เพราะค่าพลังงานดังกล่าวยังไม่สามารถข้ามตัวขวางกั้นพลังงานได้ แต่เมื่อมีค่าพลังงานเกินกว่าตัวขวางกั้นพลังงานซึ่งเรียกว่าพลังงานอิสระ ( $\Delta G$ ) พลังงานดังกล่าวสามารถก่อให้เกิดการเสื่อมอายุแก่ตัวขวางกั้นพลังงานได้แบบจำลองทางกายภาพสามารถอธิบายสมมติฐานเป็นรูปสมการได้ดังนี้

$$t = \left( \frac{h}{kT} \right) e^{\left( \frac{\Delta G}{kT} \right)} \operatorname{csch} \left[ \frac{e\lambda F}{kT} \right] \quad (5.15)$$

- โดย h คือ ค่าคงที่ของ Planck =  $6.626068 \times 10^{-34} \text{ m}^2 \text{ kg /s}$   
k คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann =  $1.3806503 \times 10^{-23} \text{ m}^2 \text{ kg s}^{-2} \text{ K}^{-1}$   
 $\Delta G$  คือ พลังงานอิสระ  
 $\lambda$  คือ ความกว้างอิสระของตัวขวางกั้นพลังงาน  
T อุณหภูมิ

ในกรณีที่ความเครียดสนามไฟฟ้า  $F$  มีค่าสูง สมการดังกล่าวสามารถลดรูปได้ดังนี้

$$t \approx \left( \frac{h}{kT} \right) e^{\left[ \frac{\Delta G - e\lambda F}{kT} \right]} \quad (5.16)$$

สมการที่ (5.16) สามารถนำไปใช้ได้ เมื่อค่าความเครียดของสนามไฟฟ้ามีค่าเกินความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ ในกรณีดังกล่าว ค่าของกราฟที่ได้จากผลการทดลอง โดยพล็อตระหว่างเวลา  $t$  และแรงดัน  $F$  จะมีลักษณะเป็นเลขชี้กำลัง ทำให้สามารถหาค่าของ  $\Delta G$  และ  $\lambda$  ได้จากกฎของเลขชี้กำลัง

แม้ว่าแบบจำลองนี้จะหาค่าพารามิเตอร์ในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าต่ำได้ยากกว่าแบบจำลองอื่น ๆ แต่จากการค้นคว้าและวิจัยจากหลายกลุ่มวิจัย ต่างเห็นพ้องว่าแบบจำลองทางกายภาพมีความเหมาะสมกับการใช้ทดลองหาอายุของฉนวน XLPE PE และ EPR มากกว่าการใช้แบบจำลองที่มีพื้นฐานกฎกำลังไฟฟ้าที่มีอยู่ก่อนหน้านี้

ต่อมา Crine ได้ทำการปรับแต่งแบบจำลองทางกายภาพขึ้นใหม่ ซึ่งให้แบบจำลองมีความเหมาะสมกับการทดสอบด้วยฉนวน XLPE มากขึ้น และมีความเข้าใจง่ายกว่าเดิม โดยสมมติให้การเสื่อมอายุทางไฟฟ้าและทางความร้อนเป็นกระบวนการกระตุ้นพลังงาน  $\Delta G$  และมีอัตราการเสื่อมอายุภายใต้ไฟฟ้ากระแสสลับบนความถี่ที่คงที่ แสดงสมการดังนี้

$$t = \left( \frac{h}{2fkT} \right) e^{\left( \frac{\Delta G}{kT} \right)} \operatorname{csch} \left( \frac{\epsilon_0 \epsilon' \Delta V F^2}{2kT} \right) \quad (5.17)$$

ในสมการที่ (5.17) จะใช้ในกรณีที่ต้องการคำนวณอายุของฉนวนไฟฟ้าในสภาวะความเครียดสนามไฟฟ้าต่ำ (ต่ำกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ) หรือมีค่าเป็นศูนย์ ค่าอายุของฉนวนที่คำนวณได้จะมีค่าเข้าใกล้ค่าอนันต์ จนเกิดลักษณะของกราฟลู่เข้าศูนย์ที่สนามไฟฟ้าที่มีค่าต่ำ ในกรณีที่ต้องการคำนวณอายุของฉนวนในสภาวะค่าความเครียดสนามไฟฟ้ามีค่าสูง (สูงกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ) สมการสามารถลดรูปแบบได้ดังนี้

$$t = \left( \frac{h}{2fkT} \right) e^{\left[ \frac{2\Delta G - \epsilon_0 \epsilon' \Delta V F^2}{2kT} \right]} \quad (5.18)$$



แบบจำลองนี้มีพารามิเตอร์ 2 ตัว ที่ใช้เป็นพื้นฐานของแบบจำลองคือ  $\Delta G$  และ  $\Delta V$  โดยกำหนดให้  $\Delta G$  เป็นค่าพลังงานการกระตุ้น และ  $\Delta V$  คือ ปริมาณอิสระของชิ้นงาน ค่าเหล่านี้ไม่ใช่ค่าคงตัว แต่ต้องหาจากความชัน และระยะตัดแกน ของกราฟอายุเฉลี่ยที่พล็อตระหว่างค่าผลการทดลองด้วยวิธีการถดถอยแบบเชิงเส้น ในแกน  $\ln t$  และ  $F$  โดยสามารถคำนวณหาค่า  $\Delta G$  และ  $\Delta V$  ได้ดังนี้

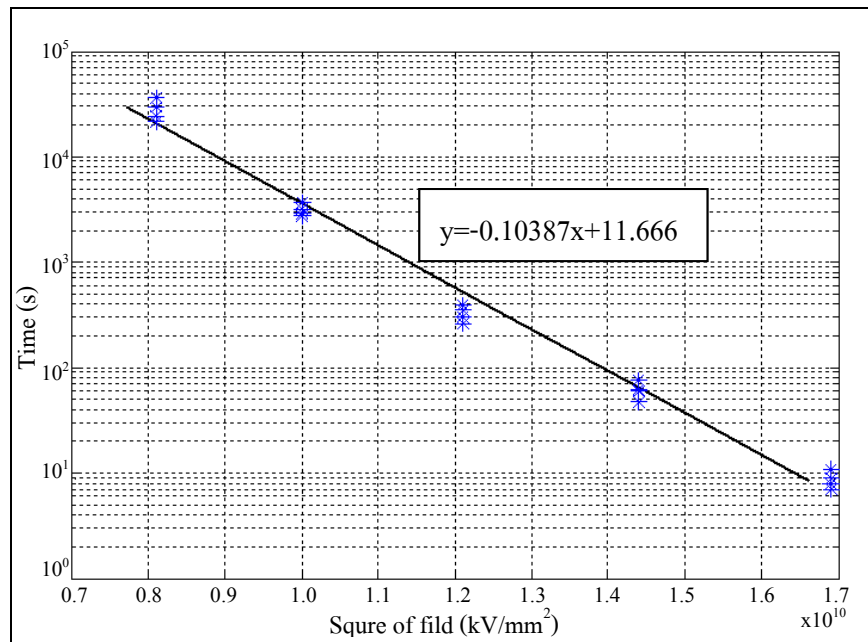
จากสมการที่ (5.18) ทำการเปลี่ยนให้อยู่ในรูปลอการิทึมธรรมชาติ และทำการจัดรูปสมการให้อยู่ในรูป  $\ln t$  แล้ว จะได้รูปสมการที่มีความสัมพันธ์เป็นเส้นตรง  $y = mx + c$  โดยให้แกน  $y = \ln t$  และแกน  $x = F^2$  ความชันคือ  $m$  และ  $c$  คือระยะตัดแกน  $y$  แสดงในสมการที่ (5.19)

$$\ln t = \ln\left(\frac{h}{2fkT}\right) + \left[\frac{\Delta G}{kT}\right] + \left[\frac{-\epsilon_0 \epsilon' \Delta V}{2kT}\right] F^2 \quad (5.19)$$

จากนั้นนำค่าอายุที่ได้จากการทดลองแสดงในตารางที่ 4.3 มาพล็อตกราฟ โดยให้ความเครียดทางไฟฟ้าเป็นแกน  $x$  และค่าอายุของฉนวน XLPE เป็นแกน  $y$  โดยจัดให้อยู่ในรูปของ  $F^2$  และ  $\ln t$  เพื่อให้กราฟมีความชัดเจนและเป็นเส้นตรงมากขึ้น จากนั้นทำการหาค่าระยะตัดแกนและความชัน แล้วจึงนำค่าที่ได้ในลงในสมการเพื่อหาค่า  $\Delta G$  และ  $\Delta V$  การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์และการประเมินอายุของฉนวน XLPE ในแต่ละอุณหภูมิแสดงดังต่อไปนี้

1) การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์และอายุของฉนวนที่อุณหภูมิ 23°C ที่อุณหภูมิห้อง ค่าผลการทดลองการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ที่ได้แสดงในตารางที่ 4.3 และตารางที่ 4.4 จากบทที่แล้ว จากนั้นนำค่าผลการทดลองที่ได้ไปพล็อตกราฟโดยให้อยู่ในรูปของ semi-logarithm เพื่อให้ได้กราฟเป็นเส้นตรงแสดงในรูปที่ 5.14 โดยสมการเส้นตรงที่มาจากค่าเฉลี่ยของผลการทดลองจะใช้วิธีการถดถอยแบบเชิงเส้นคือ  $y = -9.1599 \times 10^{-10} x + 17.349$  เมื่อเปรียบเทียบกับสมการที่ (5.19) ทำให้สามารถคำนวณหาค่าของ  $\Delta G$  และ  $\Delta V$  จากความชัน และระยะตัดแกน  $y$  ของกราฟดังนี้คือการคำนวณหาค่า  $\Delta G$  จากระยะตัดแกนที่อุณหภูมิ 23°C จากสมการระยะตัดแกน จัดรูปแบบสมการเพื่อหาค่าพารามิเตอร์  $\Delta G$  จากนั้นทำการแทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เพื่อหาค่า  $\Delta G$  จะได้  $\Delta G = 2.099 \times 10^{-19} \text{ J}$

จากนั้นทำการคำนวณหาค่า  $\Delta V$  จากความชันที่อุณหภูมิ 23°C จากสมการความชัน จากนั้นทำการจัดรูปแบบสมการเพื่อหาพารามิเตอร์  $\Delta V$  โดยแทนค่า  $m$  เพื่อหา  $\Delta V$  จะได้  $\Delta V = 3.3823 \times 10^{-25} \text{ m}^3$



รูปที่ 5.14 ความสัมพันธ์ระหว่าง  $F^2$  และ  $\ln t$  จากค่าผลการทดลองที่อุณหภูมิ 23°C

เมื่อได้ค่า  $\Delta G$  และ  $\Delta V$  ซึ่งเป็นพารามิเตอร์สำคัญของแบบจำลองอายุของ Crine จะสามารถประเมินอายุของฉนวน XLPE ได้ด้วยสมการที่ (5.17) และสมการที่ (5.18) โดยเปรียบเทียบค่าแรงดันที่ใช้ในการทดสอบกับค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ ในกรณีที่แรงดันที่ทดสอบมีค่าต่ำกว่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ จะใช้สมการที่ (5.17) คำนวณอายุของฉนวน XLPE และสมการที่ (5.18) จะใช้ในกรณีที่แรงดันที่ทดสอบมีค่าสูงกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ

การคำนวณหาค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ ( $F_c$ ) ที่อุณหภูมิ 23°C โดยค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ คือค่าแรงดันที่มีค่าพลังงานสูง และสามารถผ่านตัวขวางกั้นพลังงาน ทำให้ฉนวนเกิดการเสื่อมอายุ ค่า  $F_c$  แสดงความสัมพันธ์ได้จากสมการที่ (5.20)

$$F_c = \left[ \frac{2 E_h}{\epsilon_0 \epsilon \Delta V} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.20)$$

โดย  $E_h$  คือ พลังงานหลุม (Hole Energy) ซึ่งสามารถหาค่าพลังงานหลุมได้จากสมการ  $|E_h = k \times (T_g - T)|$

$T_g$  คือ อุณหภูมิที่ทำให้ฉนวน XLPE เกิดการเปลี่ยนรูปเป็นแก้ว มีค่าเท่ากับ -125°C

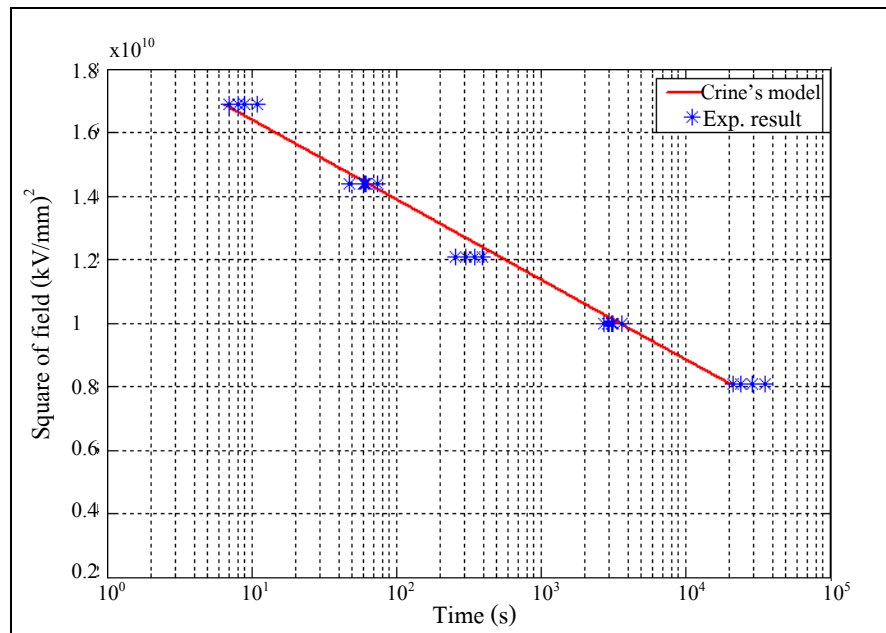
จากสมการพลังงานหลุม แทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เพื่อหาค่า  $E_h$  ซึ่งจะได้  $E_h = 2.04 \times 10^{-24}$  J จากนั้นนำค่า  $E_h$  แทนลงในสมการที่ (5.20) เพื่อคำนวณหาค่า  $F_c$  จะได้  $F_c = 23.36$  kV/mm

ค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติที่อุณหภูมิ 23°C มีค่าเท่ากับ 23.36 kV/mm ซึ่งมีค่าต่ำกว่าแรงดันที่ทำการทดสอบ ด้วยเหตุนี้จึงสามารถใช้สมการที่ (5.18) ของแบบจำลองทางกายภาพทำการประเมินอายุของฉนวน XLPE ได้ โดยแสดงการคำนวณหาค่าอายุฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลองทางกายภาพและจากการทดลองเร่งการเสื่อมอายุที่ 23°C แสดงในตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 การเปรียบเทียบอายุของฉนวนจากแบบจำลองอายุของ Crine และจากการทดลองที่อุณหภูมิ 23°C

ความเครียดทางไฟฟ้า E (kV/mm)	ค่าเฉลี่ยอายุจากผลการ ทดสอบ (s)	ค่าอายุจากแบบจำลองอายุของ Crine (s)
140	1	-
130	8.4	6.5
120	61.2	64.0
110	341.6	526.1
100	3,134.6	3,601.5
90	29,376	20,526.7

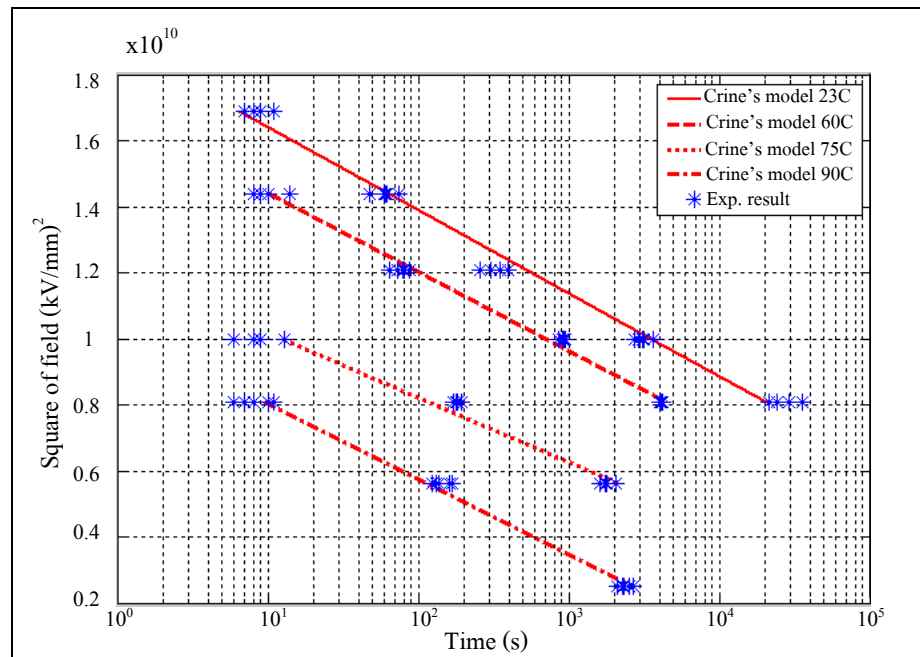
ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองทางกายภาพ จะถูกนำมาพล็อตกราฟ semi-logarithm เพื่อนำไปเปรียบเทียบกราฟที่จะได้จากการทดลองเร่งการเสื่อมอายุ โดยแสดงในรูปที่ 5.15 จากรูปจะพบว่าค่าอายุฉนวนที่ได้จากทั้ง 2 วิธีมีความใกล้เคียงกันอย่างยิ่ง



รูปที่ 5.15 การเปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Crine และผลการทดสอบที่อุณหภูมิ 23°C

2) การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์และอายุของฉนวนที่อุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C ในการคำนวณหาค่าของ  $\Delta G$   $\Delta V$   $E_h$  และ  $F_c$  ที่อุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C สามารถหาได้จากวิธีเดียวกับการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ที่อุณหภูมิ 23°C โดยใช้ผลข้อมูลที่ได้จากการทดลองในตารางที่ 4.3 และ 4.4

การเปรียบเทียบอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินของแบบจำลองทางกายภาพ และจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าและทางอุณหภูมิต่าง ๆ สามารถแสดงการเปรียบเทียบได้โดยแสดงในรูปที่ 5.16



รูปที่ 5.16 การเปรียบเทียบอายุขณน XLPE ระหว่างแบบจำลองอายุของ Crine และการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ

ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลอง และค่าอายุขณน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองอายุของ Crine ภายใต้อุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 5.14 และตารางที่ 5.15 ตามลำดับ

