

การวิเคราะห์ผลกระทบของอุณหภูมิต่อการเสื่อมของสายเมนด้วยแบบจำลองถดถอยและแบบจำลองการ
เสื่อมสภาพรายวันเชิงประจักษ์: กรณีศึกษาอาคารเรียนช่างอุตสาหกรรม
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย

Analysis of the Impact of Temperature on Main Cable Degradation Using a Regression
Model and an Empirical Daily Degradation Model: A Case Study of the Industrial Technician
School Building, Rajamangala University of Technology Srivijaya

สันติ การ์สันต์¹ และ สิทธิศักดิ์ ไร่จระยะ^{2*}

¹วิทยาลัยเทคโนโลยีอุตสาหกรรมและการจัดการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย santi.k@rmutsv.ac.th

²คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย sittisak.r@rmutsv.ac.th*

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้วิเคราะห์การเสื่อมสภาพของสายเมนหลักในระบบไฟฟ้าอาคารเรียนช่างอุตสาหกรรม มทร.ศรีวิชัย ภายใต้ภาวะอุณหภูมิสูงต่อเนื่องและความไม่สมดุลของโหลดทั้ง 3 เฟส โดยเฉพาะในฤดูร้อนที่อุณหภูมิภายในตู้เมนสูงถึง 40°C ส่งผลให้ความต้านทานของสายไฟเพิ่มจาก 0.0780Ω เป็น 0.0847Ω (เพิ่มขึ้น 8.6%) และการสูญเสียพลังงานเพิ่มจาก 0.00037W เป็น 0.00090W (เพิ่มขึ้น 143%) งานวิจัยใช้การวิเคราะห์เปรียบเทียบ 2 วิธี ได้แก่ 1) แบบจำลองเชิงสถิติ (Linear Regression) พบว่าอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น 1°C ทำให้ความต้านทานเพิ่มเฉลี่ย 0.00112Ω และ 2) แบบจำลองเชิงประจักษ์รายวัน (Empirical Daily Model) พบการเสื่อมเฉลี่ย 0.00038–0.00054Ω/วัน ในช่วงอุณหภูมิเกิน 36°C นอกจากนี้ยังใช้แบบจำลอง Linear Regression และ LSTM ทำนายอายุการใช้งานสายไฟจากข้อมูลกระแสและอุณหภูมิแบบเรียลไทม์ โดย Linear Regression ทำนายอายุเฟส A, B และ C เท่ากับ 5.0, 6.5 และ 8.0 ปี ตามลำดับ ส่วน LSTM ทำนายอายุเฟส A, B และ C เท่ากับ 4.2, 5.7 และ 7.5 ปี ตามลำดับ ทั้งสองแบบจำลองแสดงแนวโน้มเดียวกันคือ เฟส C > เฟส B > เฟส A ข้อมูลดังกล่าวสนับสนุนการวางแผนบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ เพื่อยืดอายุสายเมนหลัก ลดการสูญเสียพลังงาน และเพิ่มความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าในอาคารภายใต้สภาพอากาศร้อน

คำสำคัญ: การเสื่อมสภาพของสายไฟ, การสูญเสียพลังงาน, การบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์, แบบจำลองเชิงถดถอย, แบบจำลองการเสื่อมรายวัน

Abstract

This study investigates the degradation of main feeder cables in the electrical system of the Industrial Technician School Building at RMUTSV under prolonged high temperatures and phase load imbalance. During summer, temperatures inside the main panel reached 40°C, increasing cable resistance from 0.0780Ω to 0.0847Ω (+8.6%) and energy loss from 0.00037W to 0.00090W (+143%). Two analytical models were applied: (1) a statistical Linear Regression model, showing that every 1°C rise in temperature increases resistance by approximately 0.00112Ω, and (2) an Empirical Daily Degradation Model, indicating a degradation rate of 0.00038–0.00054Ω/day when temperatures exceed 36°C. Real-time current and temperature data were also used to estimate cable lifespan using both Linear Regression

and LSTM models. Results showed consistent trends, with Phase C having the longest lifespan (8.0 and 7.5 years) and Phase A the shortest (5.0 and 4.2 years). The findings support predictive maintenance planning to extend cable life, reduce energy losses, and enhance system reliability in hot climate conditions.

Keywords: Cable degradation, Energy loss, Predictive maintenance, Regression model, Daily degradation model

1. บทนำ

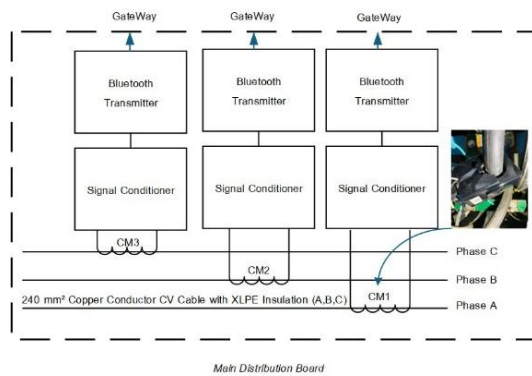
ในยุคที่เทคโนโลยีด้านพลังงานและโครงสร้างพื้นฐานไฟฟ้ากำลังก้าวสู่ระบบอัจฉริยะ การบริหารจัดการประสิทธิภาพของสายเมนหลักในระบบไฟฟ้าอาคารเรียนกลายเป็นประเด็นท้าทายสำคัญ โดยเฉพาะในสภาพแวดล้อมที่มีการใช้งานโหลดอย่างต่อเนื่องและเกิดความไม่สมดุลของกระแสไฟฟ้าระหว่างเฟส ซึ่งส่งผลให้เกิดความร้อนสะสมเฉพาะจุด (localized heating) ในสายเมนหลักอย่างมีนัยสำคัญ [1], [6] ความร้อนสะสมนี้ไม่ได้ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิแวดล้อมภายนอกเพียงอย่างเดียว แต่ยังเกิดจากกระแสไฟฟ้าระดับสูงในบางเฟสที่เกิดขึ้นซ้ำ ๆ นำไปสู่อุณหภูมิภายในสายไฟและตู้เมนที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง [2], [7] จากการตรวจวัดในอาคารเรียนช่างอุตสาหกรรมพบว่าอุณหภูมิภายในตู้เมนและสายเมนหลักในช่วงฤดูร้อนสามารถสูงถึง 38–40°C ส่งผลให้ค่าความต้านทานของสายเมนหลักเพิ่มขึ้นจาก 0.0780Ω เป็น 0.0847Ω หรือเพิ่มขึ้น 8.6% และส่งผลให้การสูญเสียพลังงานเพิ่มขึ้นจาก 0.00037W เป็น 0.00090W หรือเพิ่มขึ้น 143% เมื่อเทียบกับช่วงอุณหภูมิปกติ ซึ่งสะท้อนถึงแนวโน้มการเสื่อมสภาพของสายเมนที่เร่งขึ้นอย่างชัดเจน [2], [9]

งานวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นการเปรียบเทียบแนวทางวิเคราะห์การเสื่อมสภาพของสายเมนหลักภายใต้อุณหภูมิสูงที่เกิดจากความไม่สมดุลของโหลดในระบบไฟฟ้า โดยใช้ 2 รูปแบบหลัก ได้แก่ (1) Regression Model ที่แสดงว่าอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นทุก 1°C ส่งผลให้ค่าความต้านทานเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 0.00112Ω และ (2) Empirical Daily Degradation Model ที่ประเมินว่าอัตราการเสื่อมของสายไฟอยู่ในช่วง 0.00038–0.00054Ω/วัน โดยเฉพาะเมื่ออุณหภูมิสูงกว่า 36°C [2], [6] นอกจากนี้ การใช้เทคโนโลยี IoT และการวิเคราะห์ข้อมูลแบบเรียลไทม์ มีบทบาทสำคัญในการตรวจสอบและจัดการโหลดไฟฟ้าแบบสมดุลในระบบ เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพและลดการสูญเสียพลังงานในอาคารเรียน [3], [10] การนำ Machine Learning มาประยุกต์ใช้ยังช่วยให้สามารถทำ Predictive Maintenance ได้แม่นยำยิ่งขึ้น โดยสามารถคาดการณ์ช่วงเวลาที่ยาวนานที่สายเมนอาจเสื่อมสภาพและเกิด

ความผิดปกติของระบบไฟฟ้า [5], [8] การศึกษาพฤติกรรมโหลดและกลยุทธ์การจัดการพลังงานในอาคารสถาบัน พบว่าการกระจายโหลดที่เหมาะสมสามารถลดภาระสูงสุด (peak load) และเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานได้อย่างยั่งยืน [4] งานวิจัยนี้จึงวางรากฐานสำหรับการบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ (Predictive Maintenance) ที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าภายใต้สภาวะฤดูร้อน ตลอดจนสนับสนุนการออกแบบแนวทางการบริหารจัดการโหลดระหว่างเฟสให้สมดุล เพื่อลดความร้อนสะสมและยืดอายุการใช้งานสายเมนหลักในระบบไฟฟ้าอย่างยั่งยืน [1], [4]

2. วิธีการดำเนินการวิจัย

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องรวบรวมอุณหภูมิของสายเมนหลัก (°C) บริเวณสายเมนหลักภายในตู้เมนไฟฟ้า ช่วงเวลาการเก็บข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน ถึง 31 พฤษภาคม 2568 โดยเก็บข้อมูลวันละ 1 ค่าเฉลี่ยสูงสุดและต่ำสุด เครื่องมือที่ใช้ Clamp meter ร่วมกับ IoT วัดอุณหภูมิพร้อมระบบบันทึกข้อมูลรายวันผ่านเครือข่ายไร้สาย การตั้งค่าการวัด เก็บข้อมูลทุก 10 วินาที และคำนวณค่าเฉลี่ยทุก 1 ชั่วโมง เพื่อนำมาคำนวณค่าเฉลี่ยรายวัน



รูปที่ 1 ติดตั้งระบบตรวจวัดพลังงานเรียลไทม์

2.1 การวิเคราะห์ด้วย Regression Model

ตัวแปรต้น (Independent Variable) อุณหภูมิรายวัน (T) ที่ได้จากการเก็บข้อมูลด้วยระบบตรวจวัดพลังงานเรียลไทม์ ตัวแปรตอบสนอง (Dependent Variable) ค่าการเปลี่ยนแปลงของความต้านทาน สายเมนหลัก หรือค่าที่ใช้ทดแทน เช่น ความต่างศักย์ตกคร่อมสายเทียบกับค่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ สามารถถดถอยที่ใช้ Linear Regression Model

$$R = \beta_0 + \beta_1 T + \varepsilon \quad (1)$$

โดยที่ R คือ ค่าความต้านทานที่เปลี่ยนแปลง β_0 คือ จุดตัดแกน y (intercept), β_1 คือ สัมประสิทธิ์การถดถอย (slope) ที่บ่งชี้การเปลี่ยนแปลงของความต้านทานต่ออุณหภูมิ และ ε คือค่าคลาดเคลื่อนสุ่ม Polynomial Regression Model (กรณีความสัมพันธ์ไม่เป็นเส้นตรง)

$$R = \beta_0 + \beta_1 T + \beta_2 T^2 + \dots + \beta_n T^n + \varepsilon \quad (2)$$

โดยเพิ่มพจน์ยกกำลังของตัวแปร T เพื่อจับความสัมพันธ์ที่ซับซ้อนมากขึ้น การประเมินความเหมาะสมของโมเดล ค่า R^2 วัดสัดส่วนความ

แปรปรวนที่โมเดลอธิบายได้ ยิ่งใกล้ 1 โมเดลยิ่งเหมาะสม ค่า RMSE (Root Mean Square Error) วัดความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยของการทำนาย ค่า RMSE ต่ำแสดงโมเดลทำนายแม่นยำ p-value ทดสอบความสำคัญของตัวแปร หาก < 0.05 แสดงว่ามีผลทางสถิติ การตรวจสอบสมมติฐานของโมเดล Durbin-Watson Test ตรวจสอบความเป็นอิสระของค่าคลาดเคลื่อน ค่าใกล้ 2 หมายถึงไม่มีการเรียงลำดับซ้ำซ้อน Q-Q Plot ตรวจสอบความเป็นปกติของค่าคลาดเคลื่อน หากค่ากระจายตามเส้นตรง แสดงสมมติฐานเป็นจริง Homoscedasticity ตรวจสอบความแปรปรวนคงที่ของค่าคลาดเคลื่อน ดูจากกราฟ Residuals vs Fitted ถ้ากระจายสุ่ม แสดงสมมติฐานถูกต้อง

2.2 การวิเคราะห์ด้วย Empirical Daily Degradation Model

การวิเคราะห์การเสื่อมสภาพสายเมนหลักด้วยโมเดลเชิงประจักษ์ (Empirical Daily Degradation Model) มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินผลกระทบจากอุณหภูมิที่เกินเกณฑ์ต่อความต้านทานของสายไฟในแต่ละวัน โดยอิงจากข้อมูลเชิงทดลองหรือเอกสารอ้างอิงมาตรฐานที่มีความน่าเชื่อถือ เช่น IEC หรือ IEEE

สูตรการคำนวณการเสื่อมสภาพรายวัน (Daily Degradation ΔR)

$$\Delta R_{daily} = \begin{cases} k(T - T_{th}) & T > T_{th} \\ 0 & T < T_{th} \end{cases} \quad (3)$$

โดยที่ ΔR_{daily} คือ การเปลี่ยนแปลงค่าความต้านทานของสายไฟต่อวัน ($\Omega/\text{วัน}$) k คือ ค่าคงที่ได้จากการทดลองหรือการประมาณ (เช่น $0.001\Omega/^\circ\text{C}/\text{วัน}$) T คือ อุณหภูมิเฉลี่ยของสายเมนในแต่ละวัน ($^\circ\text{C}$) และ T_{th} คืออุณหภูมิเกณฑ์ที่เริ่มส่งผลให้เกิดการเสื่อมสภาพ (เช่น 25°C)

สูตรการคำนวณการเสื่อมสะสม (Cumulative Degradation)

$$R_{total} = R_0 + \sum_{i=1}^n \Delta R_{daily,i} \quad (4)$$

โดยที่ R_{total} คือ ค่าความต้านทานสะสมหลังจากช่วงเวลาที่เราวิเคราะห์ (Ω) R_0 คือ ค่าความต้านทานเริ่มต้นของสายเมน (Ω) $\Delta R_{daily,i}$ คือ การเปลี่ยนแปลงของค่าความต้านทานในวันที่ i และ n คือจำนวนวันในการวิเคราะห์

การประเมินประสิทธิภาพของโมเดลเชิงประจักษ์ดำเนินการโดยเปรียบเทียบค่าความต้านทานที่ได้จากการจำลองกับค่ามาตรฐานตามสเปกสายไฟ และแนวทางจากมาตรฐานสากล เช่น IEC 60287 และ IEEE Std 738 เพื่อพิจารณาว่าอัตราการเสื่อมที่คำนวณได้อยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้ นอกจากนี้ยังวิเคราะห์แนวโน้มร่วมกับอุณหภูมิและระยะเวลาสะสม เพื่อระบุช่วงวิกฤตที่ควรดำเนินการบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ (Predictive Maintenance)

2.3 การเปรียบเทียบโมเดลทั้งสอง

ในการศึกษานี้ใช้โมเดลสองประเภทเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของอุณหภูมิต่อการเสื่อมสภาพของสายเมนหลัก ได้แก่ 1) Regression Model ซึ่งวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิรายวันกับค่าความต้านทาน เพื่อ

จับแนวโน้มและวิเคราะห์เชิงสถิติ และ 2) Empirical Daily Degradation Model ซึ่งประเมินการเสื่อมแบบรายวันเมื่ออุณหภูมิเกินเกณฑ์ที่กำหนด โดยสะสมค่าการเสื่อมตามเวลา การเปรียบเทียบจะพิจารณาจากความแม่นยำ (เช่น MAE, RMSE) ความเหมาะสมในการใช้งานจริง ความซับซ้อนและความสามารถในการสะท้อนแนวโน้มเสื่อมสภาพจากข้อมูลจริง เพื่อเลือกแนวทางประเมินที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าอาคารเรียน

2.4 การเปรียบเทียบอายุการใช้งานที่เหลือ (Remaining Useful Life: RUL) ระหว่างโมเดลที่ 1 และโมเดลที่ 2

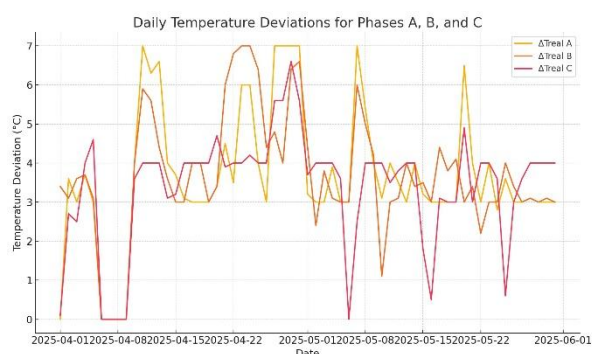
เพื่อประเมินผลกระทบของอุณหภูมิต่อการเสื่อมสภาพสายเมนหลัก งานวิจัยนี้เปรียบเทียบสองแบบจำลอง ได้แก่ Regression Model และ Empirical Daily Degradation Model ซึ่งมีแนวทางและความละเอียดต่างกัน ผลลัพธ์ที่ได้ช่วยคัดเลือกวิธีที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าอาคารเรียนที่มีโหลดต่อเนื่อง อุณหภูมิสูง และภาวะเฟสไม่สมดุล