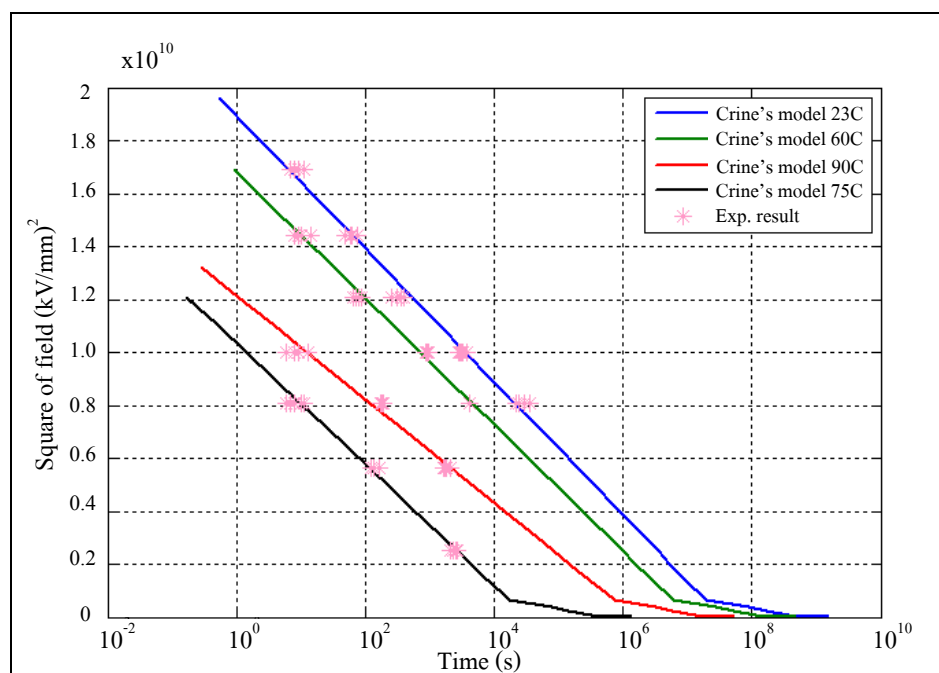
ตารางที่ 5.14 ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุของ Crine ที่อุณหภูมิต่าง ๆ

อุณหภูมิ (T)	23°C	60°C	75°C	90°C
$\Delta G$ (J)	$2.09 \times 10^{-19}$	$2.31 \times 10^{-19}$	$2.33 \times 10^{-19}$	$2.24 \times 10^{-19}$
$\Delta V$ (m <sup>3</sup> )	$3.38 \times 10^{-25}$	$4 \times 10^{-25}$	$5.09 \times 10^{-25}$	$4.55 \times 10^{-25}$
$E_h$ (J)	$2.04 \times 10^{-21}$	$2.55 \times 10^{-21}$	$2.76 \times 10^{-21}$	$2.97 \times 10^{-21}$
$F_c$ (kV/mm)	23.36	24	22.13	24.28

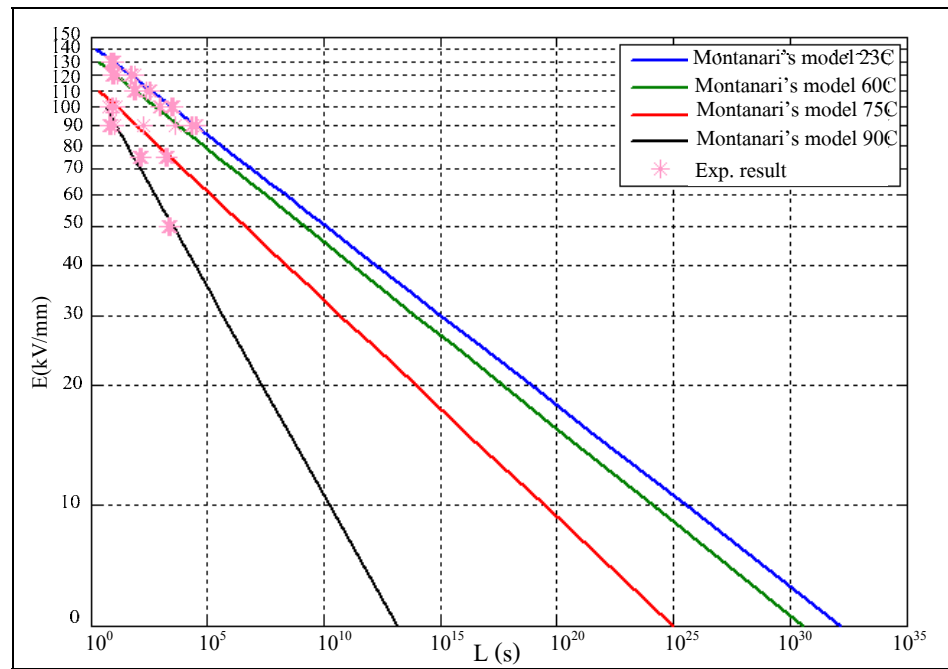
ตารางที่ 5.15 ค่าอายุของฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Crine ที่อุณหภูมิและแรงดันต่าง ๆ

ความเครียดทางไฟฟ้า E (kV/mm)	อายุของฉนวน XLPE (s)			
	23°C	60°C	75°C	90°C
140	-	-	-	-
130	6.5	-	-	-
120	64.0	10.3	-	-
110	526.1	95.0	-	-
100	3,601.5	720.0	12.6	-
90	20,526.7	4,500.3	116.6	9.6
75	-	-	2,127.6	114.9
50	-	-	-	2,654.5

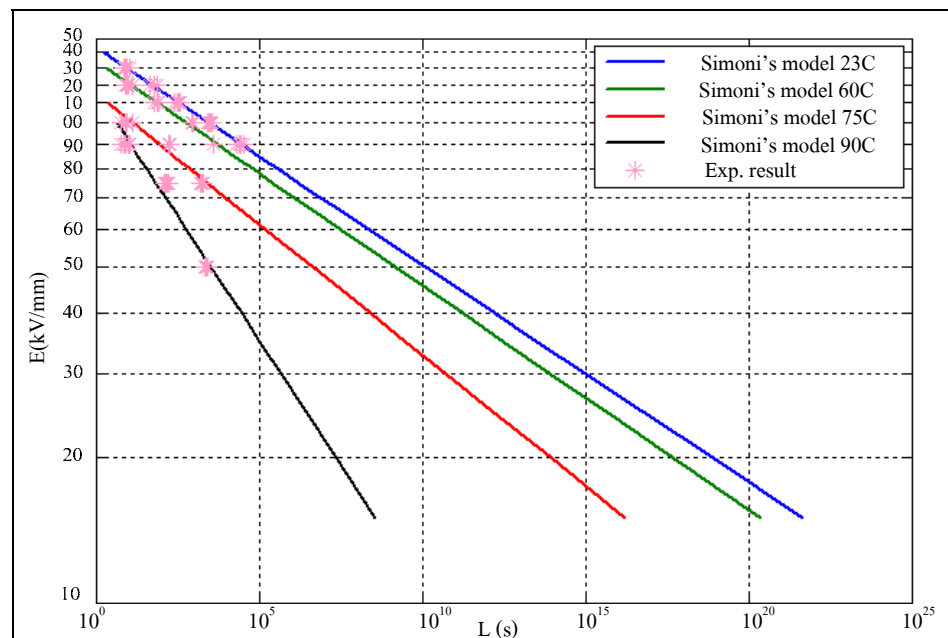
อายุของฉนวน XLPE ที่ความเครียดทางไฟฟ้า 5–140 kV/mm ของแบบจำลองอายุของ Crine แบบจำลองอายุของ Simoni และแบบจำลองอายุของ Montanari แสดงในรูปที่ 5.17 รูปที่ 5.18 และรูปที่ 5.19 ตามลำดับ



รูปที่ 5.17 อายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองของ Crine ที่ความเครียดทางไฟฟ้าและอุณหภูมิต่าง ๆ



รูปที่ 5.18 อายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองอายุของ Montanari ที่ความเครียดทางไฟฟ้าและอุณหภูมิต่าง ๆ



รูปที่ 5.19 อายุฉนวน XLPE จากแบบจำลองของ Simoni ที่ความเครียดทางไฟฟ้าและอุณหภูมิต่าง ๆ

จากรูปที่ 5.35 ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลองอายุของ Crine ถูกแสดงให้อยู่ในกราฟแกน  $F^2$  และ  $\ln L$  การคำนวณหาอายุที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่สูงกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติจะคำนวณหาอายุด้วยสมการที่ (5.18) และในกรณีต่ำกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติจะคำนวณหาอายุด้วยสมการที่ (5.17)

จากรูปที่ 5.36 และรูปที่ 5.37 ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากแบบจำลองความคงทนและแบบจำลองความน่าจะเป็นถูกแสดงให้อยู่ในกราฟแกน  $\ln E$  และ  $\ln L$  สังเกตได้ว่าค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากทั้งสองแบบมีความใกล้เคียงกันเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากใช้กฎกำลังผกผันเป็นพื้นฐานของแบบจำลองเช่นเดียวกัน แต่แบบจำลองความคงทนได้ถูกกำหนดค่า  $E_0 = 11 \text{ kV/mm}$  ซึ่งเป็นค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า จึงสามารถคำนวณหาอายุได้ที่ความเครียดทางไฟฟ้าสูงกว่า  $11 \text{ kV/mm}$  เท่านั้น จากค่าอายุที่ได้จากแบบจำลองทั้งสองวิธีสามารถสรุปได้ว่ามีความน่าเชื่อถือและความถูกต้องในการคำนวณหาอายุของฉนวนในช่วงที่มีความใกล้เคียงกับค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่ทำการทดสอบเท่านั้น ในกรณีที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าต่ำและห่างจากค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่ทำการทดสอบ ค่าอายุที่ได้จะมีความผิดพลาดมาก

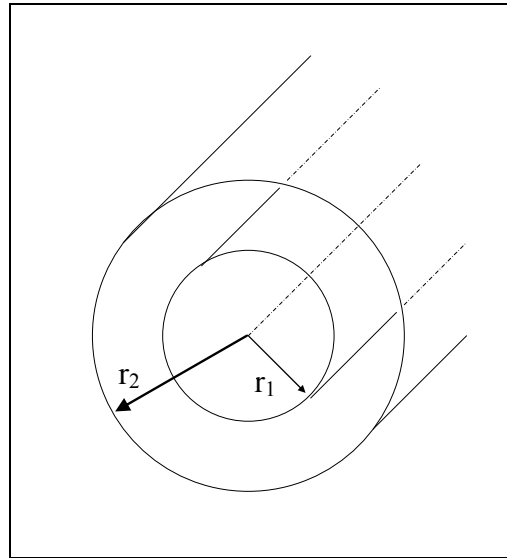
## 5.5 การประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้า

ในการประเมินอายุการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้า 22 kV จำเป็นต้องหาค่าความเครียดของสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นระหว่างผิวของตัวนำไฟฟ้าและฉนวนไฟฟ้า ด้วยวิธีทรงกระบอกซ้อนกันรวมแสดงในรูปที่ 5.20 เพื่อนำไปคำนวณหาอายุของสายเคเบิลจากแบบจำลองทั้งสองวิธี ค่าสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในบริเวณดังกล่าวถูกเรียกว่า ค่าสนามไฟฟ้าสูงสุด ( $E_{\max}$ ) โดยค่าความเครียดสนามไฟฟ้าสูงสุดสามารถหาได้จากสมการดังนี้

$$E_{\max} = \frac{U}{r_1 \ln \frac{r_2}{r_1}} \quad (5.21)$$

โดย	$U$	คือ แรงดันเฟส
	$r_1$	คือ รัศมีของตัวนำไฟฟ้า
	$r_2$	คือ รัศมีของฉนวน XLPE ร่วมกับรัศมีของตัวนำไฟฟ้า





รูปที่ 5.20 ทรงกระบอกซ้อนแกนร่วม

สายเคเบิลไฟฟ้าที่ทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุเป็นสายเคเบิลแรงสูงสำหรับจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ยังไม่ผ่านการใช้งาน มีเส้นผ่านศูนย์กลางของฉนวนโดยรวม 24 mm ตัวนำเป็นอลูมิเนียมตีเกลียวขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 16.8 mm ค่าความเครียดสนามไฟฟ้าสูงสุดสามารถหาได้ดังนี้

จากสมการที่ (5.21) ทำการแทนค่าแรงดันไฟฟ้า และรัศมีต่าง ๆ เพื่อหาค่า  $E_{max}$  จะได้ 6 kV/mm

ดังนั้น ค่าความเครียดสูงสุดในสายเคเบิล 22 kV ที่ใช้ในการทดสอบคือ 6 kV/mm จากนั้นนำค่าความเครียดสูงสุดที่ได้ไปทำการประเมินหาค่าอายุการใช้งานด้วยแบบจำลองอายุต่าง ๆ โดยแสดงดังต่อไปนี้

#### 5.5.1 การประเมินค่าอายุการใช้งานสายเคเบิลด้วยแบบจำลองอายุของ Simoni

แบบจำลองอายุของ Simoni จะสามารถทำการประเมินค่าอายุได้ในกรณีที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้ามียุคมากกว่าค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า ค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าที่ได้จากคำนวณด้วยวิธี CAM คือ 11 kV/mm ซึ่งมีค่าสูงกว่าค่าความเครียดสูงสุด 6 kV/mm ในสายเคเบิล 22 kV ดังนั้นแบบจำลองอายุ Simoni จึงไม่สามารถทำการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ได้ เนื่องจากมีค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดต่ำกว่าค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้า

### 5.5.2 การประเมินค่าอายุการใช้งานสายเคเบิลด้วยแบบจำลองอายุของ Montanari

แบบจำลองอายุของ Montanari ใช้สมการที่ (5.13) ในการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้า 22 kV โดยใช้ค่าความเครียดสูงสุดของสายเคเบิลที่ได้คำนวณไปข้างต้น การคำนวณหาอายุการใช้งานของสายเคเบิลแสดงดังนี้

1) การคำนวณอายุการใช้งานของสายเคเบิล ที่ค่าอุณหภูมิและความเครียดสนามไฟฟ้าที่ค่าต่าง ๆ ด้วยแบบจำลองอายุของ Montanari จากสมการที่ (5.13) โดยการแทนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ และความเครียดสูงสุดของสายเคเบิล 22 kV จะได้ค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลแสดงในตาราง 5.16

ตารางที่ 5.16 อายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ด้วยแบบจำลองอายุของ Montanari

สายเคเบิล 22 kV		ความเครียด สูงสุด (kV/mm)	อายุการ ใช้งานที่ 23°C (ปี)	อายุการ ใช้งานที่ 60°C (ปี)	อายุการ ใช้งานที่ 75°C (ปี)	อายุการ ใช้งานที่ 90°C (ปี)
$\phi$ ตัวนำ ไฟฟ้า (mm)	$\phi$ ฉนวน XLPE (mm)					
16.8	24	6	$8.8 \times 10^{22}$	$2.3 \times 10^{21}$	$1.1 \times 10^{16}$	$8 \times 10^4$

จากค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลที่ทำการประเมินจากแบบจำลองอายุ Montanari พบว่าการคำนวณหาอายุการใช้งานที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดมีค่าความผิดพลาดเพิ่มขึ้นมากเกินไประยะหนึ่งเมื่อเทียบกับการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ในช่วงความเครียดทางไฟฟ้าที่ทำการทดสอบ ( $E = 50-140$  kV/mm) ดังนั้นจึงไม่สามารถใช้แบบจำลองนี้ในการประเมินอายุการใช้งานสายเคเบิลไฟฟ้า 22 kV ได้

### 5.5.3 การประเมินค่าอายุการใช้งานสายเคเบิลด้วยแบบจำลองอายุของ Crine

แบบจำลองอายุของ Crine สามารถทำการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลได้ ด้วยสมการที่ (5.17) และสมการที่ (5.18) โดยเปรียบเทียบค่าความเครียดสูงสุดของสายเคเบิลกับค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติที่ตั้งไว้ข้างต้น ในกรณีนี้ค่าความเครียดสูงสุดของสายเคเบิลขนาด 22 kV มีค่าต่ำกว่าค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติในทุกอุณหภูมิ จึงใช้สมการที่ (5.17) ในการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลแสดงได้ดังนี้

การคำนวณอายุการใช้งานของสายเคเบิล ณ อุณหภูมิและความเครียดสนามไฟฟ้าที่ค่าต่าง ๆ ด้วยแบบจำลองอายุของ Crine จากสมการที่ (5.17) โดยการแทนค่าพารามิเตอร์และความเครียดสูงสุดของสายเคเบิล 22 kV จะได้ค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลแสดงในตาราง 5.32

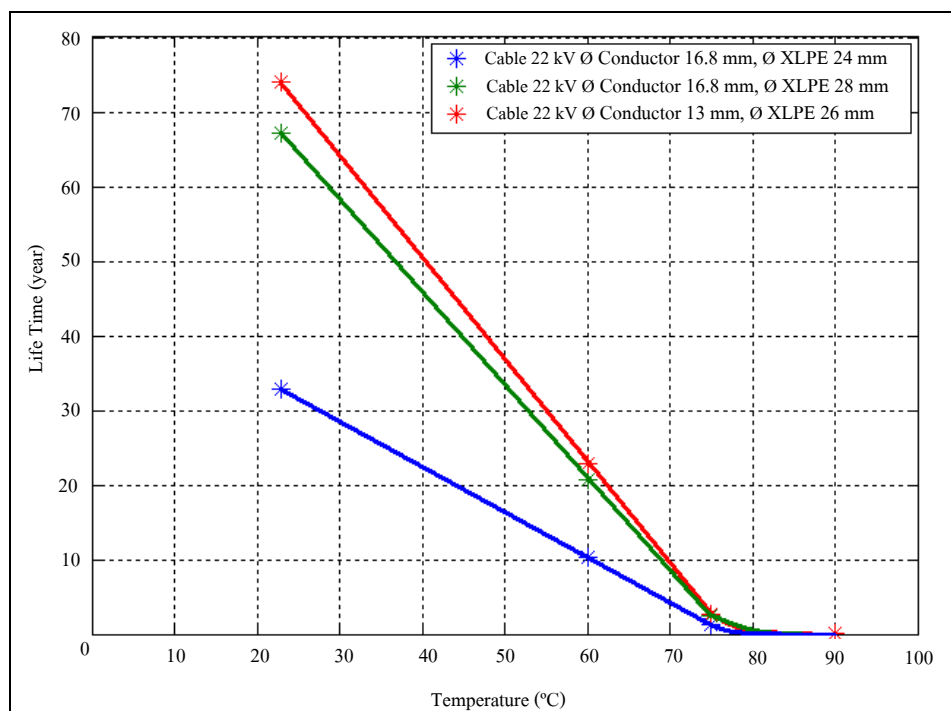
เนื่องจากสายเคเบิล 22 kV มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของตัวนำไฟฟ้าและฉนวน XLPE หลายขนาด เพื่อให้เหมาะสมกับโหลดที่ใช้ในระบบกำลังไฟฟ้า ดังนั้นผู้วิจัยจึงทำการคำนวณ

ค่าความเครียดสูงสุดในสายเคเบิล 22 kV ในขนาดต่าง ๆ และทำการประเมินค่าอายุการใช้งานด้วยแบบจำลองอายุของ Crine โดยใช้ค่าความเครียดที่สูงสุด และค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ในขนาดต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 5.17 และแสดงในรูปที่ 5.21

ตารางที่ 5.17 อายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ขนาดต่าง ๆ ด้วยแบบจำลองอายุของ Crine

สายเคเบิล 22 kV		ความเครียด สูงสุด (kV/mm)	อายุการ ใช้งานที่ 23°C (ปี)	อายุการ ใช้งานที่ 60°C (ปี)	อายุการ ใช้งานที่ 75°C (ปี)	อายุการ ใช้งานที่ 90°C (วัน)
φ ตัวนำ ไฟฟ้า (mm)	φ ฉนวน XLPE (mm)					
16.8	24	6	32.9	10.2	1.2	10.5
16.8	28	4.2	67.2	20.7	2.4	21.4
13	26	4	74.1	22.9	2.6	23.6

ดังนั้น การคำนวณหาอายุการใช้งานของสายเคเบิลไฟฟ้า 22 kV ที่มีความเครียดสูงสุดในสายเคเบิล 6 kV/mm ในสภาวะพหุความเครียด จะสามารถใช้แบบจำลองอายุของ Crine ได้เพียงแบบจำลองเดียวเท่านั้น เนื่องจากแบบจำลองอายุของ Montanari ไม่สามารถคำนวณหาอายุการใช้งานของสายเคเบิลที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าต่ำได้อย่างมีประสิทธิภาพ และแบบจำลองอายุของ Simoni ไม่สามารถคำนวณหาอายุการใช้งานของสายเคเบิลที่มีค่าความเครียดทางไฟฟ้าต่ำกว่า 11 kV/mm ได้