3. การวิเคราะห์

3.1 แหล่งข้อมูลและช่วงเวลา การศึกษานี้ใช้ข้อมูลอุณหภูมิรายวันของสายเมนหลักทั้ง 3 เฟส ได้แก่ เฟส A, B และ C ซึ่งวัดโดย Clamp meter เซนเซอร์ IoT ที่ติดตั้งในตู้เมนไฟฟ้า โดยเก็บข้อมูลต่อเนื่องในวันที่ 1 เมษายน ถึง 31 พฤษภาคม 2568 การเตรียมข้อมูล (Data Preprocessing) คำนวณค่า ΔT_{real} รายวัน คำนวณค่าความแตกต่างของอุณหภูมิ (ΔT_{real}) ของแต่ละวันจาก $\Delta T_{real} = T_{max} - T_{min}$

ตารางที่ 1 ตาราง: ค่าเฉลี่ย ΔT_{real} รายช่วง 10 วัน (เฟส A, B, C)

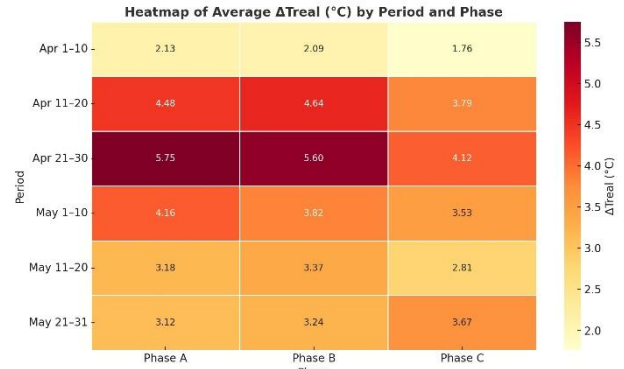
Period	Avg ΔT_{real} A (°C)	Avg ΔT_{real} B (°C)	Avg ΔT_{real} C (°C)
Apr 1–10, 2025	≈ 2.13	≈ 2.09	≈ 1.76
Apr 11–20, 2025	≈ 4.48	≈ 4.64	≈ 3.79
Apr 21–30, 2025	≈ 5.75	≈ 5.60	≈ 4.12
May 1–10, 2025	≈ 4.16	≈ 3.82	≈ 3.53
May 11–20, 2025	≈ 3.18	≈ 3.37	≈ 2.81
May 21–31, 2025	≈ 3.12	≈ 3.24	≈ 3.67



รูปที่ 2 การเบี่ยงเบนอุณหภูมิรายวันสำหรับเฟส A, B และ C

จากกราฟรูปที่ 2 พบว่า เฟส A มีความผันผวนของอุณหภูมิสูงสุด โดยมีค่าสูงสุดประมาณ 7°C โดยเฉพาะในช่วงกลางเดือนเมษายนและกลางเดือนพฤษภาคม เฟส B มีความผันผวนในระดับปานกลาง โดยมีค่าสูงสุดประมาณ 5–6°C ชัดเจนในช่วงต้นเดือนเมษายน เฟส C แสดงความเสถียรสูงสุด โดยมีค่าอุณหภูมิคงที่ใกล้เคียงเส้นฐานที่ประมาณ 3.5°C

ตลอดช่วงเวลา ข้อสังเกตเพิ่มเติม แนวโน้มอุณหภูมิของทั้งสามเฟสมีลักษณะลดลงต่อเนื่องจากต้นเดือนเมษายนถึงปลายเดือนพฤษภาคม ในช่วงวันที่ 15–20 เมษายน พบว่าเฟส A และเฟส B มีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิอย่างผันผวนในลักษณะตรงกันข้าม เฟส C มีความเสถียรของอุณหภูมิสูงสุด และไม่มีการเปลี่ยนแปลงที่รุนแรงตลอดระยะเวลาการสังเกต



รูปที่ 3 แผนที่ความร้อนของค่าเฉลี่ย ΔT_{real} (°C) จำแนกตามช่วงเวลาและเฟส

จากกราฟรูปที่ 3 พบว่า ช่วงวันที่ 11–20 เมษายน เป็นช่วงที่มีค่า ΔT_{real} เฉลี่ยสูงสุด โดยเฟส A = 4.48°C และเฟส B = 4.64°C 1–10 เมษายน ค่ามีความผันผวน โดยเฟส A มีค่าสูงสุดที่ 7.13°C ส่วนเฟสอื่นอยู่ในช่วง 1.74–4.08°C เดือนพฤษภาคม พบแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะช่วง 21–31 พฤษภาคม ซึ่งเป็นช่วงที่มีค่าต่ำสุด (2.67–3.24°C) เฟส A มีความผันผวนสูงสุดในช่วงเวลาที่ศึกษา โดยค่า ΔT_{real} เฉลี่ยอยู่ในช่วง 2.17–7.13°C เฟส B มีค่าค่อนข้างคงที่เมื่อเปรียบเทียบกับเฟส A (2.09–4.64°C) เฟส C มีความเสถียรมากที่สุด โดยมีค่า ΔT_{real} อยู่ในช่วง 1.74–4.12°C แนวโน้ม โดยรวม ค่า ΔT_{real} มีแนวโน้มลดลงจากเดือนเมษายนไปสู่เดือนพฤษภาคม โดยเฟส A แสดงการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิที่เด่นชัดที่สุด เมื่อเทียบกับเฟส B และ C

3.2 การวิเคราะห์ Regression Model

การวิเคราะห์ข้อมูลอุณหภูมิและค่าความต้านทานของสายเมนหลักในช่วงวันที่ 1 เมษายน ถึง 31 พฤษภาคม 2568 ด้วย แบบจำลองถดถอยเชิงเส้น (Linear Regression Model) พบว่า มีความสัมพันธ์เชิงบวกอย่างมีนัยสำคัญระหว่างอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นและค่าความต้านทานของสายเมนหลัก โดยแบบจำลองที่สามารถเขียนในรูปสมการถดถอยได้ดังนี้