รูปที่ 5.21 อายุการใช้งาน โดยประมาณของสายเคเบิล 22 kV ในแต่ละขนาด ที่อุณหภูมิต่าง ๆ ตามแบบจำลองของ Crine

## 5.6 สรุป

เนื้อหาในบทที่ 5 ได้กล่าวถึงการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ และค่าอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองอายุต่าง ๆ ด้วยข้อมูลจากผลการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ทั้งในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว สภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียว และสภาวะพหุความเครียด โดยสามารถอธิบายข้อดีและข้อเสียในแต่ละแบบจำลองอายุได้ดังนี้

แบบจำลองอายุกำลังผกผัน คือแบบจำลองอายุฉนวนไฟฟ้าในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว และมีกฎกำลังผกผันเป็นพื้นฐาน จากการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองกำลังผกผันพบว่า ค่าอายุที่คำนวณได้ในช่วงความเครียดทางไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับการทดสอบจะมีความแม่นยำและใกล้เคียงมากกับผลข้อมูลการทดสอบ แต่ค่าอายุของฉนวนที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่ต่ำลงจากค่าที่ใช้ในการทดสอบจะเกิดความผิดพลาดเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าต่ำมาก ๆ ค่าอายุจะมีความผิดพลาดเพิ่มขึ้นมากยิ่งขึ้น ดังนั้นแบบจำลองกำลังผกผันจึงเหมาะสำหรับการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ในช่วงความเครียดทางไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับค่าในการทดสอบเท่านั้น

แบบจำลองอายุเลขชี้กำลัง คือแบบจำลองอายุฉนวนไฟฟ้าในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเช่นเดียวกับแบบจำลองกำลังผกผัน แต่ใช้พื้นฐานของเลขชี้กำลังแทน แบบจำลองนี้มีประสิทธิภาพในการคำนวณอายุฉนวน XLPE ช่วงค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับการทดสอบน้อยกว่าแบบจำลองกำลังผกผัน แต่มีความผิดเพี้ยนในการคำนวณค่าอายุฉนวน XLPE ในช่วงความเครียดทางไฟฟ้าต่ำน้อยกว่าแบบจำลองกำลังผกผัน อย่างไรก็ตามแบบจำลองนี้ยังคงคำนวณหาอายุของฉนวนในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าต่ำได้อย่างไม่มีประสิทธิภาพเช่นเดียวกัน

แบบจำลองอายุ Arrhenius คือแบบจำลองอายุฉนวนไฟฟ้าในสภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียว ใช้พื้นฐานเกี่ยวกับปฏิกิริยาทางกายภาพและทางเคมีของเนื้อฉนวน ค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้ค่อนข้างใกล้เคียงกับค่าผลการทดสอบ และมีความแม่นยำพอสมควร

แบบจำลองอายุของ Simoni คือแบบจำลองอายุฉนวนไฟฟ้าในสภาวะพหุความเครียด มีพื้นฐานมาจากความสัมพันธ์ของแบบจำลองกำลังผกผันและแบบจำลอง Arrhenius ใช้ในกรณีที่ต้องการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ด้วยข้อมูลการทดสอบที่มีค่าความเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าของฉนวน ในการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ในช่วงความเครียดทางไฟฟ้าที่ทำการทดสอบมีความใกล้เคียงมากกับข้อมูลที่ได้จากการทดสอบ แต่ยังคงคำนวณหาอายุของฉนวนในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าต่ำยังไม่มีประสิทธิภาพและขาดความน่าเชื่อถือ เนื่องจากใช้กฎกำลังไฟฟ้าเป็นพื้นฐาน การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ค่อนข้างยาก และสามารถค่าอายุของฉนวน XLPE ได้เฉพาะค่าความเครียดทางไฟฟ้ามีค่ามากกว่าค่าเริ่มต้นการเสื่อมอายุทางไฟฟ้าเท่านั้น

แบบจำลองอายุของ Montanari คือแบบจำลองอายุฉนวนไฟฟ้าในสภาวะพหุความเครียด มีลักษณะคล้ายกับแบบจำลองความคงทน แตกต่างกันตรงที่ใช้พื้นฐานจากความสัมพันธ์ของแบบจำลองกำลังผกผันและการกระจาย 2 พารามิเตอร์แบบ Weibull ใช้ในกรณีที่ต้องการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ด้วยข้อมูลการทดสอบที่มีค่าความคงทนของฉนวน มีการแสดงที่มาของสมการอย่างแน่ชัด มีการตรวจสอบความถูกต้องของค่าพารามิเตอร์ที่ทำการคำนวณได้ ในการคำนวณหาอายุของฉนวน XLPE ในช่วงความเครียดทางไฟฟ้าที่ทำการทดสอบมีความใกล้เคียงมากกับข้อมูลที่ได้จากการทดสอบ แต่ยังคงคำนวณหาอายุของฉนวนในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าต่ำยังไม่มีประสิทธิภาพและขาดความน่าเชื่อถือ เนื่องจากมีกฎกำลังผกผันเป็นพื้นฐานเช่นเดียวกันกับแบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองความคงทน

แบบจำลองอายุของ Crine คือแบบจำลองอายุฉนวนไฟฟ้าในสภาวะพหุความเครียดรูปแบบใหม่ โดยเปรียบเทียบกระบวนการเสื่อมอายุของฉนวนสายเคเบิลไฟฟ้าให้อยู่ในรูปของตัวแปรและทฤษฎีทางกายภาพ ไม่มีความคล้ายคลึงกับแบบจำลองอายุก่อนหน้านี้ มีการอธิบายที่มาของสมการแน่ชัด และหาพารามิเตอร์ได้ค่อนข้างง่าย กำหนดค่าความเครียดสนามไฟฟ้าวิกฤติ

ในแต่ละอุณหภูมิ เพื่อง่ายต่อการคำนวณอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าต่ำและสูง โดยค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการคำนวณที่ความเครียดไฟฟ้าสูงมีความใกล้เคียงกับผลข้อมูลที่ทำการศึกษาทดสอบ แบบจำลองความทนคง และแบบจำลองความน่าจะเป็น ค่าอายุของฉนวนที่ได้จากการคำนวณที่ความเครียดไฟฟ้าต่ำมีความผิดเพี้ยนค่อนข้างน้อย และมีประสิทธิภาพมากกว่าแบบจำลองก่อนหน้านี้ เนื่องจากไม่ใช้กฎกำลังไฟฟ้าเป็นพื้นฐาน ดังนั้นแบบจำลองนี้จึงเป็นแบบจำลองที่มีความแม่นยำและน่าเชื่อถือที่สุดในการคำนวณหาอายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV จากการคำนวณได้ผลลัพธ์คือ สายเคเบิล 22 kV ที่ใช้ในการทดสอบจะมีอายุการใช้งานในสภาวะอุณหภูมิ 23°C (ไม่มีความเครียดทางความร้อนเกี่ยวข้อง) อยู่ที่ 32.9 ปี มีอายุการใช้งานที่อุณหภูมิ 60°C (สภาวะการทำงานปกติของสายเคเบิลฉนวน XLPE) อยู่ที่ 10.2 ปี มีอายุการใช้งานที่อุณหภูมิ 75°C (อุณหภูมิที่ฉนวน PE สามารถทนได้สูงสุด) อยู่ที่ 1.2 ปี และมีอายุการใช้งานที่อุณหภูมิ 90°C (อุณหภูมิที่ฉนวน XLPE สามารถทนได้สูงสุด) อยู่ที่ 10.5 วัน

## บทที่ 6

### การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีและทางกายภาพของฉนวน XLPE

#### 6.1 กล่าวนำ

จากบทที่ 4 ผู้วิจัยได้ทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เพื่อนำข้อมูลไปคำนวณหาอายุการใช้งานของสายเคเบิล 22 kV ในบทนี้จะมุ่งเน้นไปที่การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีและทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ เพื่อพิสูจน์ความถูกต้องของข้อมูลที่ได้จากการทดสอบ และศึกษาถึงการเกิดออกซิเดชัน (Oxidation) และการเกิดคาร์บอนไนเซชัน (Carbonization) กับฉนวน XLPE หลังผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ โดยทำการเปรียบเทียบโครงสร้างทางเคมีและทางกายภาพระหว่างฉนวน XLPE ที่ถูกเร่งการเสื่อมอายุ และฉนวน XLPE ที่เสื่อมอายุด้วยการผ่านการใช้งานจริง การเกิดออกซิเดชัน การเกิดคาร์บอนไนเซชันและหลักการตรวจสอบสามารถอธิบายได้ดังนี้

#### 6.2 การเกิดออกซิเดชันและคาร์บอนไนเซชันจากการเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE

การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการเสื่อมอายุ ทั้งในกรณีที่เสื่อมอายุจากการใช้งานจริง หรือการเร่งการเสื่อมอายุ จะทำการตรวจสอบการเกิดออกซิเดชันและการเกิดคาร์บอนไนเซชันแก่ฉนวน XLPE อันเกิดจากการเผาไหม้และการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ซึ่งปริมาณการเกิดกระบวนการทั้งสองนี้สามารถบ่งชี้การเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ได้เป็นอย่างดี

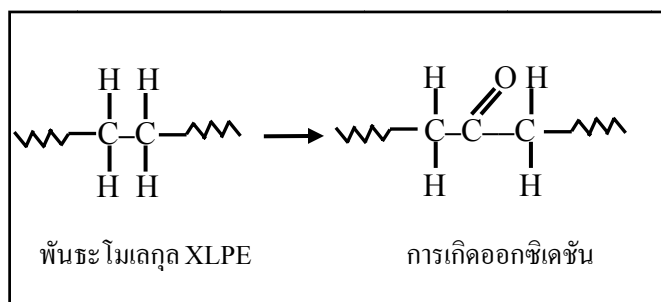
##### 6.2.1 การเกิดออกซิเดชันบนฉนวน XLPE

ออกซิเดชัน คือ ปฏิกิริยาทางเคมีที่ทำให้สารรับธาตุออกซิเจนมารวมตัวเข้าด้วยกัน หรือทำให้สารสูญเสียธาตุไฮโดรเจนไป และปฏิกิริยาทางเคมีที่ทำให้อะตอมของธาตุสูญเสียอิเล็กตรอนไป การเกิดออกซิเดชันบนฉนวน XLPE ที่ทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุเกิดจากแรงดันไฟฟ้าและอุณหภูมิความร้อนเป็นระยะเวลานานแก่ฉนวน XLPE ทำให้พันธะโมเลกุลของฉนวน XLPE เกิดการเปลี่ยนแปลงจากการจับพันธะระหว่างคาร์บอนและไฮโดรเจนเป็นคาร์บอนและออกซิเจน แสดงในรูปที่ 6.1 ซึ่งส่งผลให้ฉนวน XLPE มีประสิทธิภาพในความเป็นฉนวนลดลง

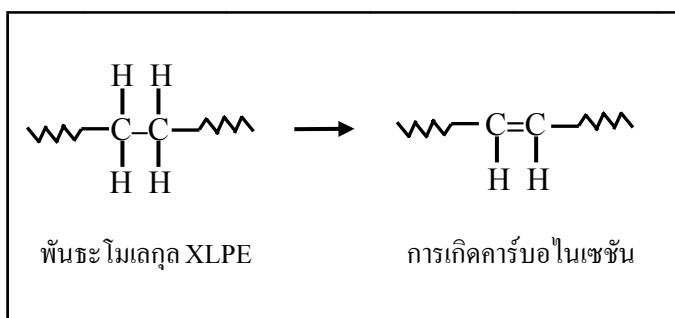
##### 6.2.2 การเกิดคาร์บอนไนเซชันบนฉนวน XLPE

คาร์บอนไนเซชัน คือ กระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพจากวัตถุต่าง ๆ ให้เป็นธาตุคาร์บอน (Carbon) การเกิดคาร์บอนไนเซชันบนฉนวน XLPE ที่ทำการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุเกิดจากการเผาไหม้ด้วยแรงดันไฟฟ้าและอุณหภูมิความร้อนเป็นระยะเวลานานเช่นเดียวกับการเกิดออกซิเดชัน

ซึ่งกระบวนการนี้จะทำให้พันธะโมเลกุลของไฮโดรเจนในฉนวน XLPE หลุดออกไปและเปลี่ยนสภาพเป็นพันธะคู่ระหว่างคาร์บอนและคาร์บอนแสดงในรูปที่ 6.2 ซึ่งส่งผลให้ฉนวน XLPE มีประสิทธิภาพในความเป็นฉนวนลดลงเช่นเดียวกัน



รูปที่ 6.1 พันธะโมเลกุลของ XLPE ในการเกิดออกซิเดชัน



รูปที่ 6.2 พันธะโมเลกุลของ XLPE ในการเกิดคาร์บอนในเซชัน

### 6.3 การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE

การเปรียบเทียบโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่เสื่อมอายุโดยการเร่งเสื่อมอายุและเสื่อมอายุจากการใช้งานจริง จะใช้เครื่องมือวิเคราะห์แบบฟูเรียร์ทรานส์ฟอร์มอินฟราเรดสเปกโตรสโกปี (Fourier transform infrared spectroscopy : FTIR) แสดงในรูปที่ 6.3 การหลักทำงานและวิธีการใช้งานของเครื่อง FTIR อธิบายดังนี้





รูปที่ 6.3 เครื่องวิเคราะห์ Spectrometer (<http://www.kore.co.uk/ftir.htm>)

### 6.3.1 เครื่องมือวิเคราะห์แบบฟูเรียร์ทรานส์ฟอร์มอินฟราเรดสเปกโตรสโกปี

เครื่องมือวิเคราะห์แบบฟูเรียร์ทรานส์ฟอร์มอินฟราเรดสเปกโตรสโกปีหรือเครื่อง FTIR เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์วัสดุที่เป็นสารอินทรีย์และอนินทรีย์ เทคนิคนี้เป็นวิธีการทางสเปกโตรสโกปีชนิดหนึ่งที่ศึกษาการดูดกลืนแสงของสสารในย่านความถี่ของแสง โดยการวิเคราะห์โครงสร้างสารจะอาศัยการดูดกลืนที่แตกต่างกันของแต่ละโมเลกุล ซึ่งโมเลกุลแต่ละชนิดจะมีการดูดกลืนช่วงคลื่นอินฟราเรดที่แตกต่างกัน โดยแสดงในตารางที่ 6.1 การวิเคราะห์วัสดุด้วยแสงอินฟราเรดแบ่งออกเป็น 3 ช่วงคลื่นคือ การส่องแบบใช้แสงอินฟราเรดระดับสูง จะใช้ช่วงคลื่นที่  $14000\text{--}4000\text{ cm}^{-1}$  เพื่อใช้หาการเปลี่ยนแปลงของ Harmonic และ Overtone เช่น การส่องแบบใช้แสงอินฟราเรดระดับกลาง จะใช้ช่วงคลื่นที่  $4000\text{--}400\text{ cm}^{-1}$  เพื่อใช้หาโครงสร้างของวัสดุต่าง ๆ และการส่องแบบใช้แสงอินฟราเรดระดับต่ำ จะใช้ช่วงคลื่นที่  $400\text{--}10\text{ cm}^{-1}$  เพื่อใช้หาขอบเขตและพื้นที่ของคลื่นไมโครเวฟ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงคลื่น  $1500\text{--}400\text{ cm}^{-1}$  เป็นช่วง The fingerprint region ซึ่งจะมีลักษณะของสเปกตรัมที่เฉพาะเจาะจงของสารแต่ละตัวแต่เนื่องจากจะมีพีคเกิดค่อนข้างเยอะ ดังนั้นการวิเคราะห์สเปกตรัมในช่วงนี้จึงค่อนข้างยาก วิธีการนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับอุตสาหกรรมที่เกี่ยวกับด้านวัสดุศาสตร์ เช่น พอลิเมอร์ช่วยในการจำแนกชนิดของพอลิเมอร์ และในด้านอุตสาหกรรมปิโตรเคมี เนื่องจากเทคนิคนี้มีค่าใช้จ่ายค่อนข้างไม่แพงและรวมไปถึงชนิดของตัวอย่าง สามารถวิเคราะห์วัสดุได้เกือบทุกชนิด

การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งเสื่อมอายุจะใช้เครื่อง FTIR ทำการวิเคราะห์โครงสร้างโมเลกุลของสารตัวอย่างด้วยพลังงานช่วงแสงอินฟราเรดขนาดกลาง โดยมีช่วงคลื่นตัวเลข ตั้งแต่  $3600\text{--}1000\text{ cm}^{-1}$  โดยใช้วิธีส่องผ่านทะลุตัวสารเนื่องจาก

สารตัวอย่างที่ใช้ในการวิเคราะห์คือชิ้นงานฉนวน XLPE ที่มีความหนา 60  $\mu\text{m}$  ซึ่งสามารถให้แสงอินฟราเรดทะลุผ่านตัวชิ้นงานได้จากค่าตารางที่ 6.1 ได้แสดงในช่วงคลื่นตัวเลข  $1600\text{--}1650\text{ cm}^{-1}$  และ  $1750\text{--}1780\text{ cm}^{-1}$  โดยช่วงคลื่นที่  $1600\text{--}1650\text{ cm}^{-1}$  จะแสดงการเกิดการเผาไหม้ของเนื้อฉนวน หากฉนวน XLPE ที่ทำการเร่งเสื่อมอายุเกิดการเสื่อมอายุจากการเผาไหม้ จะปรากฏพันธะ C=C ขึ้นที่โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE และช่วงคลื่น  $1750\text{--}1780\text{ cm}^{-1}$  จะแสดงการเกิดออกซิเดชันในเนื้อฉนวน

ในกรณีที่เนื้อฉนวนเกิดออกซิเดชันขึ้นจะปรากฏพันธะ C=O ขึ้น หากมีพันธะ C=C และ C=O ปรากฏมากแสดงว่าเนื้อฉนวน XLPE จะมีการเสื่อมอายุมากตามไปด้วยงานวิจัยนี้ได้ทำการเปรียบเทียบการวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของเนื้อฉนวน XLPE ระหว่างฉนวน XLPE ที่ผ่านการเร่งเสื่อมอายุด้วยชุดทดสอบที่สร้างขึ้น และฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริง

ตารางที่ 6.1 ความถี่ของการดูดกลืนแสงอินฟราเรดของหมู่ฟังก์ชันบางชนิด

Type of vibration		ช่วงคลื่น ( $\text{cm}^{-1}$ )	Intensity
Alkanes	$\text{CH}_3$ , $\text{CH}_2$ & $\text{CH}$ 2 or 3 Bands	2850–3000	str
Alkenes	$=\text{C-H}$ & $=\text{CH}_2$ (usually sharp)	3020–3100	med
	$\text{C}=\text{C}$ (symmetry reduces intensity)	1630–1680	var
	$\text{C}=\text{C}$ asymmetric stretch	1900–2000	str
Alkynes	$\text{C-H}$ (usually sharp)	3300	str
	$\text{C}\equiv\text{C}$ (symmetry reduces intensity)	2100–2250	var
Arenes	$\text{C-H}$ (may be several bands)	3030	var
	$\text{C}=\text{C}$ (in ring) (2 bands) (3 if conjugated)	1600 and 1500	med-wk
Alcohols and Phenols	$\text{O-H}$ (free), usually sharp	3580–3650	var
	$\text{O-H}$ (H-bonded), usually broad	3200–3550	str
	$\text{C-O}$	970–1250	str
Amines	$\text{N-H}$ (2 bands)	3400–3500	wk
	$\text{N-H}$	3300–3400	wk
	$\text{C-N}$	1000–1250	med

ตารางที่ 6.1 ความถี่ของการดูดกลืนแสงอินฟราเรดของหมู่ฟังก์ชันบางชนิด (ต่อ)

Type of vibration		ช่วงคลื่น (cm <sup>-1</sup> )	Intensity
Aldehydes and Ketones	C-H (aldehyde C-H)	2690–2840	med
	C=O (saturated aldehyde)	1720–1740	str
	C=O (saturated ketone)	1710–1720	str
	aryl ketone	1690	str
	α, β -unsaturation	1875	str
	cyclopentanone	1745	str
	cyclobutanone	1780	str
Carboxylic Acids and Derivatives	O-H (very broad)	2500–3300 (acids) overlap C-H	str
	C=O (H-bonded)	1705–1720 (acids)	str
	O-C (sometimes 2-peaks)	1210–1320 (acids)	med-str
	C=O	1785–1815 (acyl halides)	str
	C=O (2-bands)	1750 and 1820 (anhydrides)	str
	O-C	1040–1110	str
	C=O	1735–1750	str
	O-C (2-bands)	1000–1300	str
	C=O (amide I band)	1630–1695 (amides)	str
Nitriles Isocyanates, Isothiocyanates, Diimides, Azides and Ketenes	C≡N (sharp)	2240–2280	med
	-N=C=O, -N=C=S	2100–2270	med
	-N=C=N-, -N <sub>3</sub> , C=C=O		

หมายเหตุ : str : strength

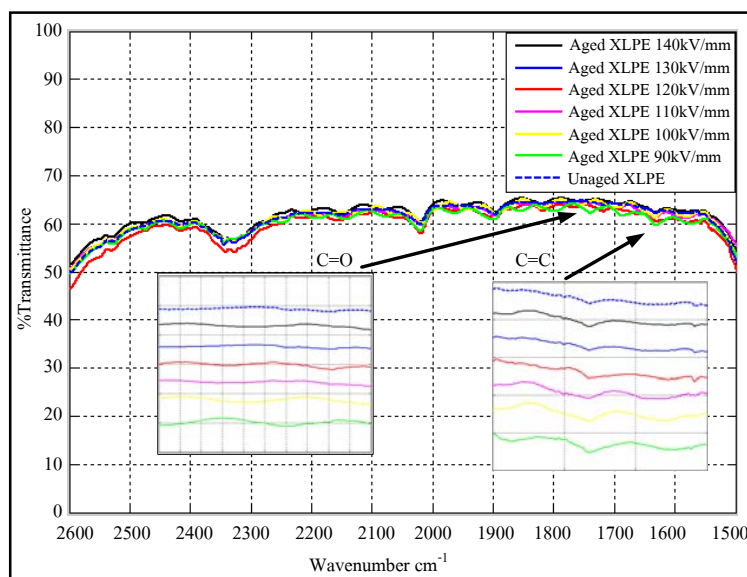
med : medium

wk : weak

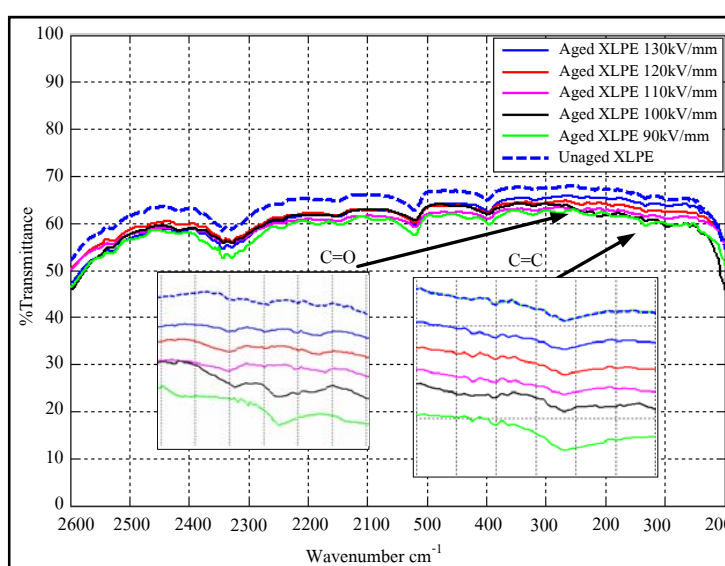
var : variance

### 6.3.2 การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการเร่งเสื่อมอายุ

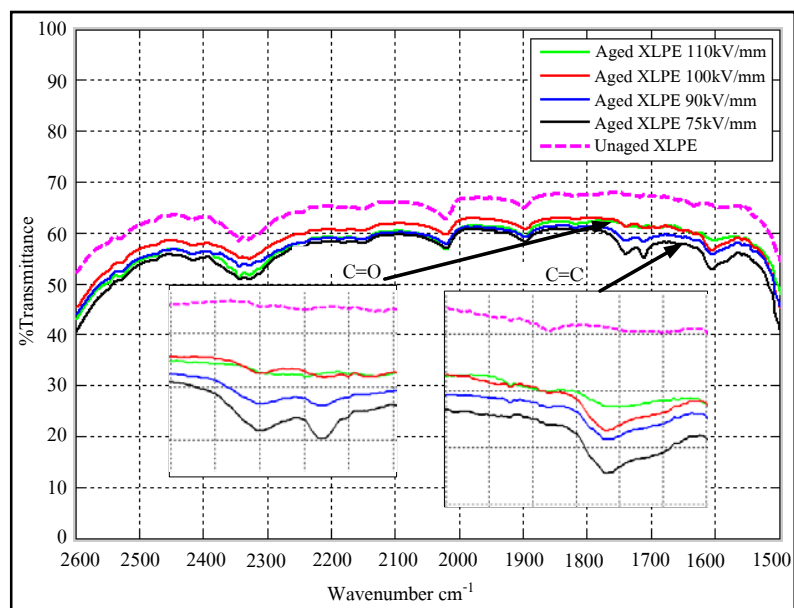
การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE จากสายเคเบิล 22 kV ที่เสื่อมอายุจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C 60°C 75°C และ 90°C ด้วยเครื่อง FTIR แสดงในรูปที่ 6.4 รูปที่ 6.5 รูปที่ 6.6 และรูปที่ 6.7 ตามลำดับ



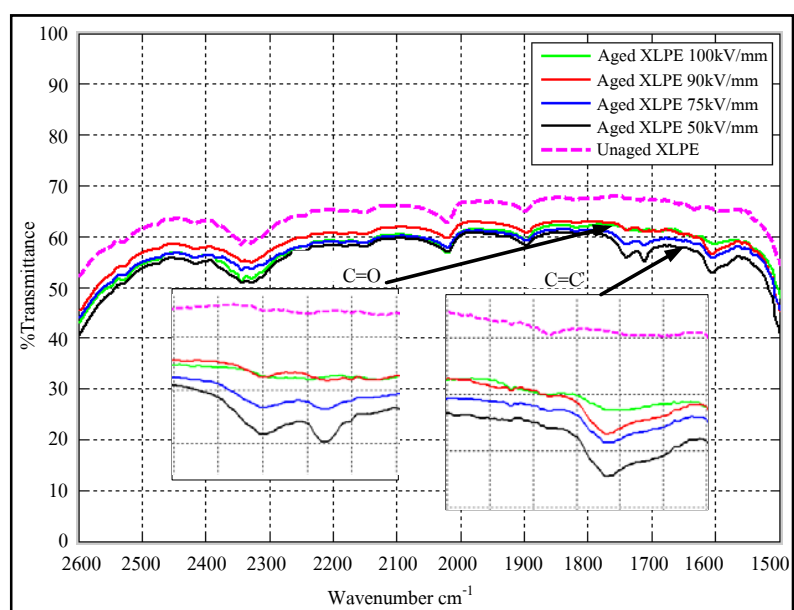
รูปที่ 6.4 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C



รูปที่ 6.5 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 60°C



รูปที่ 6.6 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบแรงการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 75°C

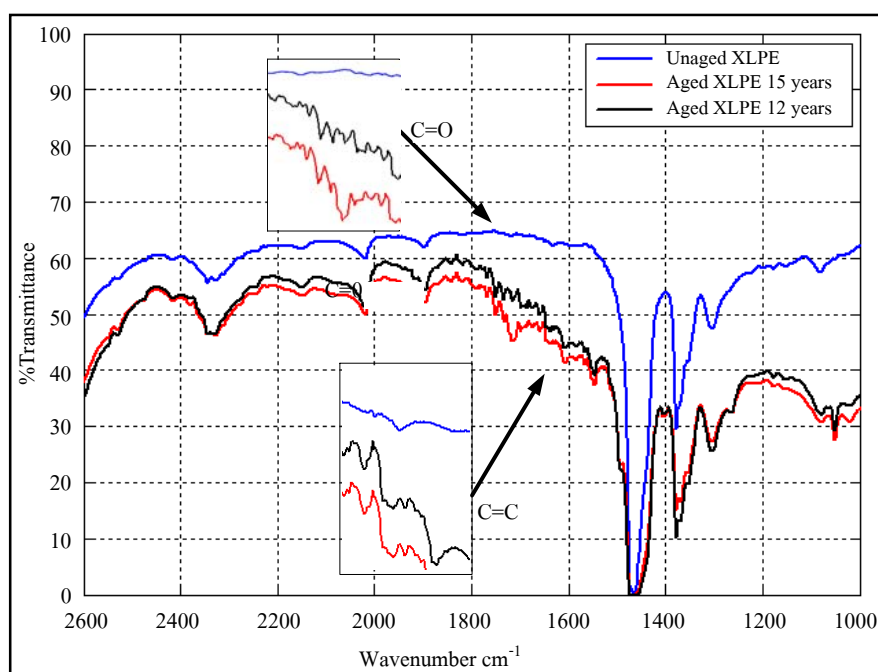


รูปที่ 6.7 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบแรงการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 90°C

จากรูปการวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการเร่งเสื่อมอายุจากการทดสอบด้วยเครื่อง FTIR เห็นได้ชัดว่าพันธะ C=C และ C=O อันเกิดจากการเผาไหม้และการเกิดออกซิเดชันของเนื้อฉนวน มีขนาดเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิที่ใช้ในการทดสอบ และขนาดความเครียดสนามไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ ซึ่งตรงกับความเป็นจริง

### 6.3.3 การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริง

การวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของเนื้อฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริง จะทำการวิเคราะห์เนื้อฉนวน XLPE จากสายเคเบิล 22 kV ที่ยังไม่ผ่านการใช้งาน เปรียบเทียบกับฉนวน XLPE จากสายเคเบิล 22 kV ที่ผ่านการใช้งานจริงมาแล้ว 12 และ 15 ปี เพื่อเปรียบเทียบปริมาณการเกิดพันธะ C=C และพันธะ C=O จากเนื้อฉนวน XLPE ที่ไม่ผ่านการใช้งาน และเนื้อฉนวน XLPE ที่ผ่านการเร่งเสื่อมอายุจากชุดทดสอบแสดงในรูปที่ 6.8



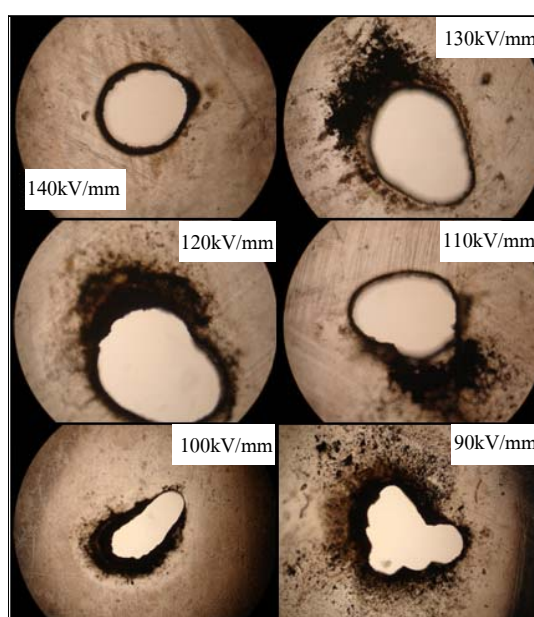
รูปที่ 6.8 FTIR spectrum ของฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานเป็นเวลา 12 และ 15 ปี

จากรูปที่ 6.8 สังเกตได้ว่าที่ฉนวน XLPE ที่ยังไม่ผ่านการใช้งานจะไม่ปรากฏพันธะ C=C และ พันธะ C=O ให้เห็น เนื่องจากไม่มีการเผาไหม้และการเกิดออกซิเดชันในเนื้อฉนวน แต่ฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริงมา 12 และ 15 ปี จะสังเกตเห็นว่าเกิดพันธะ C=C และ C=O อย่างเห็นได้ชัด ซึ่งฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งาน 15 ปี จะปรากฏพันธะทั้งสองได้ชัดเจนกว่าฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานมา 12 ปี

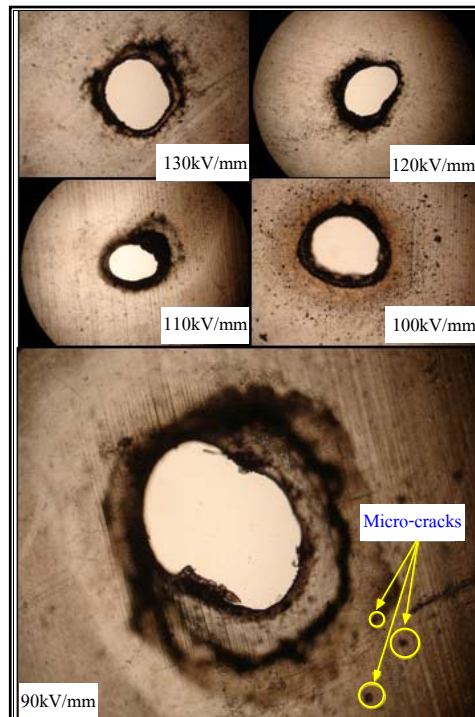
เมื่อทำการเปรียบเทียบโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ และฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริงมาเป็นเวลานานแล้ว พบว่ามีการเกิดพันธะ C=C และ C=O เช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบเพื่อจำลองการเร่งเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เป็นการแสดงจำลองสถานการณ์ที่ทำให้เกิดการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เทียบเคียงกับกระบวนการเสื่อมอายุที่เกิดขึ้นภายใต้สภาวะการทำงานจริงของฉนวน XLPE และจากผลข้อมูลที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE มีความน่าเชื่อถือเพียงพอเนื่องจากแสดงให้เห็นถึงพันธะ C=C และ C=O ที่ปรากฏในโครงสร้างของฉนวน XLPE อันเป็นสาเหตุในการเสื่อมอายุการอันเนื่องมาจากอุณหภูมิและความเครียดทางไฟฟ้าที่มีให้แก่ฉนวน XLPE

#### 6.4 การตรวจสอบโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE

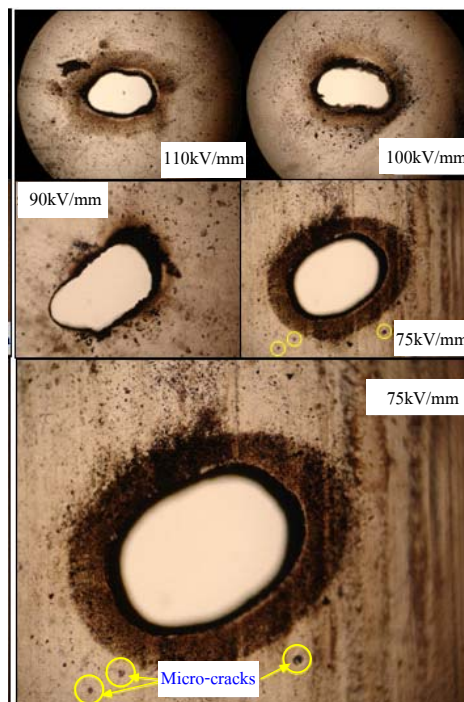
การตรวจสอบโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE เป็นการพิสูจน์และยืนยันถึงการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่เกิดการเสื่อมอายุ การตรวจสอบโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE หลังการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ จะใช้กล้องจุลทรรศน์ OLYMPUS รุ่น SZ61 การตรวจสอบโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE จากสายเคเบิล 22 kV ที่เสื่อมอายุจากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุที่อุณหภูมิ 23°C 60°C 75°C และ 90°C ด้วยกล้องจุลทรรศน์ แสดงในรูปแบบที่ 6.9 รูปที่ 6.10 รูปที่ 6.11 และรูปที่ 6.12 ตามลำดับ



รูปที่ 6.9 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 23°C หลังการทดสอบ

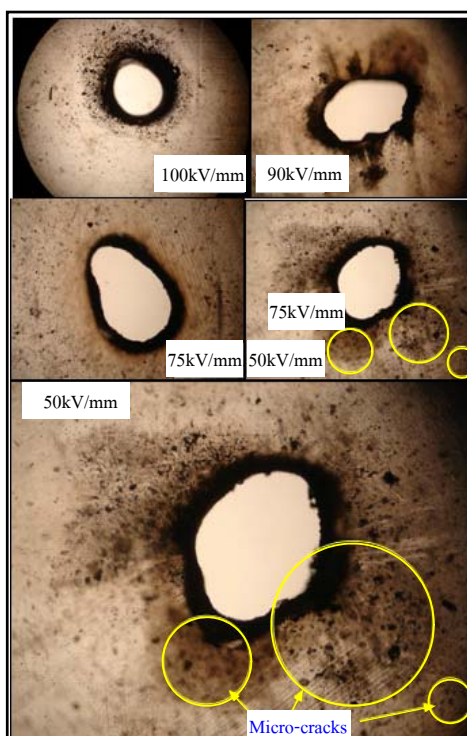


รูปที่ 6.10 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 60°C หลังการทดสอบ



รูปที่ 6.11 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 75°C หลังการทดสอบ





รูปที่ 6.12 โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่อุณหภูมิ 90°C หลังการทดสอบ

จากรูปที่ 6.7 ถึงรูปที่ 6.10 จะสังเกตได้ว่าโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE มีลักษณะเป็นรูทะลุและมีรอยไหม้โดยรอบ จากรูปที่ 6.7 โครงสร้างทางกายภาพที่การทดสอบฉนวนที่อุณหภูมิ 23°C พบว่าที่ความเครียดทางไฟฟ้าต่าง ๆ ฉนวน XLPE เกิดรอยไหม้ตามปกติ พื้นผิวฉนวนโดยรอบไม่มีการเปลี่ยนแปลง จากรูปที่ 6.8 รูปที่ 6.9 และรูปที่ 6.10 โครงสร้างทางกายภาพที่การทดสอบฉนวนที่อุณหภูมิ 60°C 75°C และ 90°C พบว่าที่ความเครียดทางไฟฟ้าจะเกิดรอยไหม้ตามปกติเช่นเดียวกัน แต่ที่ความเครียดทางไฟฟ้าต่ำ จะพบว่าโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ได้ปรากฏหลุมขนาดจุลภาค (Micro-cracks) ขึ้นบริเวณรอบ ๆ รอยไหม้ ซึ่งที่อุณหภูมิ 90°C จะปรากฏให้เห็นชัดมากที่สุด ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าการปรากฏของหลุมขนาดจุลภาคในโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE คือจุดเริ่มของการเกิดการเสื่อมอายุในฉนวนและจะหมดคุณสมบัติความเป็นฉนวนไปจนกระทั่งถูกทำลายลงในที่สุด