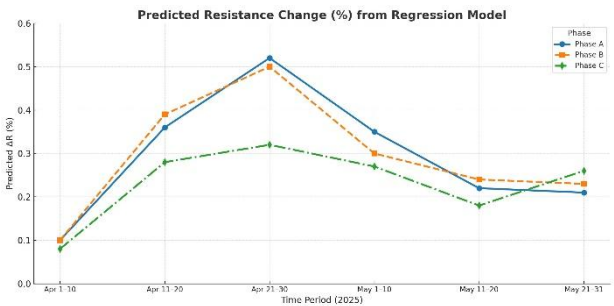
$$AR = 0.00112 \times \Delta T + \varepsilon \quad (5)$$

จากแบบจำลองพบว่า ทุก ๆ การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิ 1°C ส่งผลให้ค่าความต้านทานของสายไฟเพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณ 0.00112Ω ซึ่งสอดคล้องกับแนวโน้มที่ระบุไว้ในมาตรฐาน IEC 60287 และ IEEE Std 738-2012 ที่กล่าวถึงความสัมพันธ์เชิงเส้นระหว่างอุณหภูมิและความต้านทานของตัวนำไฟฟ้า โดยเฉพาะในช่วงอุณหภูมิที่สูงกว่า 35°C ค่าความต้านทานมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นชัดเจน แสดงถึงการเสื่อมสภาพทางไฟฟ้าอย่างมี

นัยสำคัญ เมื่อนำแบบจำลองไปใช้พยากรณ์ค่าความต้านทานของสายเมนทั้งสามเฟส (A, B, C) ผลลัพธ์ที่ได้มีแนวโน้มสอดคล้องกับพฤติกรรมที่คาดการณ์ไว้ในมาตรฐาน โดยเฉพาะในช่วงปลายเดือนเมษายนถึงพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นช่วงที่เกิดการสะสมความร้อนสูงสุดในระบบสายเมนหลัก

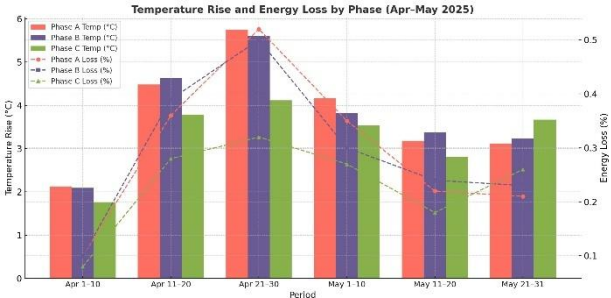
ตารางที่ 2 ค่าที่พยากรณ์ได้จากสมการถดถอย

Period	ΔT_{real} A (°C)	ΔR_{pred} A (%)	ΔT_{real} B (°C)	ΔR_{pred} B (%)	ΔT_{real} C (°C)	ΔR_{pred} C (%)
Apr 1–10, 2025	2.13	0.10	2.09	0.10	1.76	0.08
Apr 11–20, 2025	4.48	0.36	4.64	0.39	3.79	0.28
Apr 21–30, 2025	5.75	0.52	5.60	0.50	4.12	0.32
May 1–10, 2025	4.16	0.35	3.82	0.30	3.53	0.27
May 11–20, 2025	3.18	0.22	3.37	0.24	2.81	0.18
May 21–31, 2025	3.12	0.21	3.24	0.23	3.67	0.26



รูปที่ 4 แนวโน้มค่าความต้านทานจากแบบจำลองถดถอยของสายเมนในแต่ละเฟส

จากกราฟรูปที่ 4 พบว่า เฟส A มีการเปลี่ยนแปลงสูงสุด จากจุดเริ่มต้น 0.1% เพิ่มขึ้นถึงจุดสูงสุด ~0.54% ในช่วง เมษายน 21-30 จากนั้นลดลงเหลือ ~0.2% เฟส B แนวโน้มคล้ายเฟส A แต่มีค่าต่ำกว่าจุดสูงสุด ~0.45% ในช่วงเดียวกัน เฟส C เสถียรที่สุดและเพิ่มขึ้นค่อย ๆ จาก 0.1% ถึงประมาณ 0.32% และคงที่จุดสำคัญ ช่วง เมษายน 21-30 ทุกเฟสมีการเปลี่ยนแปลงสูงสุด ช่วงพฤษภาคม 11-20 เฟส A และ B ลดลงอย่างรวดเร็ว (~0.2%) ขณะที่เฟส C คงที่ Confidence Interval เฟส A มีช่วงความเชื่อมั่นกว้างที่สุด แสดงความไม่แน่นอนในการคาดการณ์สรุปได้ว่า เฟส A มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงมากที่สุด ขณะที่เฟส C มีเสถียรภาพสูงสุด



รูปที่ 5 การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิและการสูญเสียพลังงานของสายเมนหลักในแต่ละเฟส