## 6.5 สรุป

เนื้อหาในบทที่ 6 ได้กล่าวถึงกระบวนการวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมี และโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE เพื่อพิสูจน์และยืนยันความถูกต้องของข้อมูลที่ได้จากการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุฉนวน XLPE ซึ่งสามารถอธิบายโครงสร้างทางเคมี และโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ได้ดังนี้

โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE จะทำการวิเคราะห์ด้วยเครื่อง FTIR โดยให้ผลวิเคราะห์ออกมาเป็นรูปแบบกราฟ ผลการวิเคราะห์โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการเร่งเสื่อมอายุ สามารถสรุปได้ว่าที่ค่าอุณหภูมิที่สูงและค่าความเครียดทางไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่ฉนวน XLPE เป็นเวลานาน จะเป็นสาเหตุให้ฉนวน XLPE เกิดการเสื่อมอายุจากการเผาไหม้และการเกิดออกซิเดชัน ซึ่งการเกิดการเผาไหม้แก่ฉนวน XLPE จะทำให้โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE เกิดพันธะ C=C ขึ้น หากฉนวน XLPE ได้รับความเครียดทางไฟฟ้า และอุณหภูมิที่มีค่าสูง พันธะ C=C จะเกิดขึ้นมากตามไปด้วย การเกิดออกซิเดชันจะทำให้โครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE เกิดพันธะ C=O ขึ้น ซึ่งพันธะ C=O ขึ้นอยู่กับความเครียดทางไฟฟ้าและอุณหภูมิที่ให้แก่ฉนวน XLPE เช่นกันนอกจากนี้ผู้วิจัยยังได้ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบโครงสร้างทางเคมีของฉนวน XLPE ที่ผ่านการใช้งานจริงและฉนวน XLPE ที่ไม่ผ่านการใช้งาน มาวิเคราะห์เพื่อทำการพิสูจน์ว่าพันธะ C=C และ C=O จะเกิดขึ้นเฉพาะฉนวน XLPE ที่เกิดการเสื่อมอายุเท่านั้นและฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุจากชุดทดสอบที่สร้างขึ้นก็ปรากฏพันธะ C=C และ C=O เช่นเดียวกัน

โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ทำการวิเคราะห์ผลด้วยกล้องจุลทรรศน์ ใช้ทำการตรวจสอบพื้นผิวทางกายภาพของเนื้อฉนวน XLPE ซึ่งสรุปได้ว่า ฉนวน XLPE ที่ได้รับความเครียดทางไฟฟ้า และค่าอุณหภูมิที่สูงเป็นเวลานาน จะปรากฏหลุมขนาดจุลภาคขึ้นที่โครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ซึ่งหลุมเหล่านี้จะเป็นจุดเริ่มต้นของการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE เป็นสาเหตุให้โครงสร้างทางกายภาพของฉนวนถูกทำลายลง และทำให้หมดคุณสมบัติในการเป็นฉนวนได้

## บทที่ 7

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 สรุป

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้เกี่ยวข้องกับการศึกษาแบบจำลองอายุ และการหาพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุของฉนวน XLPE สำหรับสายเคเบิลแรงสูงด้วยการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ เพื่อทำการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลแรงสูงในสภาวะอุณหภูมิต่าง ๆ โดยแบบจำลองอายุที่ใช้ในการประเมินอายุมีความน่าเชื่อถือพอสมควร และประเมินอายุการทำงานของสายเคเบิลได้ค่อนข้างใกล้เคียงกับอายุการใช้งานของสายเคเบิลที่ใช้งานได้จริง เพื่อที่จะสามารถใช้งานสายเคเบิลได้อย่างคุ้มค่า และไม่เสี่ยงต่อความสูญเสียที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง จากการเสื่อมอายุของสายเคเบิลแรงสูง การดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์ดังกล่าวนี้ ได้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ โดยสามารถสรุปผลการดำเนินงานวิจัยและพัฒนาทางวิศวกรรมเป็นข้อสรุปได้ ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 ได้นำเสนอความสำคัญและที่มาของปัญหา โดยกล่าวถึงความสำคัญของการเสื่อมอายุในสายเคเบิลในระบบกำลังไฟฟ้า เนื่องจากไม่สามารถมองเห็นการเสื่อมอายุของสายเคเบิลได้ด้วยตาเปล่า จึงจำเป็นต้องมีการจำลองการทำงานของสายเคเบิล และทำการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลด้วยแบบจำลองอายุ เพื่อป้องกันการเกิดการเสื่อมอายุของฉนวนในสายเคเบิล ดังนั้นจึงมีนักวิจัยหลายท่านได้ทำการศึกษาและคิดค้นแบบจำลองอายุขึ้นมาหลายแบบ โดยแบบจำลองอายุต่าง ๆ ได้นำเสนอไว้ในบทที่ 2

บทที่ 3 เป็นการนำเสนอทฤษฎีและสมมติฐานที่เกี่ยวข้องกับสายเคเบิลไฟฟ้า และฉนวน XLPE โดยกล่าวถึงวิวัฒนาการของสายเคเบิลตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน โครงสร้างส่วนสำคัญต่าง ๆ ของสายเคเบิล ขั้นตอนในการผลิตสายเคเบิลด้วยวิธีต่าง ๆ และอธิบายข้อดีและข้อเสียของฉนวนต่าง ๆ ที่ใช้ในสายเคเบิล รวมไปถึงการเสื่อมอายุของสายเคเบิลในกรณีต่าง ๆ เพื่อให้เข้าใจถึงโครงสร้างของสายเคเบิลอย่างละเอียด และการใช้งานอย่างถูกวิธี เพื่อไม่ให้เกิดการเสื่อมอายุโดยเร็ว นอกจากนี้ยังนำเสนอแบบจำลองอายุในรูปแบบต่าง ๆ ทั้งในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าอย่างเดียว ในสภาวะความเครียดทางร้อนอย่างเดียว และในสภาวะพหุความเครียด อย่างละเอียด เพื่อทำการศึกษาและเปรียบเทียบความถูกต้อง และประสิทธิภาพในการประเมินอายุของแบบจำลองต่าง ๆ โดยสามารถสรุปได้ว่าแบบจำลองอายุของ Crine มีประสิทธิภาพมากที่สุดในการประเมินอายุของสายเคเบิลแรงสูงสำหรับระบบ 22 kV เนื่องจากเป็นแบบจำลองอายุที่สามารถประเมินค่าอายุได้ในสภาวะพหุความเครียด มีค่าพารามิเตอร์ที่หาได้ง่าย และสามารถทำการประเมินค่าอายุได้

บทที่ 4 เป็นการนำเสนอการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE โดยอธิบายถึงองค์ประกอบต่าง ๆ ของชุดทดสอบ ที่ทำการจำลองสภาวะพหุความเครียด คือความเครียดทางไฟฟ้า และความเครียดทางความร้อนให้แก่ฉนวน XLPE ที่ถูกตัดออกเป็นแผ่นบางเพื่อทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ ในการทดสอบสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวจะใช้ความเครียดทางไฟฟ้าในช่วง 50–140 kV/mm ส่วนการทดสอบสภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียวจะใช้อุณหภูมิที่ 90–140°C และในการทดสอบสภาวะพหุความเครียดชุดทดสอบจะใช้อุณหภูมิในการทดสอบที่ 23°C 60°C 75°C และ 90°C ตามลำดับ และความเครียดทางไฟฟ้าอยู่ในช่วง 50–140 kV/mm เพื่อทำการหาค่าอายุของฉนวน XLPE ในช่วงที่กำหนด โดยในการทดสอบแต่ละครั้งสภาพอากาศต้องมีความชื้นไม่เกินกำหนด และไม่มีฝนตก เพื่อการป้องกันความผิดพลาดในการเบรคความชื้นของฉนวน XLPE จากนั้นจึงนำค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการเร่งการเสื่อมอายุจากชุดทดสอบไปทำการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุต่าง ๆ เพื่อนำไปประเมินหาค่าอายุการใช้งานของฉนวน XLPE ในบทที่ 5

บทที่ 5 เป็นการนำเสนอการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ และอายุการใช้งานของฉนวนด้วยแบบจำลองอายุต่าง ๆ ค่าพารามิเตอร์จากทุกแบบจำลองสามารถหาได้จากข้อมูลที่ได้จากการทดสอบในบทที่ 4 จากนั้นจึงนำค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ได้ไปทำการประเมินหาค่าอายุของฉนวนในงานวิจัยนี้ได้ทำการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ด้วยแบบจำลองอายุทั้งสิ้น 6 แบบจำลองประกอบด้วยไป แบบจำลองกำลังผกผัน แบบจำลองเลขชี้กำลัง แบบจำลองอายุของ Simoni แบบจำลองอายุของ Montanari และแบบจำลองอายุของ Crine โดยพารามิเตอร์ของแบบจำลองอายุทั้ง 6 แบบแสดงได้ดังนี้

1) แบบจำลองกำลังผกผัน มีพารามิเตอร์ 2 ค่าคือ  $k$  และ  $n$  โดยค่า  $k$  คือ  $6.94 \times 10^{113}$  และค่า  $n$  คือ 22.07

2) แบบจำลองเลขชี้กำลัง มีพารามิเตอร์ 2 ค่าเช่นเดียวกับแบบจำลองกำลังผกผัน คือ  $k$  และ  $n$  โดยค่า  $k$  คือ  $2.03 \times 10^{-4}$  และค่า  $n$  คือ  $2.20 \times 10^{12}$

3) แบบจำลองของ Arrhenius มีพารามิเตอร์ 2 ค่าคือ  $A$  และ  $B$  โดยค่า  $A$  คือ -22.91 และค่า  $B$  คือ 9934.40

4) แบบจำลองของ Simoni มีพารามิเตอร์ 4 ค่าคือ  $B$   $E_0$   $L_0$  และ  $N$  ซึ่งค่าพารามิเตอร์  $L_0$  และ  $N$  จะมีค่าแตกต่างกันไปตามอุณหภูมิที่ทำการประเมินอายุ โดยที่อุณหภูมิ 23°C ค่า  $B$  คือ 9934.40 ค่า  $E_0$  คือ  $11 \times 10^3$  kV/mm ค่า  $L_0$  คือ  $4.28 \times 10^{24}$  s และค่า  $N$  คือ 22.07 ที่อุณหภูมิ 60°C ค่า  $B$  คือ 9934.40 ค่า  $E_0$  คือ  $11 \times 10^3$  kV/mm ค่า  $L_0$  คือ  $7.16 \times 10^{24}$  s และค่า  $N$  คือ 21.35 ที่อุณหภูมิ 75°C ค่า  $B$  คือ 9934.40 ค่า  $E_0$  คือ  $11 \times 10^3$  kV/mm ค่า  $L_0$  คือ  $7.54 \times 10^{20}$  s

และค่า  $N$  คือ 18.34 และที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  ค่า  $B$  คือ 9934.40 ค่า  $E_0$  คือ  $11 \times 10^3$  kV/mm ค่า  $L_0$  คือ  $3.63 \times 10^{12}$  s และค่า  $N$  คือ 9.63

แบบจำลองของ Montanari มีพารามิเตอร์ 4 ค่าเช่นเดียวกับแบบจำลองอายุของ Simoni คือ  $\beta$ ,  $E_s$ ,  $t_s$  และ  $n_c$  ซึ่งค่าพารามิเตอร์ทุกค่าจะมีค่าแตกต่างกันไปตามอุณหภูมิที่ทำการประเมินอายุ โดยที่อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\beta$  คือ 0.38 ค่า  $E_s$  คือ 131.78 kV/mm ค่า  $t_s$  คือ 6.69 s และค่า  $n_c$  คือ 22.07 ที่อุณหภูมิ  $60^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\beta$  คือ 0.48 ค่า  $E_s$  คือ 121.28 kV/mm ค่า  $t_s$  คือ 9.64 s และค่า  $n_c$  คือ 21.35 ที่อุณหภูมิ  $75^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\beta$  คือ 0.40 ค่า  $E_s$  คือ 100.6 kV/mm ค่า  $t_s$  คือ 11.90 s และค่า  $n_c$  คือ 18.3 และที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\beta$  คือ 0.50 ค่า  $E_s$  คือ 90.3 kV/mm ค่า  $t_s$  คือ 11.66 s และค่า  $n_c$  คือ 9.63

แบบจำลองของ Crine มีพารามิเตอร์ 4 ค่าเช่นเดียวกับแบบจำลองอายุของ Simoni และ Montanari คือ  $\Delta G$ ,  $\Delta V$ ,  $E_h$  และ  $F_c$  ซึ่งค่าพารามิเตอร์ทุกค่าจะมีค่าแตกต่างกันไปตามอุณหภูมิที่ทำการประเมินอายุ โดยที่อุณหภูมิ  $23^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.10 \times 10^{-19}$  J ค่า  $\Delta V$  คือ  $3.38 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ค่า  $E_h$  คือ  $2.04 \times 10^{-21}$  J และค่า  $F_c$  คือ 23.26 kV/mm ที่อุณหภูมิ  $60^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.32 \times 10^{-19}$  J ค่า  $\Delta V$  คือ  $4.0 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ค่า  $E_h$  คือ  $2.55 \times 10^{-21}$  J และค่า  $F_c$  คือ 24.0 kV/mm ที่อุณหภูมิ  $75^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.33 \times 10^{-19}$  J ค่า  $\Delta V$  คือ  $5.09 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ค่า  $E_h$  คือ  $2.76 \times 10^{-21}$  J และค่า  $F_c$  คือ 22.13 kV/mm ที่อุณหภูมิ  $90^{\circ}\text{C}$  ค่า  $\Delta G$  คือ  $2.24 \times 10^{-19}$  J ค่า  $\Delta V$  คือ  $4.55 \times 10^{-25}$  m<sup>3</sup> ค่า  $E_h$  คือ  $2.97 \times 10^{-21}$  J และค่า  $F_c$  คือ 24.28 kV/mm

ซึ่งค่าอายุของฉนวน XLPE ที่ได้จากการประเมินด้วยแบบจำลองอายุต่าง ๆ สามารถสรุปได้ว่า แบบจำลองกำลังผกผัน และแบบจำลองเลขชี้กำลัง ซึ่งเป็นแบบจำลองอายุในสภาวะความเครียดทางไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว และแบบจำลองของ Arrhenius ซึ่งเป็นแบบจำลองอายุในสภาวะความเครียดทางความร้อนเพียงอย่างเดียว สามารถทำการประเมินหาค่าอายุของฉนวน XLPE ได้อย่างแม่นยำในช่วงที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกับค่าจากการทดสอบเท่านั้น แต่ไม่มีความแม่นยำในช่วงที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าห่างออกไปจากการทดสอบ ในกรณีของแบบจำลองอายุของ Montanari และ แบบจำลองอายุของ Simoni ซึ่งเป็นแบบจำลองอายุในสภาวะพหุความเครียดก็ทำการประเมินหาค่าอายุของฉนวน XLPE ได้อย่างแม่นยำในช่วงที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกับค่าจากการทดสอบ แต่ไม่มีความแม่นยำในช่วงที่ค่าความเครียดทางไฟฟ้าห่างออกไปจากการทดสอบเช่นเดียวกัน แต่แบบจำลองอายุของ Crine สามารถทำการประเมินค่าอายุของฉนวน XLPE ได้ทุกช่วงความเครียดทางไฟฟ้า เนื่องจากมีสมการ 2 แบบเพื่อใช้ในการหาค่าอายุของฉนวนที่ความเครียดทางไฟฟ้าต่ำและสูง ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าแบบจำลองอายุของ Crine เป็นแบบจำลองอายุที่มีความน่าเชื่อถือและมีประสิทธิภาพที่สุดในการประเมินหาค่าอายุของฉนวน XLPE จากค่าอายุที่ได้จากแบบจำลองอายุของ Crine จากการคำนวณค่าอายุการใช้งานของ

สายเคเบิลด้วยการหาค่าความเครียดทางไฟฟ้าสูงสุดด้วยแบบจำลองอายุของ Crine ได้ผลลัพธ์คือ สายเคเบิล 22 kV ที่ใช้ในการทดสอบจะมีอายุการใช้งานในสถานะอุณหภูมิ 23°C (ไม่มีความเครียดทางความร้อนเกี่ยวข้อง) อยู่ที่ 32.9 ปี มีอายุการใช้งานที่อุณหภูมิ 60°C (สถานะการทำงานปกติของสายเคเบิลฉนวน XLPE) อยู่ที่ 10.2 ปี มีอายุการใช้งานที่อุณหภูมิ 75°C (อุณหภูมิสูงสุดขณะทำงานของฉนวน PE) อยู่ที่ 1.2 ปี และมีอายุการใช้งานที่อุณหภูมิ 90°C (อุณหภูมิสูงสุดขณะทำงานของฉนวน XLPE) อยู่ที่ 10.5 วัน

บทที่ 6 ได้นำเสนอการตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีและโครงสร้างทางกายภาพของฉนวน XLPE ที่ผ่านการทดสอบเร่งการเสื่อมอายุ เพื่อยืนยันและพิสูจน์ความถูกต้องของข้อมูลที่ได้จากการทดสอบ โดยเปรียบเทียบโครงสร้างทางเคมีและทางกายภาพระหว่างฉนวน XLPE ที่ถูกเร่งเสื่อมอายุและฉนวน XLPE ที่เสื่อมอายุโดยผ่านการใช้งานจริง การตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีจะใช้เครื่อง FTIR ในการตรวจสอบ เพื่อหาโครงสร้างพันธะทางเคมีที่เปลี่ยนแปลงไปของฉนวน XLPE หลังการเสื่อมอายุ จากการตรวจสอบพบว่าฉนวน XLPE ที่ได้เสื่อมอายุแล้วจะปรากฏพันธะ C=C และพันธะ C=O ขึ้น อันเนื่องมาจากการเผาไหม้ และการเกิดออกซิเดชันของเนื้อฉนวน XLPE การตรวจสอบทางกายภาพจะใช้กล้องจุลทรรศน์ส่องบนพื้นผิวของเนื้อฉนวน เพื่อทำการหารอยหลุมขนาดจุลภาคขึ้น ซึ่งเกิดจากการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าฉนวน XLPE ที่ได้รับอุณหภูมิสูง และความเครียดทางไฟฟ้าเป็นระยะเวลาสั้น จะปรากฏหลุมขนาดจุลภาคมากกว่าฉนวน XLPE ที่ได้รับอุณหภูมิต่ำและความเครียดทางไฟฟ้าในระยะเวลาสั้น

จากบทสรุปทั้ง 6 บทที่กล่าวไปข้างต้น สามารถยืนยันได้ว่า ค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลที่ได้จากแบบจำลอง Crine ให้ผลออกมาเป็นที่น่าพอใจ และสามารถยืนยันความถูกต้องของการทดสอบได้ด้วยการตรวจสอบโครงสร้างทางเคมีและกายภาพของฉนวน XLPE

จากการดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์ที่ผ่านมา มีข้อเสนอแนะในการดำเนินวิทยานิพนธ์ดังนี้

1) ในการจ่ายแรงดันให้แก่ชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุของฉนวน XLPE ควรใช้เครื่องปรับแรงดันด้วยระบบดิจิทัลแทนที่ระบบควบคุมด้วยมนุษย์ เพื่อความถูกต้องและแม่นยำในการจ่ายแรงดันให้แก่ฉนวน XLPE

2. ควรทำการทดสอบในห้องที่ไม่มีผลกระทบจากอุณหภูมิภายนอก เช่น ห้องแอร์ เป็นต้น เนื่องจากการทดสอบทุกครั้งจำเป็นต้องวัดค่าความชื้นจากอากาศ หากมีความชื้นมากเกินไป จะไม่สามารถทำการทดสอบได้ เพราะอาจทำให้เกิดการเบรคดาวน์เร็วขึ้นและทำให้ค่าอายุของฉนวนที่ได้เกิดความผิดพลาด ดังนั้นจึงไม่สามารถทำการทดสอบในฤดูฝนและวันที่มีอากาศชื้นได้

## 7.2 ข้อเสนอแนะ

จากการดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์ที่ผ่านมาและผลที่ได้ทำให้เกิดแนวคิดและข้อเสนอแนะในการดำเนินงานวิจัยต่อไปในอนาคต ดังต่อไปนี้

1. ควรศึกษาและวิจัยการเสื่อมอายุของฉนวนในสภาวะพหุความเครียด 3 อย่าง คือ สภาวะความเครียดทางไฟฟ้า สภาวะความเครียดทางความร้อน และสภาวะความเครียดทางกล
2. สามารถนำแบบจำลองอายุและชุดทดสอบเร่งการเสื่อมอายุไปใช้กับสารชนิดอื่น เพื่อหาความคงทนของเนื้อสารได้
3. ศึกษาและวิจัยแบบจำลองอายุทุกสภาวะความเครียดเพิ่มเติมจากงานวิจัยให้มากขึ้นเพื่อหาแบบจำลองอายุที่มีประสิทธิผลมากที่สุด และเพื่อเปรียบเทียบความแม่นยำในการประเมินค่าอายุการใช้งานของสายเคเบิลด้วยแบบจำลองอายุต่าง ๆ

## รายการอ้างอิง

สำรวจ สังกัษะอาด. (2547). **วิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง (ฉบับปรับปรุง)**.

Simoni, L. (1981). **A general approach to the endurance of electrical insulation under temperature and voltage**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 16, No. 4, pp. 277-289.

Simoni, L. (1984). **General equation of the decline in the electric strength for combined thermal and electrical stresses**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 19, No. 1, pp. 45-52.

Montanari, G. C., and Cacciari, M. (1985). **A probabilistic insulation life model for combined thermal-electrical stresses**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 20, No. 3, pp. 519-522.

Montanari, G. C., and Cacciari, M. (1988). **Progressively-censored aging tests on XLPE insulated cable models**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 23, No. 3, pp. 365-371.

Crine, J. P., Parpal, J. L., and Lessard, G. (1989). **A model of aging dielectric extruded cables**. Proceedings of the 3<sup>rd</sup> International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics. pp. 347-351.

Montanari, G. C., and Cacciari, M. (1989). **Probabilistic life model for insulating materials showing electrical thresholds**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 24, No. 1, pp. 127-137.

Crine, J. P., Parpal, J. L., and Dang, C. (1989). **A new approach to the electric aging of dielectrics**. Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. pp. 161-167.

Cygan, P., and Laghari, J.R. (1990). **Models for insulation aging under electrical and thermal multistress**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 25, No. 5, pp. 923-934.

Cacciari, M., and Montanari, G. C. (1992). **Electrical life models for solid insulating materials subjected to electrical and multiple stresses probabilistic approach to generalized life models**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 27, No. 5, pp. 987-999.

Montanari, G. C., and Simoni, L. (1993). **Aging phenomenology and modeling**. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 28, No. 5, pp. 755-776.



- Mazzanti, G., and Montanari, G. C. (1997). **A comparison between XLPE and EPR as insulating materials for HV cables.** *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 12, No. 1, pp. 15-26.
- Parpal, J. L., Crine, J. P., and Dang, C. (1997). **Electrical aging of extruded dielectric cables. A physical model.** *IEEE Transactions on Dielectrical and electrical Insulation*. Vol. 4, No. 2, pp. 197-209.
- Crine, J. P. (2002). **Electrical aging and breakdown of crosslinked polyethylene cables.** Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. pp. 23-26.
- Aras, F., Alekperov, V., Can, N., and Kirkici, H. (2007). **Aging of 154 kV underground power cable insulation under combined thermal and electrical stresses.** *IEEE Electrical Insulation Magazine*. Vol. 23, No. 5, pp. 25-33.

ภาคผนวก

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

## บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

### บทความวิชาการ

Marungsri, B., Boonpoke, S., Rawangpai, A., Oonsivilai, A., and Kritayakornupong, C. (2008)

**Study of Tower Grounding Resistance Effected Back Flashover to 500 kV Transmission Line in Thailand by using ATP/EMTP.** Proc. of World Academy of Science, Engineering and Technology. Vol.32, pp. 79-86.

Rawangpai, A., Marungsri, B., and Chomnawang, N. (2010) **Artificial Accerlerated Ageing**

**Test of 22 kV XLPE Cable for Distribution System Applications in Thailand.** Proc. of World Academy of Science, Engineering and Technology. Vol.65, pp. 220-225.

## Study of Tower Grounding Resistance Effected Back Flashover to 500 kV Transmission Line in Thailand by using ATP/EMTP

B. Marungsri, S. Boonpoke, A. Rawangpai, A. Oonsivilai, and C. Kritayakornpong

**Abstract**—This study describes analysis of tower grounding resistance effected the back flashover voltage across insulator string in a transmission system. This paper studies the 500 kV transmission lines from Mae Moh, Lampang to Nong Chok, Bangkok, Thailand, which is double circuit in the same steel tower with two overhead ground wires. The factor of this study includes magnitude of lightning stroke, and front time of lightning stroke. Steel tower uses multistory tower model. The assumption of studies based on the return stroke current ranged 1-200 kA, front time of lightning stroke between 1  $\mu$ s to 3  $\mu$ s. The simulations study the effect of varying tower grounding resistance that affect the lightning current. Simulation results are analyzed lightning over voltage that causes back flashover at insulator strings. This study helps to know causes of problems of back flashover the transmission line system, and also be as a guideline solving the problem for 500 kV transmission line systems, as well.

**Keywords**—Tower grounding resistance, back flashover, multistory tower model, lightning stroke current.

### I. INTRODUCTION

THAILAND is tropical country which having a lot of thunderstorm days and lightning discharge activities in one year. The back bone of power system transmission is overhead transmission system. So, it is essential to investigate a lightning surge for a reliable operation of a power system, because the lightning surge over voltage is one of dominant factors for the insulation design of the power system and the protection of equipments in power transmissions and substations. When lightning strikes the top of a transmission tower, a lightning current flows down to the bottom of the tower and causes a tower voltage rise which results in a back-flashover across an insulator string.

At present, Electric Generation Authority of Thailand (EGAT) has expanded to total about 2,600 circuits-km of 500 kV, as shown in Fig. 1[1]. Switching over voltage in EGAT system has been conducted by some researchers [1-5]. However, the lightning over voltage estimation of overall

system which may occur and reach the lightning withstand voltage has not yet been conducted. EGAT requires analyzing the voltage level of lightning over voltage of existing 500 kV transmission lines.

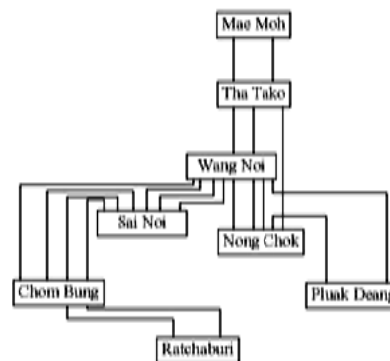


Fig. 1 Existing EGAT 500 kV Transmission System

EGAT have been reported the statistic of lightning occurs in northern region during March-August 2005[6]. The report concluded that the lightning often occurs during April to May. But the most severe lightning takes place in June. The positive lightning is about 5% with magnitude between 11 kA and 171 kA. But the negative lightning is about 95% with magnitude between -10 kA to -139 kA. The most lightning magnitude is between -10 kA and -50 kA.

When lightning stroke strikes the top of a tower, a traveling voltage is generated which travels back and forth along the tower, being reflected at the tower grounding and at the tower top, thus raising the voltage at the cross-arms and stressing the insulator strings. Flashover will occurs across an insulator string if this lightning transient voltage exceeds its lightning withstand voltage level. Such flashover called back flashover. Back flashover voltages are generated by multiple reflections along the struck tower and also along the shield wire for shield lines at the adjacent towers. The lightning induced over voltage across an insulator string for the struck tower is not a

B. Marungsri is with Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, Thailand (phone: +66 4422 4366; fax: +66 4422 4601; e-mail: bmshee@sat.ue.tu).

S. Boonpoke, A. Rawangpai and A. Oonsivilai are with Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, Thailand.

C. Kritayakornpong is with Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT).

straightforward. The peak of lightning induced voltage will be directly proportional to the peak of lightning stroke current.

This paper is organized as follows. Models of system studied are provided in Section II. Then, the simulation results with various factors are discussed in section III. Finally, conclusion is presented in Section IV.

## II. PARAMETERS AND MODEL OF EGAT 500 KV TRANSMISSION LINE

### A. Structures of 500 kV Transmission Lines

Tower structure configuration type DQV9(5') is used in this study. Tower dimensions are illustrated in Fig. 2. The full details of 500 kV transmission line tower are as follows:

**Conductor:** 4 Bundle per phase (795 MCM 54/7 ACSR)

Spacing between = 45.7 cm

Diameter = 2.773 cm

DC resistance = 0.07094 ohm/km

Ruling span = 420 m

Ultimate strength = 12,800 kg

Weight = 1.52 kg/m Wind span = 500 m

**Shield wire:** 3/8" EHS, Class A, Galvanized steel

Number of wires = 2 per tower

Shielding angle = -5° to outer phases

Ultimate strength = 6985 kg

Diameter = 9.144 mm

Weight = 0.406 kg/m

**Insulator:** Type Suspension, ball and socket

ANSI Class 52-8 and ANSI Class 52-11

Based on max. conductor tension of 22% rated

Tensile strength with wind pressure of 86 kg/m<sup>2</sup>

**Grounding system:** ground resistance 10 ohms or less

A. Stub angle to rebar : used in all cases

B. Ground rods : used in all cases, one ground rod at each tower leg

**Lightning outage rate:** Less than 0.05 per 100 km per year

**Right-of-way width:** 70 meters for each line

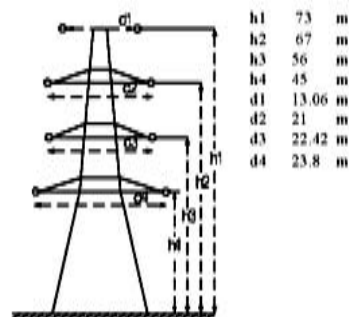


Fig. 2 Tower Configuration

### B. Lightning Source Model

It is well known that the magnitude of impulse current due to a lightning discharge is a probability function. Low discharge levels of lightning current between 5 to 22 kA may result in a higher tendency for the lightning strike to pass by any shield wires and directly hit a phase conductor. While, the larger magnitude of lightning impulse currents may tend to strike the tower top or overhead ground wire and lead to a back flashover across the insulator string[7]. Front time and tail time of lightning waveform and lightning current amplitudes in this study are given in TABLE I. Lightning current from lightning stroke is modeled as an impulse current source parallel with the impedance of a lightning path as shown in Fig. 3. The resistance value is taken to be 400  $\Omega$ , which was derived by Bewley [8].

TABLE I  
LIGHTNING AMPLITUDES AND WAVEFORMS

Lightning Current Amplitude	Waveform $t_p / t_r$
- 34 kA	1 / 30.2 $\mu s$
- 50 kA	1.2 / 50 $\mu s$
- 100 kA	2 / 77.5 $\mu s$
- 139 kA	3 / 75 $\mu s$

### C. Tower and Transmission Line Model

The double circuit with two overhead ground wire transmission tower is considered in this study is shown in Fig. 1. The tower is modeled as a transmission line for surge propagation. The surge impedance of the tower and the propagation velocity down the tower are estimated and applied in a multistory tower model [9 – 11]. Each parts of tower are represented by distributed parameter model, with lossless high frequency approximation. The main surge propagation path is modeled with frequency dependent transmission lines even if the length is only a few meters. The tower model is shown in Fig. 4. Multistory tower model parameters are shown in TABLE II. Simulation of span between tower uses frequency dependent (phase) towers model. The span of towers 7 spans is simulated, as shown in Fig. 3, and the parameters of transmission line used in this study is shown in Fig. 2.

### D. Tower Grounding Resistance Model

The tower grounding resistance for fast transient surges is not well understood. The impulse grounding resistance or high frequency grounding resistance is less than the measured at low frequency or calculated resistance because significant ground currents cause voltage gradients sufficient to breakdown the soil around the ground rod. A variable grounding resistance approximation can be applied which is surge current dependent as in (1) [7].

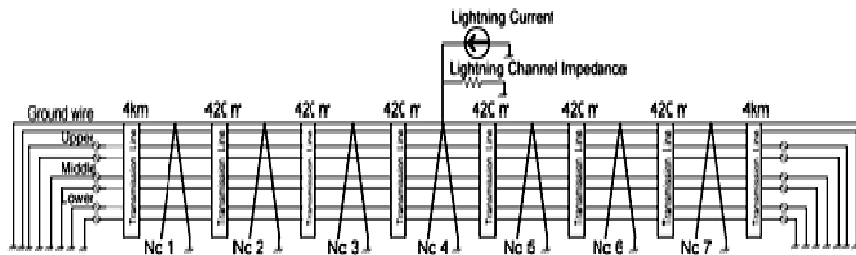


Fig. 3 Span of 7 Towers in This Study

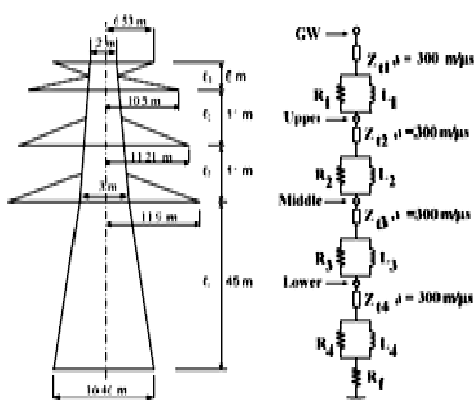


Fig. 4 Multistory Tower Model

TABLE II  
MULTISTORY MODEL PARAMETERS

$Z_{11} = Z_{12} = Z_{13} = 200 \Omega$	$Z_{14} = 150 \Omega$
$\tau = 2H/v \mu s$	$\gamma = 0.8944$
$\eta_1 = -2 \times Z_{11} \times \ln \gamma / (l_1 + l_2 + l_3) \Omega/m$	
$\eta_2 = -2 \times Z_{12} \times \ln \gamma / (l_4) \Omega/m$	
$R_1 = \eta_1 \times l_1 = 10.52 \Omega$	$R_2 = \eta_1 \times l_2 = 19.29 \Omega$
$R_3 = \eta_1 \times l_3 = 19.29 \Omega$	$R_4 = \eta_2 \times l_4 = 33.48 \Omega$
$L_1 = R_1 \times \tau = 5.12 \mu H$	$L_2 = R_2 \times \tau = 9.39 \mu H$
$L_3 = R_3 \times \tau = 9.39 \mu H$	$L_4 = R_4 \times \tau = 16.29 \mu H$
$R_f = 5-100 \Omega$	

$$R_f = \frac{R_g}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (1)$$

where  $R_f$  is tower grounding resistance (ohm).  
 $R_g$  is tower grounding resistance at low current and low frequency (ohm).  
 $I$  is surge current into ground (kA).  
 $I_g$  is limiting current initiating soil ionization (kA).

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \left( \frac{E_0 \rho_0}{R_g^2} \right) \quad (2)$$

where  $\rho_0$  is soil resistivity (ohm-meter).  
 $E_0$  is soil ionization gradient (about 300 kV/m).

E. Back Flashover Model

It is well-known that back flashover occurring when tower potential is higher than lightning impulse withstand voltage or BIL level of the insulator strings. Lightning impulse withstand voltage level of the insulator string is not a unique number. The insulator string may withstand a high magnitude impulse voltage which has a short duration even it has failed to withstand a lower magnitude impulse voltage with longer duration. This characteristic of the insulator string is known as the volt-time characteristic or V-t curve. A simplified expression of withstand voltage capability for an insulator string can be calculated as in (3) [7].

$$V_{fo} = K_1 + \frac{K_2}{t^{0.75}} \quad (3)$$

where  $V_{fo}$  is a flashover voltage (kV),  
 $K_1$  is  $400 \times L$ ,  
 $K_2$  is  $710 \times L$ ,  
 $L$  is insulator length. (m).  
 $t$  is elapsed time after lightning stroke.  $\mu s$ .

In this study  $L = 4.429$  m, lightning impulse withstand voltage of the insulators insulator string can be represented by volt-time curve as shown in Fig. 5. If the voltage across the insulator string exceeds its impulse voltage withstand capability, the back flashover occurs.

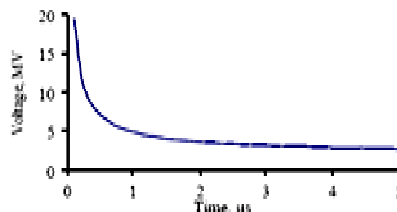


Fig. 5 V-t Curve of the Insulator String

### III. SIMULATION RESULTS

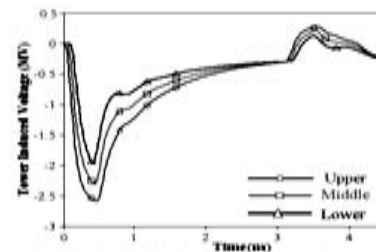
In this section, the 500 kV transmission line as shown in Fig. 3 has been modeled using ATP/EMTP. The tower grounding resistance is one of factors effected the back flashover voltage across the insulator string in transmission system as mention earlier. In this paper, only tower grounding resistance will be considered with various factors that affected back flashover. The factors of this study include front time of lightning stroke, and magnitude of lightning stroke.

#### A. Front Time of Lightning Stroke Current

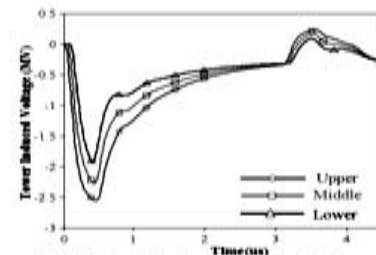
A lightning flash generally consists of several strokes which are lower charges, negative or positive, from the cloud to the ground. The first stroke is most often more severe than the subsequent strokes [7]. As shown in Fig. 5, impulse voltage withstand capability of the insulator string depends on front time of lightning strokes. In order to elucidate the effect of front time of lightning stroke current, lightning stroke current – 34 kA having different wave front and wave tail times, i.e. 1/30.2  $\mu$ s, 1.2/50  $\mu$ s, 2/77.5  $\mu$ s and 3/75  $\mu$ s is used to simulate lightning induced voltage across the insulator strings at upper, middle and lower phases [12]. Simulation results are illustrated in Fig. 6. In spite of the same magnitude of lightning stroke current and same tower grounding resistance, obviously differences in the magnitude of impulse voltage across the insulator strings can be seen when comparing each phase having different wave shape.

#### B. Magnitude of Lightning Stroke

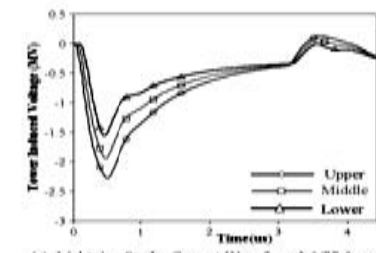
Due to negative lightning stroke current in Thailand having magnitude between -10 kA to -139 kA and the most lightning stroke current having magnitude between -10 kA and -50 kA, three different magnitudes of lightning stroke current, i. e. -50 kA, -100 kA and -139 kA are used to simulate the effect of lightning stroke current. Fig. 7 – Fig. 9 illustrated the maximum amplitude of lightning induced voltage across phase insulator strings. Obviously, the effect of front time on tower induced voltage can be seen on the simulation results. From (3) and time at maximum value of tower induced voltage, back flashovers across phase insulator strings due to lightning stroke current are summarized in TABLE III – TABLE VI. No back flashover occurs in case of lightning stroke current -50 kA although tower grounding resistant vary from 5 – 100  $\Omega$ . In case of -100 kA, almost back flashovers occur on the top phase insulator string especially fast front time of lightning stroke. However, more back flashovers also occur on the other phase insulator strings in case of slow front time of lightning stroke. In case of -139 kA, back flashover occurs on all phase insulator string.