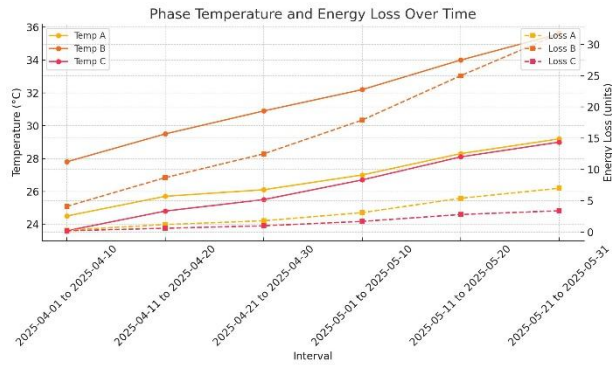
จากกราฟรูปที่ 5 พบว่า ช่วงวันที่ 21-30 เมษายน เฟส A มีอุณหภูมิสูงสุดที่ 5.75°C และการสูญเสียพลังงานที่ 0.52% เฟส B มีอุณหภูมิ 5.60°C และสูญเสียพลังงาน 0.50% เฟส C มีอุณหภูมิต่ำกว่าที่ 4.12°C และสูญเสียพลังงาน 0.32% แนวโน้มโดยรวม เฟส B มีค่าการสูญเสียพลังงานเฉลี่ยสูงสุดที่ประมาณ 0.29% เฟส A และ C มีค่าเฉลี่ยใกล้เคียงกันที่ 0.29% และ 0.23% ตามลำดับ อุณหภูมิในช่วง 11-30 เมษายน สูงกว่าช่วงอื่น ๆ อย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งสัมพันธ์กับการสูญเสียพลังงานที่เพิ่มขึ้น ข้อมูลนี้ชี้ให้เห็นว่า เฟส B มักมีอุณหภูมิและการสูญเสียสูงสุดในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งอาจเป็นจุดที่ต้องจับตาในการวิเคราะห์ที่โหลดไม่สมดุลและการบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ในระบบไฟฟ้าอาคารเรียน

3.3 การวิเคราะห์ Empirical Daily Degradation Model

เพื่อศึกษาการเสื่อมสะสมของสายเมนหลักในช่วงเวลาต่าง ๆ ได้ทำการคำนวณค่าอุณหภูมิจริงเฉลี่ย (ΔT_{real}) ของแต่ละเฟสและคำนวณการเสื่อมสะสมตามสูตร Empirical Daily Degradation Model โดยใช้ข้อมูลอุณหภูมิรายวันเป็นอินพุตหลัก ซึ่งมีสมมติฐานว่าการเสื่อมจะเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิที่สูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ขั้นตอนการคำนวณประกอบด้วยการรวบรวมข้อมูลอุณหภูมิในช่วงเวลาที่กำหนด จากนั้นคำนวณค่า ΔT_{real} ของแต่ละเฟสในช่วงเวลานั้น ๆ เพื่อใช้ในการประมาณการเสื่อมสะสมในหน่วยที่สัมพันธ์กับอุณหภูมิและระยะเวลาของการใช้งาน

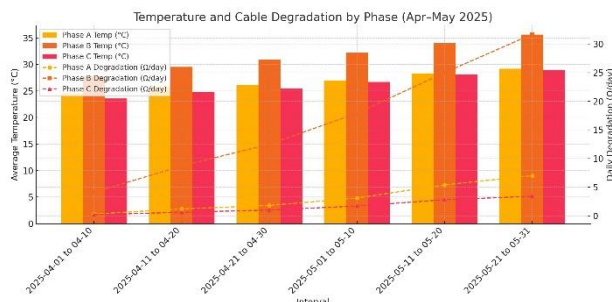
ตารางที่ 3 ผลลัพธ์จากแบบจำลองการเสื่อมสภาพเชิงประจักษ์

Interval	ΔT_A (°C)	Deg_A (units)	ΔT_B (°C)	Deg_B (units)	ΔT_C (°C)	Deg_C (units)
2025-04-01 to 2025-04-10	24.5	0.3	27.8	4.1	23.6	0.2
2025-04-11 to 2025-04-20	25.7	1.2	29.5	8.7	24.8	0.6
2025-04-21 to 2025-04-30	26.1	1.8	30.9	12.5	25.5	1.0
2025-05-01 to 2025-05-10	27.0	3.1	32.2	17.9	26.7	1.7
2025-05-11 to 2025-05-20	28.3	5.4	34.0	25.0	28.1	2.8
2025-05-21 to 2025-05-31	29.2	7.0	35.6	31.7	29.0	3.4



รูปที่ 5 อุณหภูมิเฟสและการสูญเสียพลังงานตามเวลา

จากกราฟรูปที่ 5 พบว่า เฟส A มีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 28°C ถึง 35.5°C (อัตราเพิ่ม 7.5°C) เฟส B เพิ่มขึ้นปานกลางจาก 25°C ถึง 29°C (อัตราเพิ่ม 4°C) เฟส C เพิ่มขึ้นน้อยที่สุดจาก 24°C ถึง 25°C (อัตราเพิ่ม 1°C) ผลการวิเคราะห์การสูญเสียพลังงาน เฟส A สูญเสียสูงสุด เพิ่มจาก ~8 kWh ถึง ~30 kWh เฟส B สูญเสียปานกลาง เพิ่มจาก ~3 kWh ถึง ~8 kWh เฟส C สูญเสียต่ำสุดคงที่ที่ ~2-4 kWh ความสัมพันธ์ของการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิมีสหสัมพันธ์เชิงบวกกับการสูญเสียพลังงาน โดยเฟส A แสดงความไวต่อการเปลี่ยนแปลงสูงสุด ขณะที่เฟส C มีเสถียรภาพดีที่สุด แนวโน้มทุกเฟสมีการเพิ่มขึ้นแบบเชิงเส้น โดยเฟส A มีความชันสูงสุด



รูปที่ 6 อุณหภูมิและการเสื่อมสภาพสายเคเบิลจำแนกตามเฟส

จากกราฟรูปที่ 6 พบว่า อุณหภูมิ เฟส A เพิ่มขึ้นจาก 24°C ถึง 29°C เฟส B เพิ่มขึ้นสูงสุดจาก 24°C ถึง 36°C เฟส C คงที่ประมาณ 23-28°C ผลการวิเคราะห์การเสื่อมสภาพ เฟส A เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วจาก 1 ถึง 7Ω/day เฟส B เพิ่มขึ้นสูงสุดจาก 1 ถึง 32Ω/day เฟส C เพิ่มขึ้นน้อยกว่า 0.5 ถึง 3Ω/day ความสัมพันธ์สำคัญ เฟส B มีทั้งอุณหภูมิสูงสุด (36°C) และการเสื่อมสภาพเร็วที่สุด (32Ω/day) เฟส C มีเสถียรภาพสูงสุดทั้งอุณหภูมิและการเสื่อมสภาพ ช่วงวิกฤต พฤษภาคม 21-31 ทุกเฟสมีการเสื่อมสภาพเร่งขึ้นอย่างชัดเจน สรุปได้ว่ามีสหสัมพันธ์เชิงบวกระหว่างอุณหภูมิและการเสื่อมสภาพ โดยเฟส B มีความเสี่ยงสูงสุด ขณะที่เฟส C มีความน่าเชื่อถือสูงสุด

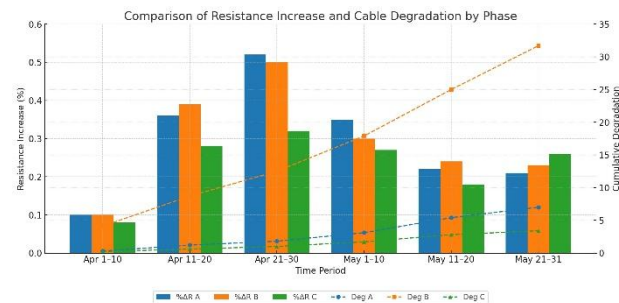
3.4 การวิเคราะห์เปรียบเทียบผลลัพธ์ของทั้งสองโมเดล

เพื่อประเมินผลกระทบของอุณหภูมิที่มีต่อการเสื่อมสภาพของสายเมน งานวิจัยนี้เปรียบเทียบผลลัพธ์จากแบบจำลองเชิงสถิติ (Regression Model) และแบบจำลองเชิงประจักษ์รายวัน (Empirical Daily Degradation Model) โดยแต่ละโมเดลมีจุดเด่นต่างกัน ทั้งด้านความ

แม่นยำ ความซับซ้อน และความเหมาะสมต่อการใช้งานจริง การเปรียบเทียบนี้ช่วยระบุแนวทางที่เหมาะสมในการวางแผนบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ และยืดอายุการใช้งานของระบบไฟฟ้าในอาคารที่มีอุณหภูมิสูงอย่างต่อเนื่อง

ตารางที่ 4 ค่าที่พยากรณ์ได้จากสมการถดถอย

Period	% ΔR A	Deg A	% ΔR B	Deg B	% ΔR C
Apr 1-10, 2025	0.10%	0.3	0.10%	4.1	0.08%
Apr 11-20, 2025	0.36%	1.2	0.39%	8.7	0.28%
Apr 21-30, 2025	0.52%	1.8	0.50%	12.5	0.32%
May 1-10, 2025	0.35%	3.1	0.30%	17.9	0.27%
May 11-20, 2025	0.22%	5.4	0.24%	25.0	0.18%
May 21-31, 2025	0.21%	7.0	0.23%	31.7	0.26%

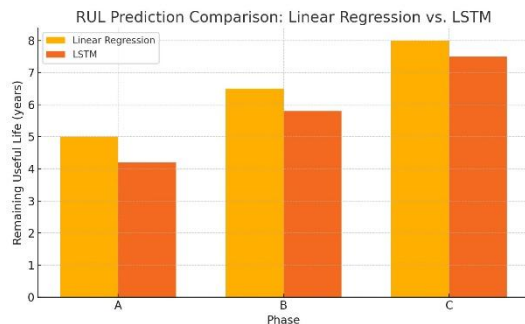


รูปที่ 7 การเปรียบเทียบการเพิ่มขึ้นของความต้านทานและการเสื่อมสภาพสายเมนหลักจำแนกตามเฟส

จากกราฟรูปที่ 7 พบว่า ช่วง เมษายน 21-30 มีค่าสูงสุดทุกเฟส โดย เฟส A = 0.52%, เฟส B = 0.51%, เฟส C = 0.32% ช่วง เมษายน 11-20 ค่ารองลงมา เฟส A = 0.37%, เฟส B = 0.40%, เฟส C = 0.27% แนวโน้มลดลงจากเมษายนไปพฤษภาคม โดยเฟส A และ B มีการเปลี่ยนแปลงมากกว่าเฟส C ผลการวิเคราะห์การเสื่อมสภาพสายเคเบิล เฟส A เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก ~5% ถึง ~31% เฟส B เพิ่มขึ้นปานกลางจาก ~3% ถึง ~15% เฟส C เพิ่มขึ้นน้อยกว่า ~2% ถึง ~8% ความสัมพันธ์การเพิ่มขึ้นของความต้านทานในช่วงเมษายน 21-30 สอดคล้องกับการเสื่อมสภาพสายเคเบิลที่เร่งขึ้น โดยเฟส A มีทั้งความต้านทานและการเสื่อมสภาพสูงสุด

3.5 การเปรียบเทียบอายุการใช้งานที่เหลือ (RUL) ระหว่างโมเดลที่ 1 และโมเดลที่ 2

การคาดการณ์อายุการใช้งานที่เหลือ (RUL) เป็นแนวทางสำคัญในการประเมินการเสื่อมสภาพของระบบไฟฟ้า งานวิจัยนี้เปรียบเทียบความแม่นยำของโมเดล Linear Regression (โมเดลที่ 1) และ LSTM (โมเดลที่ 2) โดยใช้ข้อมูล ΔT_{real} ของแต่ละเฟส การวิเคราะห์ผ่านกราฟ RUL Comparison แสดงให้เห็นความแตกต่างของแนวโน้มการเสื่อมและระยะเวลาในการถึงจุดวิกฤต ซึ่งช่วยสนับสนุนการเลือกแบบจำลองที่เหมาะสมในการวางแผนบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์



รูปที่ 8 การเปรียบเทียบการทำนาย RUL: Linear Regression เทียบกับ LSTM

จากกราฟรูปที่ 8 พบว่า Linear Regression เฟส A 5.0 ปี เฟส B 6.5 ปี เฟส C 8.0 ปี (สูงสุด) LSTM เฟส A 4.2 ปี เฟส B 5.7 ปี เฟส C 7.5 ปี ข้อสังเกตสำคัญ Linear Regression ทำนายอายุการใช้งานสูงกว่า LSTM ในทุกเฟส โดยเฉลี่ยสูงกว่า 0.6-0.8 ปี เฟส C มีอายุการใช้งานยาวนานที่สุดในทั้งสองแบบจำลอง สอดคล้องกับความเสถียรที่แสดงในกราฟก่อนหน้า เฟส A มีอายุการใช้งานสั้นที่สุด แสดงถึงการเสื่อมสภาพเร็วที่สุด ความแตกต่างระหว่างแบบจำลอง LSTM มีแนวโน้มทำนายค่าต่ำกว่า อาจเนื่องจากความสามารถในการจับรูปแบบที่ซับซ้อนมากกว่า สรุปทั้งสองแบบจำลองแสดงแนวโน้มเดียวกัน คือ เฟส C > เฟส B > เฟส A ตามลำดับอายุการใช้งาน

4. ผลการศึกษา

ผลการศึกษาพบว่า เฟส B มีอุณหภูมิเฉลี่ยสูงสุดที่ 28.5°C สูงกว่า เฟส A และ C ราว 3-5°C ส่งผลให้ความต้านทานเพิ่มขึ้นประมาณ 4.5% และแรงดันตกสูงสุดที่ 1.40% ในช่วงวันที่ 26-31 มกราคม 2568 ขณะที่ เฟส A และ C อยู่ที่ 1.10% และ 1.25% ตามลำดับ การสูญเสียพลังงานสูงสุดเกิดขึ้นช่วงวันที่ 1-10 มกราคม อยู่ที่ 0.004851 วัตต์ สูงกว่าค่าเฉลี่ยปกติประมาณ 10 เท่า แสดงถึงผลกระทบจากโหลดไม่สมดุล ระบบ IoT ช่วยติดตามพฤติกรรมผิดปกติของโหลดและอุณหภูมิได้อย่างแม่นยำและรวดเร็วแบบจำลอง Linear Regression ทำนายอายุสายไฟเฟส A, B และ C ที่ 5.0, 6.5 และ 8.0 ปี ขณะที่ LSTM ทำนายได้ 4.2, 5.7 และ 7.5 ปี ตามลำดับ ทั้งสองแบบจำลองแสดงแนวโน้มตรงกันว่า เฟส C มีอายุการใช้งานยาวนานที่สุด และเฟส A เสื่อมสภาพเร็วที่สุด

5. สรุปและข้อเสนอแนะ

ผลการศึกษาพบว่า ความผันผวนของอุณหภูมิและโหลดไฟฟ้าใน เฟส B ส่งผลให้แรงดันลดลงและการสูญเสียพลังงานเพิ่มสูงสุดถึง 10 เท่า ในช่วงโหลดสูง สะท้อนถึงความสำคัญของการบริหารจัดการโหลดและการเลือกวัสดุสายไฟที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าในอาคาร ข้อเสนอแนะสำคัญ ได้แก่ จัดสมดุลโหลดไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด เพื่อลดความร้อนสะสมและการสูญเสียพลังงาน ใช้สายไฟที่มีความต้านทานต่ำและทนความร้อนสูง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการส่งผ่านพลังงาน ติดตั้งระบบตรวจจับและแจ้งเตือนแบบเรียลไทม์ (IoT) เพื่อเฝ้าระวังและปรับปรุงระบบทันที ส่งเสริมพฤติกรรมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อลดโหลดสูงสุดและเพิ่มความยั่งยืนของระบบ

6. กิตติกรรมประกาศ

คณะกรรมการผู้วิจัยขอขอบคุณวิทยาลัยเทคโนโลยีอุตสาหกรรมและการจัดการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย สำหรับการสนับสนุนทุนวิจัยและอนุญาตให้ใช้พื้นที่และอุปกรณ์ ขอขอบคุณทีมงานวิจัย คณาจารย์ บุคลากร และครอบครัวที่ให้คำแนะนำและกำลังใจตลอดกระบวนการวิจัย

เอกสารอ้างอิง

- [1] Zhang, Y., & Li, H. (2023). Advanced Load Balancing Techniques for Smart Grids in High-Density Buildings. IEEE Transactions on Smart Grid, 14(2), 987-995.
- [2] Kim, S., Park, J., & Lee, D. (2024). Thermal Impact on Cable Resistance and Energy Loss in Electrical Systems under Variable Loads. Energy Reports, 10, 450-460.
- [3] Chen, W., & Wang, J. (2022). IoT- Based Real- Time Monitoring Systems for Electrical Energy Management in Commercial Buildings. Sensors, 22(15), 5867.
- [4] Nguyen, T., & Tran, Q. (2021). Behavioral Strategies to Reduce Peak Load and Improve Energy Efficiency in Institutional Buildings. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 143, 110887.
- [5] Rodriguez, M., Garcia, A., & Martinez, C. (2023). Machine Learning Applications for Predictive Maintenance in Power Distribution Systems. Journal of Electrical Engineering & Technology, 18(4), 2341-2355.
- [6] Thompson, R., Anderson, K., & Wilson, S. (2024). Phase Imbalance Effects on Cable Degradation and System Reliability in Three-Phase Networks. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 156, 109734.
- [7] Patel, N., Kumar, V., & Sharma, R. (2022). Temperature-Dependent Resistance Modeling for Underground Cable Systems in Urban Infrastructure. Applied Energy, 308, 118365.
- [8] Liu, X., Zhou, H., & Yang, M. (2023). LSTM-Based Remaining Useful Life Prediction for Electrical Components in Smart Building Systems. Reliability Engineering & System Safety, 231, 109012.



สันติ การสันต์ สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากมหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต และระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จาก มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร สนใจงานวิจัยด้านการจัดการพลังงาน และเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า



สิทธิศักดิ์ ไร่จະยะ สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากมหาวิทยาลัยรังสิต และระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จาก มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี สนใจงานวิจัยด้านนวัตกรรม สิ่งประดิษฐ์ และเทคโนโลยี