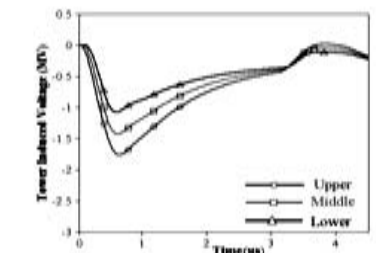
(a) Lightning Stroke Current Waveform 1.0/30.2  $\mu$ s



(b) Lightning Stroke Current Waveform 1.2/50  $\mu$ s

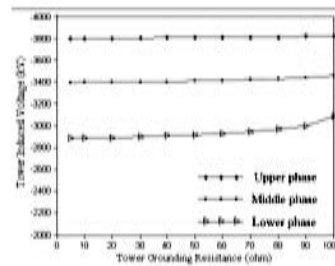


(c) Lightning Stroke Current Waveform 2.0/77.5  $\mu$ s

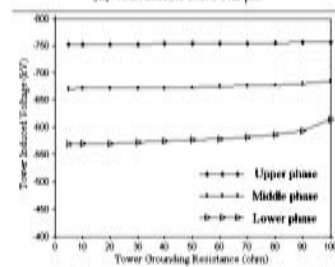


(d) Lightning Stroke Current Waveform 3.0/75  $\mu$ s

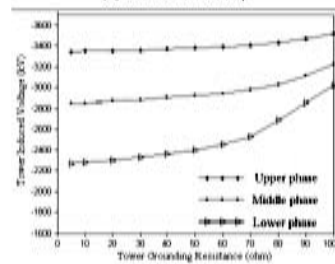
Fig.6 Impulse Voltage Waveform across Phase Insulator String in case of Lightning Stroke Current – 34 kA



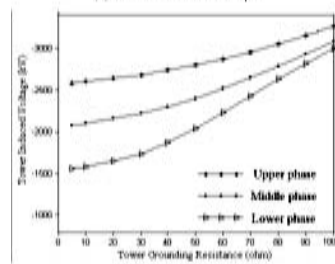
(a) Waveform 1.0/30.2 μs



(b) Waveform 1.2/50 μs

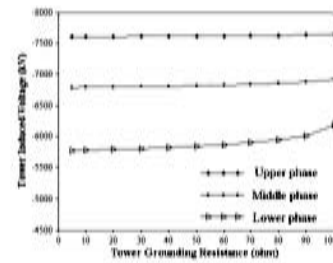


(c) Waveform 2.0/77.5 μs

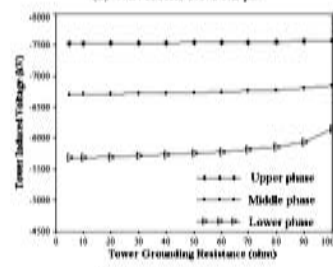


(d) Waveform 3.0/75 μs

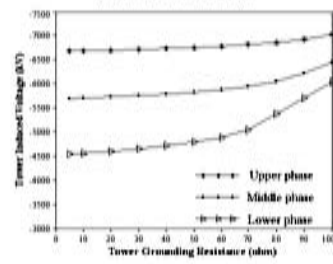
Fig. 7 Maximum Value of Tower Induced Voltage across Phase Insulator Strings in case of Lightning Stroke Current -50 kA



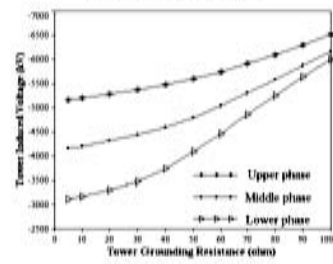
(a) Waveform 1.0/30.2 μs



(b) Waveform 1.2/50 μs



(c) Waveform 2.0/77.5 μs



(d) Waveform 3.0/75 μs

Fig. 8 Maximum Value of Tower Induced Voltage across Phase Insulator Strings in case of Lightning Stroke Current -100 kA



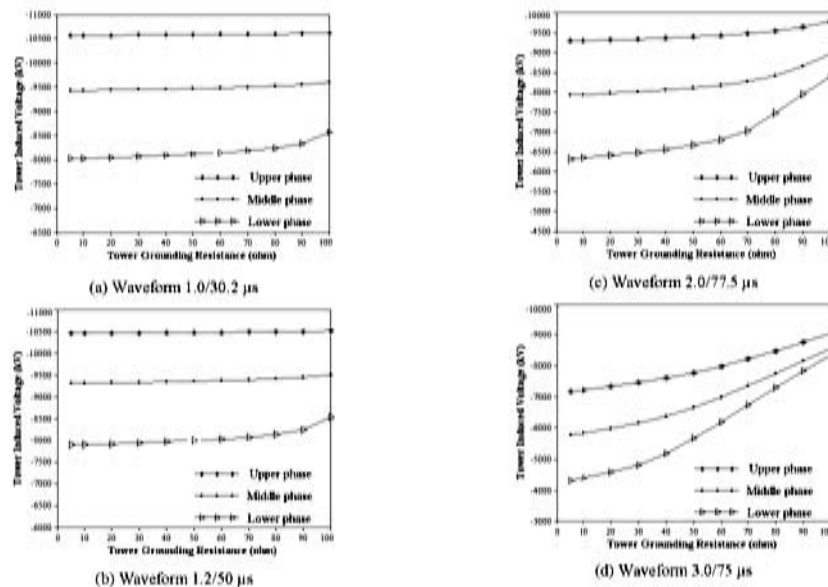


Fig. 9 Maximum Value of Tower Induced Voltage across Phase Insulator Strings in case of Lightning Stroke Current -139 kA

TABLE III  
BACK FLASHOVER ACROSS PHASE INSULATOR STRINGS IN CASE OF WAVEFORM 1/30.2 μs

Tower grounding resistance (ohm)	-50 kA			-100kA			-139 kA		
	Upper (MV)	Middle (MV)	Lower (MV)	Upper (MV)	Middle (MV)	Lower (MV)	Upper (MV)	Middle (MV)	Lower (MV)
5	X	X	X	O	X	X	O	O	X
10	X	X	X	O	X	X	O	O	O
20	X	X	X	O	X	X	O	O	O
30	X	X	X	O	X	X	O	O	O
40	X	X	X	O	X	X	O	O	O
50	X	X	X	O	X	X	O	O	O
60	X	X	X	O	X	X	O	O	O
70	X	X	X	O	X	X	O	O	O
80	X	X	X	O	X	X	O	O	O
90	X	X	X	O	X	X	O	O	O
100	X	X	X	O	X	O	O	O	O

O : flashover X: no flashover

TABLE IV  
BACK FLASHOVER ACROSS PHASE INSULATOR STRINGS IN CASE OF WAVEFORM 1.2/50 μs

Tower grounding resistance (ohm)	-50 kA			-100 kA			-139 kA		
	Upper	Middle	Lower	Upper	Middle	Lower	Upper	Middle	Lower
5	X	X	X	O	X	X	O	O	X
10	X	X	X	O	X	X	O	O	X
20	X	X	X	O	X	X	O	O	X
30	X	X	X	O	X	X	O	O	O
40	X	X	X	O	X	X	O	O	O
50	X	X	X	O	X	X	O	O	O
60	X	X	X	O	X	X	O	O	O
70	X	X	X	O	X	X	O	O	O
80	X	X	X	O	X	X	O	O	O
90	X	X	X	O	X	X	O	O	O
100	X	X	X	O	X	O	O	O	O

O : flashover X: no flashover

TABLE V  
BACK FLASHOVER ACROSS PHASE INSULATOR STRINGS IN CASE OF WAVEFORM 3/77 5<sub>0</sub>

Tower grounding resistance (ohm)	Upper (kV)	Middle (kV)	Lower (kV)	Upper (kV)	Middle (kV)	Lower (kV)	Upper (kV)	Middle (kV)	Lower (kV)
5	X	X	X	X	X	X	O	O	X
10	X	X	X	X	X	X	O	O	X
20	X	X	X	X	X	X	O	O	X
30	X	X	X	X	X	X	O	O	X
40	X	X	X	X	X	X	O	O	X
50	X	X	X	X	X	X	O	O	X
60	X	X	X	X	X	X	O	O	X
70	X	X	X	O	X	X	O	O	O
80	X	X	X	O	X	O	O	O	O
90	X	X	X	O	O	O	O	O	O
100	X	X	X	O	O	O	O	O	O

O: flashover X: no flashover

TABLE VI  
BACK FLASHOVER ACROSS PHASE INSULATOR STRINGS IN CASE OF WAVEFORM 3/75<sub>0</sub>

Tower grounding resistance (ohm)	Upper (kV)	Middle (kV)	Lower (kV)	Upper (kV)	Middle (kV)	Lower (kV)	Upper (kV)	Middle (kV)	Lower (kV)
5	X	X	X	X	X	X	O	X	X
10	X	X	X	X	X	X	O	X	X
20	X	X	X	X	X	X	O	X	X
30	X	X	X	X	X	X	O	O	X
40	X	X	X	X	X	X	O	O	O
50	X	X	X	O	X	X	O	O	O
60	X	X	X	O	O	O	O	O	O
70	X	X	X	O	O	O	O	O	O
80	X	X	X	O	O	O	O	O	O
90	X	X	X	O	O	O	O	O	O
100	X	X	X	O	O	O	O	O	O

O: flashover X: no flashover

#### IV. CONCLUSION

This paper has described an analysis of Tower grounding resistance effected the back flashover voltage across phase insulator string in EGAT 500 kV transmission system. As seen from simulation results, the shorter front time of lightning stroke current will increase the lightning induced over voltage across phase insulator string. No back flashover occurs in case of the most lightning stroke current having magnitude between -10 kA and -50 kA. When the magnitude of lightning stroke current is up to -100kA, the back flashover always occurs with any tower footing resistances. The simulation results have shown that the higher tower grounding resistance has potential to damage the transmission line by back flashover across the phase insulator strings. However, it still has other factors and counterpoint measures to consider reducing the back flashover for transmission line.

#### REFERENCES

- [1] K. Ngamsaeng and W. Tayan, "An Analysis Of Switching Overvoltages in the EGAT 500 kV Transmission System", Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, 7-9 May 2003, pp. 149 - 153.
- [2] C. Y. Yu, N. Petcharks and C. Panpromman, "The Statistical Calculation of Energization Overvoltages, Case of EGAT 500 kV Lines", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 4, 23-27 Jan. 2000, pp. 2703 - 2709.
- [3] C. Jaipraditham, " Electromagnetic Field Analysis on Surge Response of 500 kV EHV Single Circuit Transmission Tower in Lightning Protection System using Neural Networks", Proc. of Int. Conf. on Control, Automation and System, KINTEX, Gyeonggi-Do, Korea, 2-3 June 2003.
- [4] N. Petcharks, C. Y. Yu and C. Panpromman, " A Study of Ferranti and Energization Overvoltages case of 500 kV Line in Thailand", 11<sup>th</sup> Int. Sym. on High Voltage Engineering, Vol. 1, Conf. Publ. No. 467, 1999, pp. 291-294.
- [5] P. Yadee and S. Premudeepracharn, "Analysis of Tower Footing Resistance Effected Back Flashover Across Insulator in a Transmission System", Proc. of Int. Conf. on Power Systems Transients (IPST'07), Lyon, France, June 4-7, 2007.
- [6] Report of flashover voltage in Northern Region Operation Division 1996-2003, EGAT, Thailand, (in Thai)
- [7] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, Marcel Dekker, New York, USA, 1989.
- [8] L. V. Bewley, *Traveling Waves on Transmission Systems*, Dover Publications, New York, N.Y., USA, 1951.
- [9] M. Ishi, T. Kawamura, T. Kouno, E. Ohnaka, K. Suikawa, K. Murotani and T. Higuchi, "Multistory Transmission Tower Model for Lightning Surge Analysis", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, No. 3, July 1991, pp. 1327 - 1333.
- [10] T. Yamada, A. Mochizuki, J. Sawada, E. Zaima, T. Kawamura, A. Ametani, M. Ishi and S. Kato, "Experimental evaluation of a UHV tower model for lightning surge analysis", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 10, No. 1, January 1995, pp. 393 - 402.
- [11] A. Ametani, N. Nagaoka, T. Funabashi and N. Inoue, "Tower Structure Effect on a Back-Flashover Phase", Proc. of Int. Conf. on Power Systems Transients (IPST'03), Paper No. IPST03 - 190, Montreal, Canada, June 19-23, 2003.

- [12] R. B. Anderson and A. J. Erikson, "Lightning Parameters for Engineering Applications", *ELECTRA* 69, March 1980, pp. 65 - 102.



**Boonruang Marungri** was born in Nakhon Ratchasima Province, Thailand, in 1973. He received his B. Eng. and M. Eng. from Chulalongkorn University, Thailand in 1996 and 1999 and D. Eng. from Chubu University, Kasugai, Aichi, Japan in 2006, all in electrical engineering, respectively. Dr. Marungri is currently a lecturer in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand. His areas of interest are electrical power system and high voltage insulation technologies.



**Suphachai Boonpoke** was born in Surin Province, Thailand, in 1984. He received his B. Eng. in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand, in 2005. Recently, he is a graduate student in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology. His research interesting area is high voltage insulation technology.



**Anucha Rawangpai** was born in Ratchaburi Province, Thailand, in 1985. He received his B. Eng. in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand, in 2005. Recently, he is a graduate student in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology. His research interesting area is high voltage insulation technology.



**Anant Oonsivilai** was born in Khon Kaen Province, Thailand, in 1963. He received his B. Eng. from Khon Kaen University, and M. Eng. from King Mongkut Institute of Technology North Bangkok, Thailand and PhD. from Dalhousie University, Canada, all in electrical Engineering, in 1986, 1992 and 2000, respectively. Dr. Oonsivilai is currently an Assistant Professor in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand. His areas of interest are electrical power system, stability, control technology, advance alternative and sustainable energy.



**Chaiin Kritayakornpong** was born in Bangkok, Thailand, in 1974. He received his B.Eng and M.Eng both in electrical engineering from Chulalongkorn University, Bangkok, Thailand, in 1996 and 1998, respectively. In 1999, he joined Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). He is now an Engineer Level 6 of transmission line maintenance technology section, transmission line technology and aviation department, transmission system maintenance division.

# Artificial Accelerated Ageing Test of 22 kV XLPE Cable for Distribution System Applications in Thailand

A. Rawangpai, B. Maraungri\*, and N. Chomnawang

**Abstract**— This paper presents the experimental results on artificial ageing test of 22 kV XLPE cable for distribution system application in Thailand. XLPE insulating material of 22 kV cable was sliced to 60-70  $\mu\text{m}$  in thick and was subjected to ac high voltage at 23 C, 60 C and 75 C. Testing voltage was constantly applied to the specimen until breakdown. Breakdown voltage and time to breakdown were used to evaluate life time of insulating material. Furthermore, the physical model by J. P. Crine for predicts life time of XLPE insulating material was adopted as life time model and was calculated in order to compare the experimental results. Acceptable life time results were obtained from Crine's model comparing with the experimental result. In addition, fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) for chemical analysis and scanning electron microscope (SEM) for physical analysis were conducted on tested specimens.

**Keywords**— Artificial accelerated ageing test, XLPE cable, distribution system, insulating material, life time, life time model,

## I. INTRODUCTION

Nowadays, underground high voltage (HV) cables are widely used for transmission and distribution networks.

Cross-linked polyethylene (XLPE) is widely used for underground HV cables as an insulating material. XLPE has good electrical properties and can operation in high temperature. Although XLPE having good dielectric properties for high voltage applications, ageing of XLPE material can not avoidable after long time in service under various stress. XLPE insulated cable models for high voltage applications have been studied and investigated in order to evaluate a function of service stresses and ageing time. In order to improve dielectric performance of XLPE material, many researcher are studied improved XLPE properties [1], such as increased thermal and mechanical properties [2], detected damage by water treeing in the cables [3], and studied multifactor aging proposed mathematical models based on experimental conditions of XLPE [4]. Several life models are purposed in order to evaluate a function of service stresses and

aging time, such as the exponential model by Fallou [4], the inverse power law [4], the probabilistic model by Montanari [4],[5], and the physical model by Crine [4], [6].

In Thailand, voltage levels for distribution networks of Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand are 22 kV and 33 kV. Both overhead line and underground XLPE cables are usually used in PEA distribution networks. However, a function of service stresses and aging time of underground XLPE cable have been no studied. By this reason, accelerated ageing test have been conducted on 22 kV underground XLPE cable in order to elucidate a function of service stresses and aging time. In this paper, we were proposed the accelerated aging only electrical stress at room temperature. Furthermore, life time model purposed by Crine is adopted as the mathematical model to analyze the experimental results.

## II. INSULATION AGEING

Generally in services, an insulation system subjected to one or more stress that causes irreversible changes of insulating material properties with time, thus reducing progressively the attitude of insulation in enduring the stress itself. This process is called aging and ends when the insulation is no more able to withstand the applied stress. The relevant time is the time-to-failure or time-to-breakdown, alternatively called insulation life time [7]. Insulation life time modeling consists of looking for adequate relationships between insulation life time and the magnitude of the stress applied to it. In the case of electrical insulation, the stresses most commonly applied in service are electric field due to voltage and temperature due to loss, but also other stresses, such as mechanical stresses (bending, vibration) and environmental stresses (such as pollution, humidity) can be present.

## III. AGEING MODELS

Although there are many models and theories proposed for aging of insulation but few are reliable, mainly because they are unable to describe all the interactions between the various parameters. The main goal of aging models is to establish a relationship for the aging process and the stresses causing it, and prove them. The models are done through an accelerated

\* Corresponding author: B. Maraungri is with Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, THAILAND (phone: +66 4422 4366; fax: +66 4422 4601; e-mail: bmshee@sut.ac.th).  
A. Rawangpai and N. Chomnawang are with Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, THAILAND.

process. The most popular are experiments on insulation at voltages much higher than normal operating conditions of cables, at constant frequency. This paper adopted Crine's model for describe and prove the experimental results from accelerated aging test of XLPE insulating material.

#### A. Crine's Model

J. P. Crine et. al. have been purposed mathematical model to apply for predicts life time of XLPE insulating material [8]. Theoretical explanations are illustrated in [9]. This model proposed a simple physical model, is based on two parameters, the activation energy  $\Delta G$  and activation volume  $\Delta V$  (no adjustable constant), assumed electrical aging is a thermally activated process with an activation energy  $\Delta G = \Delta H - T\Delta S$ , where  $\Delta H$  and  $\Delta S$  are the activation enthalpy and entropy, respectively. It described the aging process of electrical insulation (XLPE) by reduces the height of the energy barrier controlling the process. When the time to go over barrier being the inverse of the rate. Time  $t$  will reach to aged state is given by

$$t = \left[ \frac{h}{2fkT} \right] \cdot \exp\left(\frac{\Delta G}{kT}\right) \cdot \operatorname{csc}h\left(\frac{1}{2} \cdot \frac{e_0 e' \Delta V F^2}{kT}\right) \quad (1)$$

This equation is well described aging results of XLPE by the linear relation at high fields. Considering predicts times at zero field in equation (1),  $t$  will be equal to infinity since  $\operatorname{csc}h(0) = \infty$ . Thus, there will be some sort of tail at low field, where  $t$  will slowly tend toward  $\infty$ . At high field, equation (1) can reduces to

$$t = \left[ \frac{h}{2fkT} \right] \cdot \exp\left[\frac{\Delta G - \frac{1}{2} e_0 e' \Delta V F^2}{kT}\right] \quad (2)$$

where

- $e_0 = 8.85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$
- $e'$  = relative permittivity of XLPE = 2.5
- $h$  = Planck's constant =  $6.626068 \times 10^{-34} \text{ m}^2 \cdot \text{kg} / \text{s}$
- $k$  = Boltzmann's constant =  $1.3806503 \times 10^{-22} \text{ m}^2 \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$
- $F$  = Applied Voltage (kV)
- $T$  = Temperature (K)
- $f$  = Frequency (Hz)

As illustrated in equation (2), the activation energy,  $\Delta G$ , and the activation volume,  $\Delta V$ , are unknown variable. However,  $\Delta G$  and  $\Delta V$  can directly obtain from the experimental results in a linear relationship between  $F^2$  and  $\log t$ . In order to find such linear relationship, logarithm function is applied to the both side of equation (2), as illustrated in equation (3).

$$\log(t) = \log\left[\frac{h}{2fkT}\right] + \log\left[\exp\left(\frac{\Delta G - (1/2)e_0 e' \Delta V F^2}{kT}\right)\right] \quad (3)$$

By arrangement equation (3), equation (4) is obtained.

$$\log(t) = \log\left[\frac{h}{2fkT}\right] + \log\left[\exp\left(\frac{\Delta G}{kT}\right)\right] + \log\left[\exp\left(-\frac{e_0 e' \Delta V F^2}{2kT}\right) \cdot F^2\right] \quad (4)$$

Finally, equation (5) is obtained.

$$\log(t) = \left[\log\left(\frac{h}{2fkT}\right) + \left(\frac{\Delta G}{kT}\right)\right] + \left(-\frac{e_0 e' \Delta V}{2kT} \cdot F^2\right) \quad (5)$$

Empirical form of equation (5) is  $y = -ax+b$ , where  $a$  is slope and  $b$  is intercept. Considering the experimental data,  $\Delta G$  can obtain from slope at the high filed regime and  $\Delta V$  can obtain from the intercept. Both parameters depend on size of the specimen.

#### IV. ACCELERATED AGEING

The accelerated aging is degrading stresses of insulation material, such as electrical stress, thermal stress, mechanical stress, and environmental stress. The accelerated aging process usually studies multi-stresses [4] (double or triple stresses). The multi-stresses widely used electrical - thermal stress and electrical - mechanical stress.

There are several methods to accelerate the aging process [4], [10-11]. But the most popular are experimental performed on insulation material at voltages and temperatures higher than normal operating conditions, there are two methods of apply voltage stress. The first method, the voltage is held constant until sample aged and breakdown. In the second method, the voltage stress is increased in steps until sample aged and breakdown. For both, when breakdown occurred are noted experimental data lifetimes for calculation life models. In our experimental, the first method (constant voltage stress) was conducted.

#### V. EXPERIMENTAL

The specimens for experimental made from unaged 22 kV XLPE distribution power cables having aluminum conductors 17 mm in diameter and XLPE insulation 3 mm thick, as shown in Fig. 1. This type of power cable is used in underground distribution system of Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand. A number XLPE of 1-cm wide ribbons at thickness 60-70 $\mu\text{m}$  were cut by a microtome from the insulation around a cables. All specimens were measured precisely before testing so the thickness effect is neglected. The accelerated aging test chamber consists of a pair of solid stainless cylinders, the lower grounded one is 30 mm in diameter and the upper-high voltage electrode is 10 mm in diameter, which was connected to a 50 Hz testing transformer.

Furthermore, heater and temperature sensor are included for heat generation and temperature control. Afterwards placing the specimen between the electrodes, the electrodes were immersed in transformer oil in order to avoid surface flashover in air. Detail of the test chamber is illustrated in Fig. 2. The experimental diagram is shown in Fig. 3 and experimental layout is shown in Fig. 4

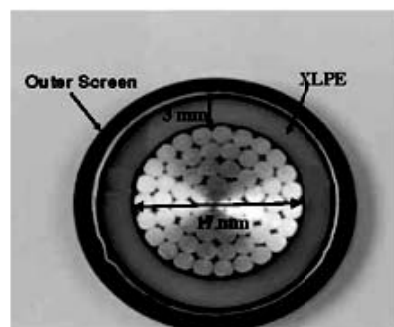


Fig. 1 22kV cables section schematic.

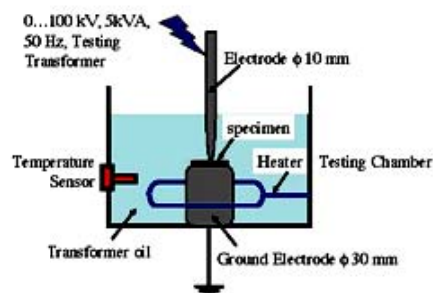


Fig. 2 Accelerated Ageing Test Chamber

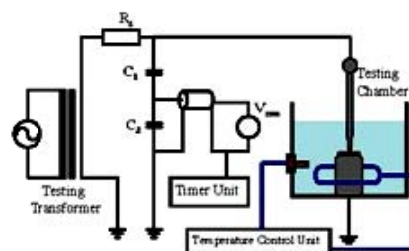


Fig. 3 Experimental Diagram



Fig. 4 Experimental Layout

As illustrated in Fig. 3, timer unit was used to measure time to breakdown of the specimen. At moment of the electrical and thermal stresses applying to the specimen, timer unit starts record the life time or breakdown time. Once the breakdown occurs, the relay trips automatically and the timer stops. Then, the breakdown time is recorded for analysis. For each breakdown voltage level, five specimens were tested. Once the tests were complete for a data set, the data points were averaged to obtain one data point.

The Experimental were conducted at temperatures 23°C, 60 °C and 75 °C. In addition, the specimens were tested under different electrical stress levels varying from 75kV/mm to 130kV/mm, as shown in Table I.

TABLE I ELECTRICAL STRESS LEVELS FOR THE EXPERIMENTAL

E (kV/mm)	Experimental Results (sec)		
	23 °C	60 °C	75 °C
75	X	X	○
90	○	○	○
100	○	○	○
110	○	○	X
120	○	○	X
130	○	X	X

○ - Tested level X - Un - tested level

## VI. EXPERIMENTAL RESULTS AND DISCUSSION

The experimental were carefully conducted in order to obtain the precisely results. Experimental results, time to failure or time to breakdown of the specimen, are illustrated in Table II.

TABLE II TIME TO FAILURE OF XLPE INSULATING MATERIAL

E (kV/mm)	Experimental Results (sec)		
	23 °C	60 °C	75 °C
75	-	-	1373.5
90	25,200	5973.7	400.8
100	3,120	778.2	12
110	476	81.8	-
120	61.5	6.9	-
130	8	-	-

For  $\Delta V$  and  $\Delta G$  calculation, the results at temperatures 23 °C, 60 °C and 75 °C from accelerated aging test in Table II are plotted in semi-logarithm graph. Then a linear relationship between  $I^2$  and  $\log t$  is obtained by using linear fitting technique, as shown in Fig. 5, Fig. 6 and Fig. 7, respectively.

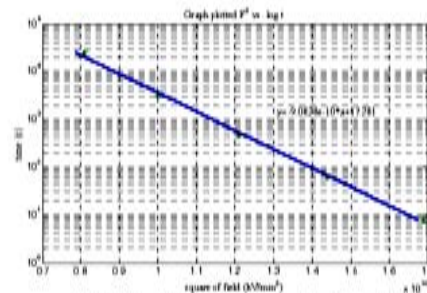


Fig. 5 A Linear Relationship Between  $I^2$  and  $\log t$  at 23°C

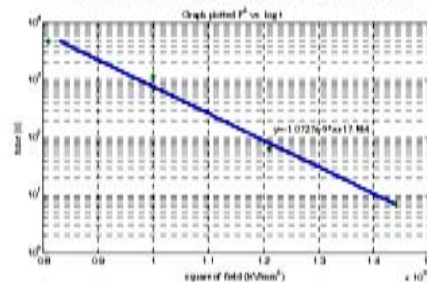


Fig. 6 A Linear Relationship Between  $I^2$  and  $\log t$  at 60°C

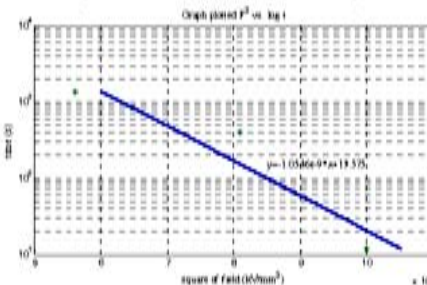


Fig. 7 A Linear Relationship Between  $I^2$  and  $\log t$  at 75°C

From a straight line of relationship between  $I^2$  and  $\log t$ ,  $\Delta V$  and  $\Delta G$  are determined according to equation (5) and are illustrated in Table III.

TABLE III PARAMETERS OF CRINE'S MODEL

Parameters	Experimental Results (sec)		
	23 °C	60 °C	75 °C
$\Delta V$ (m³)	$3.26 \times 10^{-23}$	$4.4560 \times 10^{-23}$	$4.5782 \times 10^{-23}$
$\Delta G$ (J)	$2.09 \times 10^{-19}$	$2.3692 \times 10^{-19}$	$2.2952 \times 10^{-19}$

Finally, Crine's models from the experimental results are obtained according to equation (2). By the obtaining Crine's model, life time of XLPE insulating material can be calculated. The calculation results are shown in Table IV. Acceptable results are obtained.

TABLE IV LIFE TIME RESULTS FROM CRINE'S MODEL

II kV/mm	Crine's Model Results		
	23 °C	60 °C	75 °C
75	-	-	2085.7
90	18,944	4780	153.4
100	3,533	1200	20.7
110	552	65.5	-
120	72	7	-
130	8	-	-

In order to confirm the precisely of Crine's model, life times from the experimental and from Crine's model are plotted together in semi-logarithm graph, as shown in Fig. 8, Fig. 9 and Fig. 10, respectively.

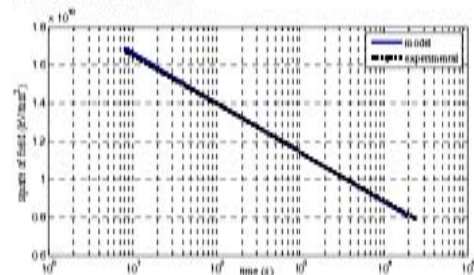


Fig. 8 Comparison Life Time from Experimental and Crine's Model at 23°C

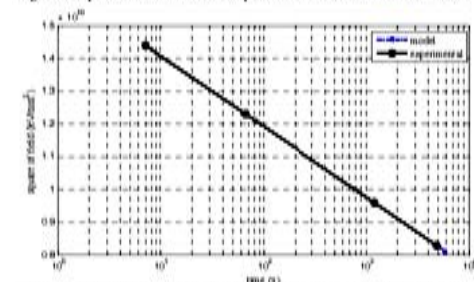


Fig. 9 Comparison Life Time from Experimental and Crine's Model at 60°C

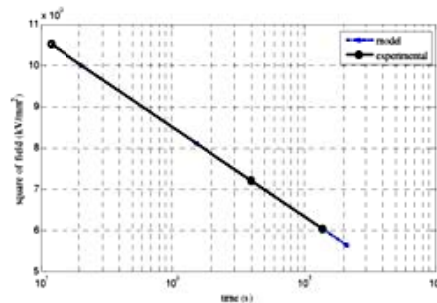


Fig. 10 Comparison Life Time from Experimental and Crine's Model at 75°C

In order to observe physical damage, tested specimen surface observation by using the scanning electron microscope, SEM, was performed. Example of SEM observation results are shown in Fig. 11 and Fig. 12. Carbon from carbonization was observed at the damaged point.

Chemical analysis was performed by the Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) for un-aged and aged specimens. Furthermore, SEM observation results agree with chemical analysis results. For XLPE insulating material, C=C peaks at  $1610\text{ cm}^{-1}$  appeared for aged specimen [12]. As illustrated in Fig. 13 for unaged specimen and Fig. 14 for aged specimen at  $23\text{ }^{\circ}\text{C}$ , C=C peaks at  $1610\text{ cm}^{-1}$  is only observed on FTIR result of aged specimen comparing with unaged specimen. Appearing of C=C peaks at  $1610\text{ cm}^{-1}$  confirmed carbonization process due to ageing process.



Fig. 11. Surface Damaged due to Electric stress 140kV/mm (1 s) at 23°C

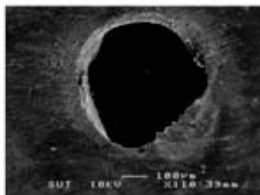


Fig. 12. Surface Damaged due to Electric stress 140kV/mm (30hours) at 23°C

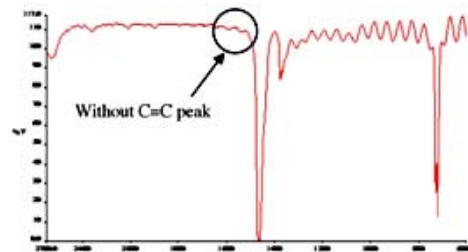


Fig. 13 Chemical Analysis by FTIR for Unaged Specimen

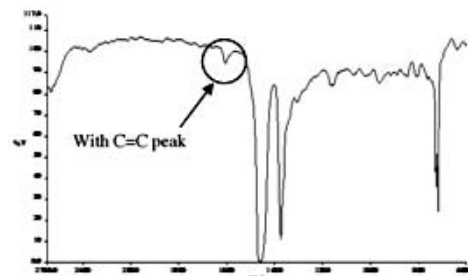


Fig. 14 Chemical Analysis by FTIR for Aged Specimen

After well conducting the experimental and carefully analysis the experimental results, very acceptable results in life time from Crine's model were obtained when comparing with the experimental data. However, accuracy of the experimental results depends on the precisely thickness of specimen, voltage stress stabilization and accuracy of temperature control unit.

## VII. CONCLUSION

Accelerated aging test of XLPE insulating material from 22kV high voltage cable was conducted. Three temperature levels,  $23\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  and  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ , and electrical stress between 75 - 140 kV/mm are testing conditions. Electrical stress and time to breakdown were used to evaluate life time of insulating material. Crine's model parameters,  $\Delta V$  and  $\Delta G$  values, were obtained from a linear relationship between  $F^2$  and  $\log t$ . Life time can be reasonable well predicted by Crine's model for given electrical stress and temperature. Acceptable lift time results can be obtained when using Crine's model for calculation. Furthermore, lift time result from Crine's model agree with the experimental data. Physical observation by using SEM and chemical analysis by using FTIR supported the experimental results, as well.



## REFERENCES

- [1] X. Qi and S. Boggs, "Thermal and Mechanical Properties of EPR and XLPE Cable Compounds", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 22, No. 3, May/June 2006, pp. 19-24.
- [2] V. Vahedy, "Polymer Insulated High Voltage Cables", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 22, No. 3, May/June 2006, pp. 13-18.
- [3] B. K. Hwang, "A New Water Tree Retardant XLPE", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 5, No. 3, May/June 1990, pp. 1617-1627.
- [4] P. Cygan and J. R. Laghari, "Models for Insulation Aging Under Electrical and Thermal Multi-stresses", *IEEE Trans. on Electrical Insulation*, Vol. 25, No. 5, October 1990, pp. 923-934.
- [5] G. C. Montanari and M. Cacciari, "A probabilistic life model for insulating materials showing electrical thresholds", *IEEE Trans. on Electrical Insulation*, Vol. 24, No. 1, February 1989, pp. 127-134.
- [6] J. F. Crine, J. L. Parpal and C. Dang, "A new approach to the electric aging of dielectrics", *Int. conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena 1989*, November 1989, pp. 161-167.
- [7] IEC 60505, "Evaluation and Qualification of Electrical Insulation Systems", 1999.
- [8] J. P. Crine, "A Molecular Model for the Electrical Aging of XLPE", *Int. Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena 2007*, October 2007, pp. 608-610.
- [9] A. Faruk, C. Nursel, A. Vilayed and K. Hulya, "Aging of 154 kV Underground Power Cable Insulation under Combined Thermal and Electrical Stresses", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 23, No. 5, October 2007, pp. 25-33.
- [10] S. V. Nikolajevic, "Accelerated Aging of XLPE and EPR Cable Insulations in Wet Conditions," *Int. Conf. on IEEE International Symposium, Virginia, USA*, Vol.1, June 1998, pp. 93-96.
- [11] J. F. Crine, "Electrical Aging and Breakdown of XLPE Cables", *IEEE Trans. on Dielectric and Electrical Insulation*, October 2002, pp. 23-26.
- [12] J. V. Gulmine and L. Akcelrud, "FTIR Characterization of Aged XLPE", *Polymer Testing*, Vol. 25, 2006, pp. 932-942.



**Anucha Rawangpai** was born in Ratchaburi Province, Thailand, in 1985. He received his B. Eng. in Electrical Engineering from Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand, in 2005. Recently, he is a graduate student in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology. His research interesting area is high voltage insulation technology.



**Boonruang Marungsri**, was born in Nakhon Ratchasima Province, Thailand, in 1973. He received his B. Eng. and M. Eng. from Chulalongkorn University, Thailand in 1996 and 1999 and D. Eng. from Chubu University, Kasugai, Aichi, Japan in 2006, all in electrical engineering, respectively. Dr. Marungsri is currently an assistant professor in School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand. His areas of interest are high voltage insulation technologies and electrical power system.



**Nimit Chomnawang** received the B.Eng. degree in instrumentation engineering from King Mongkut's Institute of Technology, Ladkrabang, Thailand, in 1993, the MS degree in biomedical engineering from Virginia Commonwealth University in 1999, and MS and PhD degrees in electrical engineering from Louisiana State University in 2001 and 2002, respectively. Since 2002, he has been a lecturer at the School of Electrical Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand. His research interests include microfabrication, MEMS, biomedical instrumentation, and embedded automation.

## ประวัติผู้เขียน

นายอนุชา ระวังภัย เกิดเมื่อวันที่ 10 พฤศจิกายน พ.ศ. 2528 ที่อำเภอโพธาราม จังหวัดราชบุรี เริ่มศึกษาระดับอนุบาล ถึงประถมศึกษา ที่โรงเรียนแย้มวิทยการ อำเภอโพธาราม จังหวัดราชบุรี และสำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย จากโรงเรียนโพธาวัฒนาเสนี อำเภอโพธาราม จังหวัดราชบุรี เมื่อ พ.ศ. 2545 ในภายหลังได้เข้าศึกษาต่อระดับปริญญา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมาและสำเร็จการศึกษาในปี พ.ศ. 2549 จากนั้นจึงได้ศึกษาต่อระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ในกลุ่มวิจัยไฟฟ้ากำลัง และพลังงาน สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี โดยระหว่างศึกษาระดับปริญญาโท มีประสบการณ์สอนเป็นผู้สอนปฏิบัติการของสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชา วิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีจำนวน 3 รายวิชา ได้แก่ (1) ปฏิบัติการ เครื่องจักรกลไฟฟ้า (2) ปฏิบัติการจักรกลไฟฟ้า 1 และ (3) ปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง 2 โดยมี ผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษาดังปรากฏในภาคผนวก ทั้งนี้ผู้วิจัยมีความสนใจทางด้านระบบไฟฟ้ากำลัง และวิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง