

การทำนายการเกิดไมโครแครกในสายเมน XLPE ของระบบไฟฟ้า อาคารเรียนโดยใช้การวิเคราะห์ข้อมูลกระแสสามเฟสแบบเรียลไทม์

สันติ การิสันต์¹ และ สิทธิศักดิ์ โรจชะยะ^{2*}

¹ วิทยาลัยเทคโนโลยีอุตสาหกรรมและการจัดการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย

² คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย

* ผู้ประสานงานเผยแพร่ (Corresponding Author), E-mail: sittisak.r@rmutsv.ac.th

วันที่รับบทความ: 25 ตุลาคม 2568; วันที่ทบทวนบทความ: 27 มกราคม 2569; วันที่ตอบรับบทความ: 10 กุมภาพันธ์ 2569

วันที่เผยแพร่ออนไลน์: 21 เมษายน 2569

บทคัดย่อ: งานวิจัยนี้มุ่งทำนายการเกิดไมโครแครก (Micro-Crack) ในสายเมนหลักชนิด XLPE ของระบบไฟฟ้าอาคารเรียนข้างอุตสาหกรรม มทร.ศรีวิชัย โดยใช้การวิเคราะห์ข้อมูลกระแสไฟฟ้าแบบเรียลไทม์สามเฟส (A, B, C) ระยะเวลา 7 เดือน รวมกว่า 60,000 จุดข้อมูล จากระบบ IoT Monitoring เพื่อประเมินความสัมพันธ์ระหว่างพฤติกรรมโหลด ความไม่สมดุล และการเสื่อมสภาพของสายเมนหลัก การเตรียมข้อมูลประกอบด้วย การทำความสะอาด การปรับช่วงเวลาให้เท่ากันทุก 5 นาที และการสร้างหน้าต่างเวลารายวันและรายสัปดาห์สำหรับการคำนวณเชิงสถิติ ผลการวิเคราะห์พบว่า Phase B มีค่ากระแสเฉลี่ยสูงสุดที่ $7.41 \pm 2.28A$ (มกราคม 2568) และเป็นเฟสเด่นต่อเนื่องตลอดการวัด ส่วนดัชนีความไม่สมดุลโหลด (LUI) เพิ่มขึ้นจาก 8.45% ในเดือนธันวาคม 2567 เป็น 13.05% ในเดือนกุมภาพันธ์ 2568 แสดงถึงภาวะไม่สมดุลระดับปานกลางถึงสูง พลังงานสะสม I^2 เพิ่มขึ้นจาก 1.82×10^3 เป็น $3.71 \times 10^3 A^2 \cdot day$ (+104%) ในช่วงเดือนแรกแสดงการเร่งของความเค้นทางความร้อน ผลการวิเคราะห์สหสัมพันธ์พบความสัมพันธ์สูงระหว่าง LUI และ I^2 ($r = 0.89$) บ่งชี้ถึงความเชื่อมโยงของความไม่สมดุลและความร้อนสะสม การสร้างแบบจำลองทำนายใช้ Logistic Regression และ LSTM เพื่อคำนวณค่าความน่าจะเป็นของการเกิดไมโครแครก $P_{micro}(t)$ ในช่วงเวลา t พบช่วงความเสี่ยงสูงในเฟส B ช่วงวันที่ 1-10 มกราคม 2568 ซึ่งสอดคล้องกับการเพิ่มขึ้นของโหลดเฉลี่ย +9.7% ตามจุดเปลี่ยน CP1 ผลลัพธ์ยืนยันว่าการวิเคราะห์กระแสสามเฟสแบบเรียลไทม์สามารถสะท้อนการเสื่อมของฉนวน XLPE ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และสามารถพัฒนาเป็นระบบบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ (Predictive Maintenance) เพื่อยืดอายุการใช้งานสายเมนหลัก ลดความเสี่ยงการล้มเหลว และเพิ่มประสิทธิภาพการจัดการพลังงานในระยะยาว

คำสำคัญ: การทำนายไมโครแครก; สายเมนหลัก XLPE; ความไม่สมดุลโหลด; การวิเคราะห์ข้อมูลแบบเรียลไทม์; การบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์

Predicting Micro-Crack Formation in XLPE Main Cables of Educational Building Power Systems Using Real-Time Three-Phase Current Data Analysis

Santi Karisan¹ and Sittisak Rojchaya^{2*}

¹ College of industrial technology and management, Rajamangala University of Technology Srivijaya

² Faculty of engineering and technology, Rajamangala University of Technology Srivijaya

* Corresponding author, E-mail: sittisak.r@rmutsv.ac.th

Received: 25 October 2025; Revised: 27 January 2026; Accepted: 10 February 2026

Online Published: 21 April 2026

Abstract: This study presents a predictive approach for detecting micro-crack formation in XLPE main cables of an educational building power system using real-time three-phase current data collected over seven months (>60,000 samples) via an IoT monitoring system. After data cleaning and 5-minute resampling, statistical and temporal analyses revealed that Phase B consistently carried the highest load (7.41 ± 2.28 A in January 2025), while the Load Unbalance Index (LUI) rose from 8.45% to 13.05%, reflecting moderate imbalance. Cumulative thermal energy (I^2) increased by 104%, with a strong correlation to LUI ($r = 0.89$). Logistic Regression and LSTM models estimated the probability of micro-crack occurrence $P_{\text{micro}}(t)$, identifying a high-risk period in early January 2025 corresponding to a +9.7% current surge. The results confirm that real-time current analysis effectively indicates early XLPE insulation degradation and supports predictive maintenance for improved system reliability and energy management.

Keywords: micro-crack prediction, XLPE cable, load unbalance, real-time analysis, predictive maintenance



1. บทนำ

ระบบไฟฟ้าในอาคารเรียนขนาดใหญ่มีแนวโน้มเผชิญปัญหาความไม่สมดุลของโหลดและการสะสมความร้อน ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่เร่งให้เกิดความเสื่อมสภาพของสายเมนหลักชนิด XLPE (Cross-Linked Polyethylene) แม้ว่าสาย XLPE จะมีคุณสมบัติด้านความทนทานทางความร้อนและฉนวนไฟฟ้าที่ดี แต่การทำงานภายใต้ภาวะกระแสเกินพิกัดหรือโหลดที่ผันผวนอย่างต่อเนื่องสามารถก่อให้เกิดรอยแตกระดับจุลภาค (Micro-Crack) ภายในฉนวน และเพิ่มความเสี่ยงต่อความล้มเหลวของระบบในระยะยาว [1-7] การประเมินสภาพสายไฟ XLPE ในปัจจุบันมักอาศัยการตรวจวัดการคายประจุบางส่วน (Partial Discharge: PD) และการวิเคราะห์คุณลักษณะไดอิเล็กทริกหรือการแก้ตัวทางความร้อนและไฟฟ้า ซึ่งให้ความแม่นยำสูงแต่ต้องใช้อุปกรณ์เฉพาะทาง มีต้นทุนสูง และไม่เหมาะกับการติดตามสถานะการทำงานแบบต่อเนื่องหรือแบบเรียลไทม์ [8-10] งานวิจัยล่าสุดชี้ให้เห็นว่าการสะสมความเสียหายของฉนวน XLPE ภายใต้การใช้งานจริงมักเกิดจากผลรวมของความไม่สมดุลและความร้อนสะสม ซึ่งไม่สามารถตรวจจับได้จากการทดสอบเป็นช่วงเวลาเพียงอย่างเดียว [2, 10] ในช่วงหลังการประยุกต์ใช้ข้อมูลจากระบบตรวจวัดพลังงานและ IoT เพื่อวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าสามเฟสได้รับความสนใจเพิ่มขึ้น เนื่องจากสามารถสะท้อนพฤติกรรมของโหลดความไม่สมดุล และผลกระทบเชิงความร้อนในสายเมนหลักได้โดยตรง โดยไม่ต้องติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม งานวิจัยหลายฉบับรายงานว่า การวิเคราะห์ข้อมูลกระแสไฟฟ้าและอิมพีแดนซ์สามารถใช้เป็น

ตัวบ่งชี้ทางอ้อมของการเสื่อมสภาพสายไฟฟ้าแรงดันสูง และมีศักยภาพต่อการพัฒนาระบบเฝ้าระวังแบบเรียลไทม์ [1, 9-12]

ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมุ่งทำนายการเกิดไมโครแคร็กในสายเมนหลักชนิด XLPE ของระบบไฟฟ้าอาคารเรียนช่วงอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย โดยใช้ข้อมูลกระแสไฟฟ้าสามเฟสที่เก็บแบบเรียลไทม์ต่อเนื่องเป็นเวลา 7 เดือน เพื่อวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างพฤติกรรมโหลด ความไม่สมดุล และการสะสมความร้อน ผ่านการวิเคราะห์เชิงสถิติและแบบจำลองเชิงฟิสิกส์ร่วมกับเทคนิคการเรียนรู้ของเครื่อง เพื่อสนับสนุนการบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในระยะยาว [1-12]

2. วิธีการดำเนินงานวิจัย

การวิจัยนี้ใช้ข้อมูลกระแสไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ของระบบไฟฟ้าอาคารเรียนช่วงอุตสาหกรรม มทร.ศรีวิชัย ซึ่งเก็บจากระบบ IoT Monitoring เป็นระยะเวลา 7 เดือน ครอบคลุมเฟส A, B และ C โดยค่าที่บันทึกมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A) และบันทึกต่อเนื่องในช่วงเวลาเท่ากันทุกช่วง เพื่อใช้วิเคราะห์พฤติกรรมของโหลดไฟฟ้าและภาวะความไม่สมดุลเรื้อรังของระบบ

2.1 การเตรียมและประมวลผลข้อมูล

ดำเนินการทำความสะอาดข้อมูล (Data Cleaning) โดยตรวจสอบและปรับค่าที่หายไป ค่าผิดปกติ และค่าที่อยู่นอกช่วงให้เป็นมาตรฐาน จากนั้นปรับช่วงเวลา (Resampling) ให้มีความถี่คงที่ทุก 5 นาที เพื่อความสม่ำเสมอของข้อมูลแบบอนุกรมเวลา (Time Series)



และสร้างหน้าต่างเวลา (Windowing) รายวันและรายสัปดาห์ เพื่อคำนวณค่าทางสถิติของแต่ละเฟส

ข้อมูลหลักประกอบด้วยค่ากระแสไฟฟ้าสามเฟส (Phase A, B, C) รวมประมาณ 60,000 จุดข้อมูล พร้อมข้อมูลแรงดันไฟฟ้า อุณหภูมิแวดล้อม และบันทึกการทำงานของระบบ สายเมนหลักที่ศึกษาเป็นชนิด XLPE ขนาด 240mm² ทองแดง โดยอ้างอิงคุณลักษณะทางไฟฟ้าและความร้อนตามมาตรฐานผู้ผลิตในการประเมินเชิงเทคนิค

รูปที่ 1 แสดงโครงสร้างการติดตั้งระบบ IoT Monitoring สำหรับวัดกระแสไฟฟ้าแรงดันต่ำแบบสามเฟส พร้อมการเทียบความแม่นยำกับเครื่องมือมาตรฐาน พบว่าค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยไม่เกิน ±2% ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน IEC 61000-4-30 ระดับ

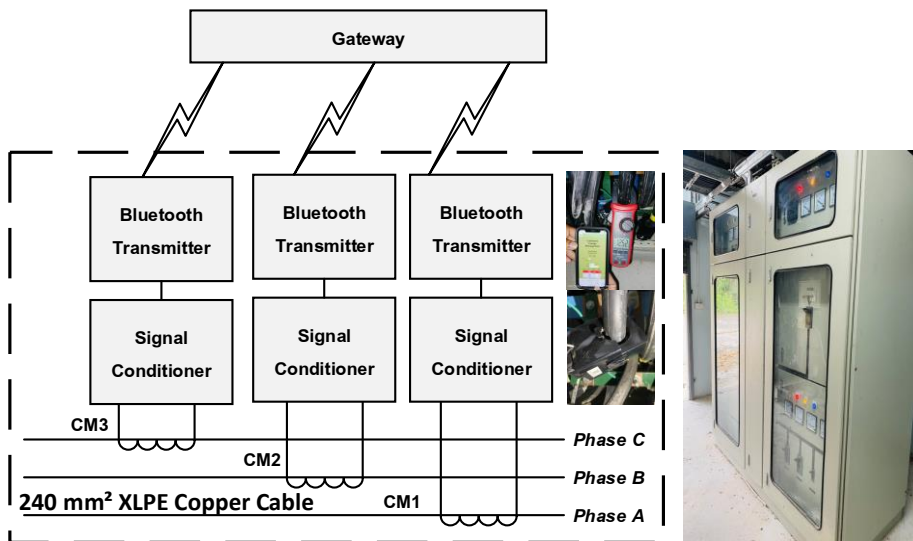
Class A แสดงถึงความน่าเชื่อถือของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เชิงสถิติและ Machine Learning ภายหลัง

2.2 การวิเคราะห์เชิงคุณลักษณะ (Feature Extraction)

จากข้อมูลกระแสไฟฟ้าสามเฟส ได้ทำการคำนวณและสกัดคุณลักษณะที่สำคัญทางไฟฟ้าและความร้อน เช่น ค่ากระแสเฉลี่ย กระแสสูงสุด ค่าความแปรปรวน อุณหภูมิเฉลี่ย และอัตราการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ เพื่อใช้เป็นตัวแปรอินพุตในการวิเคราะห์และสร้างแบบจำลองเชิงพยากรณ์

กระแสเฉลี่ยและส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานได้จากสมการ (1)

$$\bar{I} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n I(t), \quad \sigma_I = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (I(t) - \bar{I})^2} \quad (1)$$



Main Distribution Board

รูปที่ 1 การติดตั้งระบบตรวจวัดพลังงานแบบเรียลไทม์และเปรียบเทียบความแม่นยำกับเครื่องมือวัดมาตรฐาน



ดัชนีโหลดไม่สมดุล (Load Unbalance Index) ได้จากสมการ (2)

$$LUI = \frac{\max(I_A, I_B, I_C) - \min(I_A, I_B, I_C)}{\left(\frac{I_A + I_B + I_C}{3}\right)} \times 100\% \quad (2)$$

กำลังสูญเสียเนื่องจากความร้อนในตัวนำ (Joule Loss) ได้จากสมการ (3)

$$P_{\text{loss}}(t) = I(t)^2 \times R(T) \quad (3)$$

อุณหภูมิของตัวนำ (Cable Temperature Model) ได้จากสมการ (4)

$$C \frac{dT}{dt} + \frac{T - T_{\text{amb}}}{R_{\text{th}}} = I^2 R(T) \quad (4)$$

ใช้เพื่อประเมินความร้อนสะสมและผลกระทบต่ออายุการใช้งานของฉนวน

2.3 การคำนวณดัชนีความเสียหายสะสม (Cumulative Damage Index)

ดัชนีความเสียหายสะสมใช้ประเมินการเสื่อมสภาพของสายเมนหลัก โดยอ้างอิงทฤษฎีความล้า (Fatigue) และการเสื่อมของฉนวนจากความร้อน (Thermal Aging) การสะสมพลังงานความร้อนคำนวณจากสมการอุณหพลศาสตร์ เพื่อสะท้อนระดับความเสียหายและใช้เป็นตัวบ่งชี้สำหรับการบำรุงรักษาเชิงพยากรณ์ (Predictive Maintenance)

การสะสมพลังงานความร้อน ได้จากสมการ (5)

$$E_{\text{cum}} = \int_0^t I(\tau)^2 R(T) dt \quad (5)$$

สมการการเสื่อมตามกฎ Arrhenius ได้จากสมการ (6)

$$\text{Life} \propto \exp\left(-\frac{E_a}{kT}\right) \quad (6)$$

การคำนวณดัชนีความเสียหายสะสมแบบ Miner's Rule ได้จากสมการ (7)

$$D(t) = \sum_j \left(\frac{A_j}{A_{\text{ref}}}\right)^\beta \quad (7)$$

เมื่อ $D(t) > 1$ ถือว่าเข้าสู่ช่วงความเสี่ยงสูงต่อการเกิด Micro-crack

2.4 การสร้างแบบจำลองการทำนาย (Prediction Model)

ในขั้นตอนการสร้างแบบจำลองการทำนาย ได้เตรียมข้อมูลสำหรับการเรียนรู้โดยกำหนดค่า Label จากค่าดัชนี $D(t)$ หรือ E_{cum} ที่เกินค่าขีดจำกัด (Threshold) จากนั้นแบ่งข้อมูลออกเป็นชุดฝึก (Training Set) และชุดทดสอบ (Testing Set) แบบจำลองที่ใช้คือ Logistic Regression ซึ่งสามารถอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรคุณลักษณะกับความน่าจะเป็นของการเกิดความเสียหายได้จากสมการพื้นฐานของลอจิสติกเรกเรชัน

$$P(Y = 1|x) = \sigma(w^T x + b) \quad (8)$$

หรือแบบจำลองเชิงลึก (LSTM) สำหรับข้อมูลตามเวลา (Time-Series) ผลลัพธ์ที่ได้คือค่าความน่าจะเป็น $P_{\text{micro}}(t) \in [0, 1]$ ซึ่งสะท้อนระดับความเสี่ยงของการเกิด Micro-crack ในแต่ละช่วงเวลา

2.5 การตรวจสอบและประเมินประสิทธิภาพแบบจำลอง

การตีความและการนำผลไปใช้ วิเคราะห์ช่วงเวลาที่มีค่าความน่าจะเป็น $P_{\text{micro}}(t)$ สูงกว่าค่ากำหนด เพื่อระบุสายเฟสหรือช่วงเวลาที่มีความเสี่ยงสูง เปรียบเทียบกับข้อมูลอุณหภูมิและพฤติกรรมโหลดจริง เพื่อยืนยันผลการทำนายและเสนอแนวทางปรับปรุง เช่น การบาลานซ์โหลด หรือการติดตั้งระบบตรวจวัด PD เพื่อป้องกันความเสียหายก่อนเกิดขึ้นจริง

2.6 การตีความและการนำผลไปใช้

วิเคราะห์ช่วงเวลาที่มีความน่าจะเป็นการเกิด Micro-crack $P_{\text{micro}}(t)$ สูงกว่าค่ากำหนด เพื่อระบุสายเฟสหรือช่วงเวลาที่มีความเสี่ยงสูง เปรียบเทียบผลทำนายกับข้อมูลอุณหภูมิและพฤติกรรมโหลดจริง เพื่อยืนยันความถูกต้อง พร้อมเสนอแนวทางปรับปรุง เช่น การบาลานซ์โหลดหรือการติดตั้งระบบตรวจวัด Partial Discharge (PD) เพื่อป้องกันความเสียหายก่อนเกิดขึ้น นอกจากนี้ยังสามารถประเมินความเสี่ยงแบบเรียลไทม์โดยเชื่อมโยงข้อมูลกระแสไฟฟ้ากับพฤติกรรมความร้อนและอายุการใช้งานของสาย XLPE พัฒนาเป็นระบบ “Predictive Maintenance” สำหรับอาคารเรียนช่างอุตสาหกรรม มทร.ศรีวิชัย

3. ผลการวิจัย/ทดลองและการอภิปรายผล

ข้อมูลกระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟส (Phase A, B, C) จากระบบไฟฟ้าอาคารเรียนช่างอุตสาหกรรม มทร.ศรีวิชัย ระยะเวลา 7 เดือน ถูกนำมาผ่านกระบวนการวิเคราะห์เพื่อประเมินพฤติกรรมโหลด ความไม่สมดุล และสัญญาณเบื้องต้นของการเสื่อมสภาพในสายเมน XLPE โดยดำเนินการเป็นลำดับขั้นตอนเชิงวิเคราะห์ดังนี้

3.1 การวิเคราะห์อนุกรมเวลารายวันและค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Daily Time Series & Rolling Mean)

ได้ทำการสร้างกราฟอนุกรมเวลาของค่ากระแสในแต่ละเฟส พร้อมคำนวณค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ 7 วัน เพื่อสังเกตแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระยะยาว และตรวจจับพฤติกรรมการเพิ่มขึ้นของโหลด (Load Growth) ที่อาจส่งผลต่อความเสถียรของระบบไฟฟ้า

3.2 การวิเคราะห์สัดส่วนของแต่ละเฟสต่อกระแสรวม (Stacked Area Analysis)

ได้ทำการคำนวณสัดส่วนของกระแสแต่ละเฟสเมื่อเทียบกับกระแสรวมในแต่ละวัน เพื่อระบุเฟสที่รับโหลดสูงสุด (Dominant Phase) และใช้ประเมินความไม่สมดุลของโหลดระหว่างเฟส ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญต่อประสิทธิภาพและความเสถียรของระบบไฟฟ้า

3.3 การกระจายค่ากระแสรายเดือน (Monthly Boxplot)

การสร้างกราฟ Boxplot แยกตามเดือนสำหรับกระแสแต่ละเฟสเพื่อประเมินการกระจายและความแปรปรวนของข้อมูล พร้อมตรวจจับค่าผิดปกติ (Outliers) ข้อมูลนี้ช่วยระบุพฤติกรรมโหลดตาม



ฤดูกาล เดือนที่มีความผันผวนสูง และสนับสนุนการวางแผนบำรุงรักษาและการบาลานซ์โหลด

3.4 การคำนวณดัชนีความไม่สมดุลโหลด (Load Unbalance Index: LUI)

ใช้สูตรมาตรฐานของ IEC 61000-4-30 ในการคำนวณดัชนี LUI เพื่อวัดความแตกต่างของกระแสทั้งสามเฟส ณ เวลา t

3.5 การคำนวณดัชนีความเสียหายเชิงพลังงาน (Daily I² and Cumulative I²)

คำนวณค่ากระแสยกกำลังสองรายวัน (I²) เพื่อแทนค่าพลังงานความร้อนสะสมในสายไฟ และรวมผลลัพธ์เป็นค่า Cumulative I² เพื่อวิเคราะห์ระดับการสะสมพลังงานและความเสี่ยงต่อความเสียหายของสาย การใช้

ดัชนีนี้ช่วยให้ประเมินความเสี่ยงสภาพเชิงพยากรณ์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

กราฟรูปที่ 2 พบว่า Phase B มีค่าเฉลี่ยสูงสุดอย่างต่อเนื่อง ($7.41 \pm 2.28A$ ในเดือนมกราคม 2568) และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามเส้นค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ โดยเฉพาะช่วงเดือนมีนาคม-พฤษภาคม 2568 สะท้อนพฤติกรรมการเพิ่มของภาระโหลดตามฤดูกาล (เช่น การใช้งานเครื่องปรับอากาศ) ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดการสะสมความร้อนภายในสายเมน XLPE

กราฟรูปที่ 3 พบว่า Phase B มีสัดส่วนเฉลี่ย 46.4% ตลอดช่วงเวลาที่ศึกษา สูงกว่า Phase A (23.0%) และ Phase C (30.6%) อย่างมีนัยสำคัญ สะท้อนภาวะ "Phase Dominance" ซึ่งทำให้เกิดการกระจายกระแสไม่สมดุลและเพิ่มความร้อนเฉพาะจุด (Localized Heating) ในเฟสที่มีภาระสูงสุด

ตารางที่ 1 สรุปข้อมูลกระแสไฟฟ้า 3 เฟสรายวัน

Date Range	Phase A (A)	Phase B (A)	Phase C (A)	Total Current (A)	Daily Avg (A)
Dec 1–31, 2024	3.12 ± 1.25	6.94 ± 2.15	4.21 ± 1.58	14.27	4.76
Jan 1–31, 2025	3.55 ± 1.31	7.41 ± 2.28	4.72 ± 1.63	15.68	5.23
Feb–Jun 2025	3.47 ± 1.19	7.05 ± 1.97	4.55 ± 1.52	15.07	5.02
Overall (7 months)	3.38 ± 1.25	7.13 ± 2.12	4.49 ± 1.58	14.99	5.00

Note: แสดงค่าเฉลี่ยกระแสไฟฟ้ารายวันในระดับช่วงเวลา (long-term daily average) ซึ่งสรุปพฤติกรรมโหลดภาพรวมในระยะยาวรวมทั้งช่วงที่มีโหลดต่ำและวันหยุด

ตารางที่ 2 ค่า Rolling Mean และแนวโน้มฤดูกาล

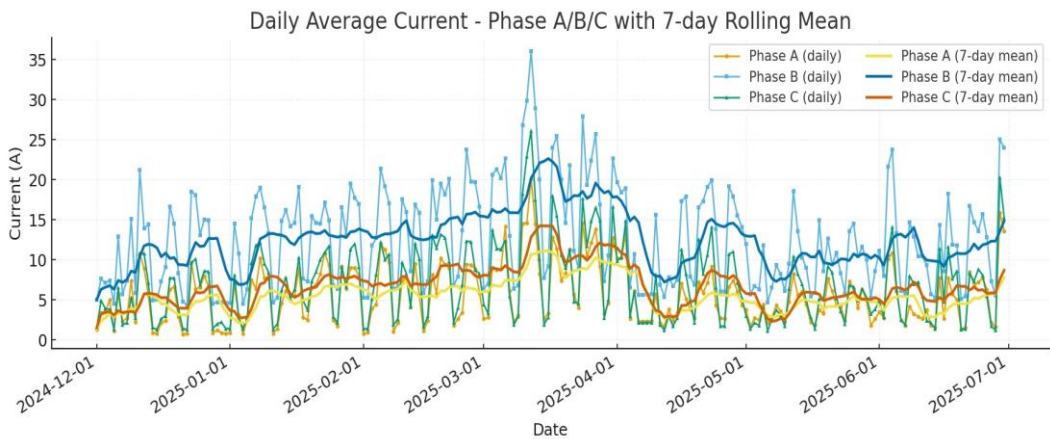
Period	Rolling Window	Mean A (A)	Mean B (A)	Mean C (A)	Trend Slope ($\Delta A/day$)
Week 1–4	7 days	3.25	6.82	4.10	+0.015
Week 5–8	7 days	3.41	7.12	4.39	+0.018
Week 9–12	7 days	3.62	7.36	4.62	+0.021

Note: แสดงค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ด้วยหน้าต่างเวลา 7 วัน (rolling mean) และแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระยะสั้น

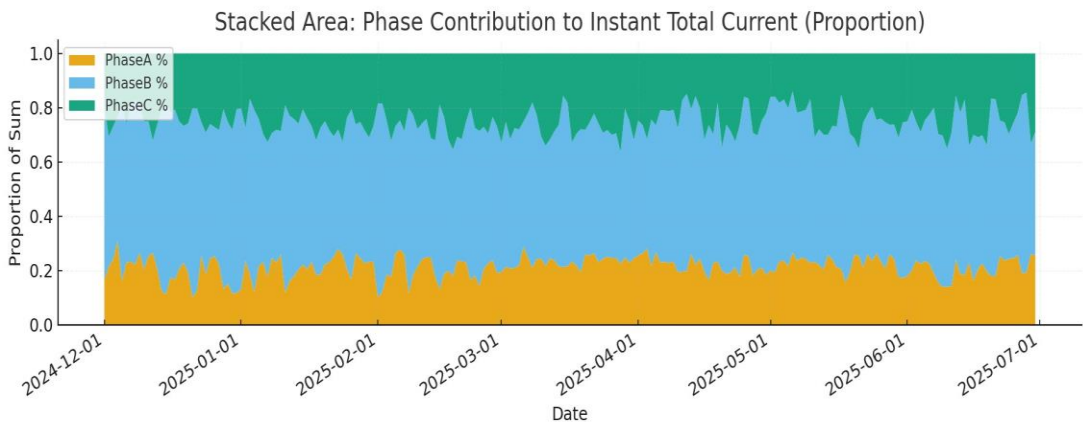


ตารางที่ 3 สัดส่วนการมีส่วนร่วมของกระแสแต่ละเฟส

Month	Phase A (%)	Phase B (%)	Phase C (%)	Dominant Phase
Dec 2024	21.8	48.7	29.5	B
Jan 2025	22.6	47.3	30.1	B
Feb 2025	23.0	46.1	30.9	B
Mar 2025	23.3	45.5	31.2	B
Apr–Jun 2025	22.9	46.4	30.7	B



รูปที่ 2 ค่าเฉลี่ยกระแสไฟฟ้ารายวันของเฟส A/B/C พร้อมค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ 7 วัน



รูปที่ 3 สัดส่วนกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟสต่อกระแสรวม (แบบ Stacked Area)

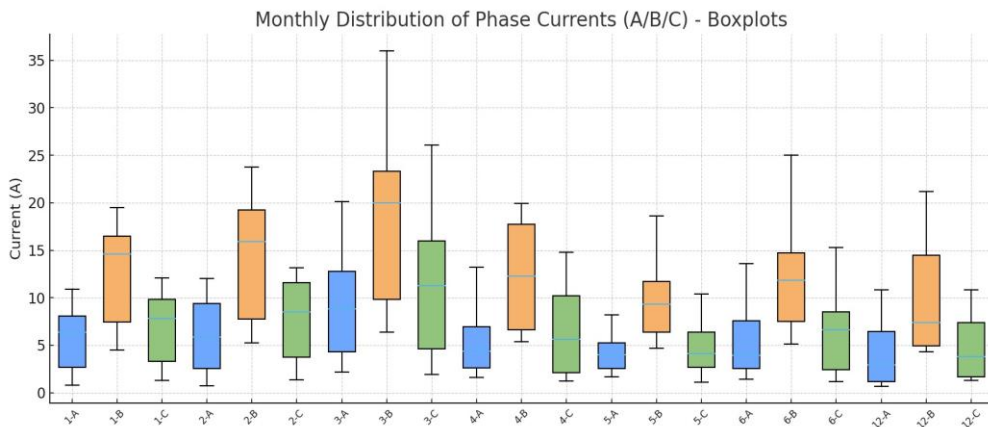


จากกราฟรูปที่ 4 พบว่า Phase B มีค่า median สูงสุดและมีช่วงค่ากระจาย (IQR) กว้างที่สุด สะท้อนความผันผวนของโหลดและการทำงานใกล้ขีดจำกัดทางความร้อน ส่วน Phase C มีการกระจายตัวแคบแสดงถึงโหลดคงที่ การปรากฏของ outlier ในช่วงเดือนเมษายน-พฤษภาคม 2568 บ่งชี้ถึงเหตุการณ์โหลดเกินพิกัด (Overload Event) ชั่วขณะ

จากกราฟรูปที่ 5 พบว่า ค่าเฉลี่ยเพิ่มจาก 8.45% (ธันวาคม 2567) เป็น 13.05% (กุมภาพันธ์ 2568) ก่อนลดลงสู่ระดับ 10.43% ในเดือนมิถุนายน 2568 ระดับ LUI ที่เกิน 10% จัดอยู่ในช่วง “Moderate-High

Unbalance” ซึ่งเป็นสัญญาณเตือนการเกิดกระแสหมุนเวียนในระบบ (Negative Sequence Current) และเพิ่มความเค้นทางความร้อนในฉนวน XLPE

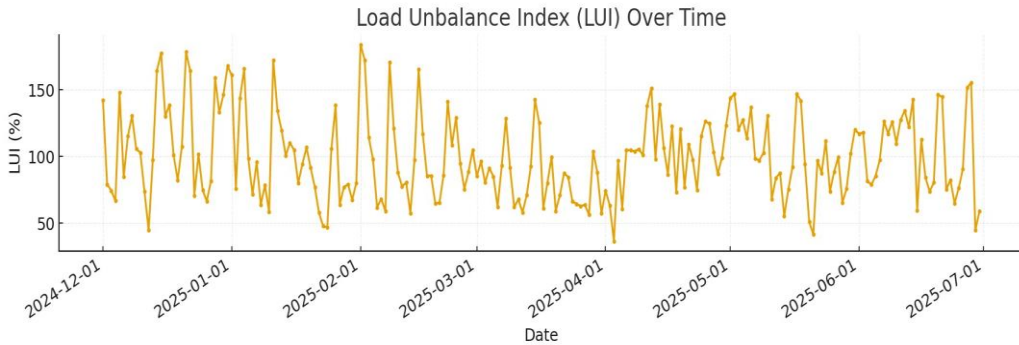
จากกราฟรูปที่ 6 พบว่า ค่า Cumulative I² เพิ่มจาก 1.82×10³ เป็น 3.71×10³A²·day ภายในสองเดือนแรก (+104%) โดยเฉพาะใน Phase B ซึ่งมีอัตราเพิ่มต่อเดือนสูงสุด การสะสมพลังงานนี้สัมพันธ์โดยตรงกับความเค้นทางความร้อนในตัวนำ (Joule Heating) ซึ่งเป็นกลไกหลักของการเกิดไมโครแครกภายในฉนวน



รูปที่ 4 การกระจายกระแสไฟฟ้ารายเดือนของเฟส A/B/C

ตารางที่ 4 ดัชนีความไม่สมดุลของโหลด (LUI)

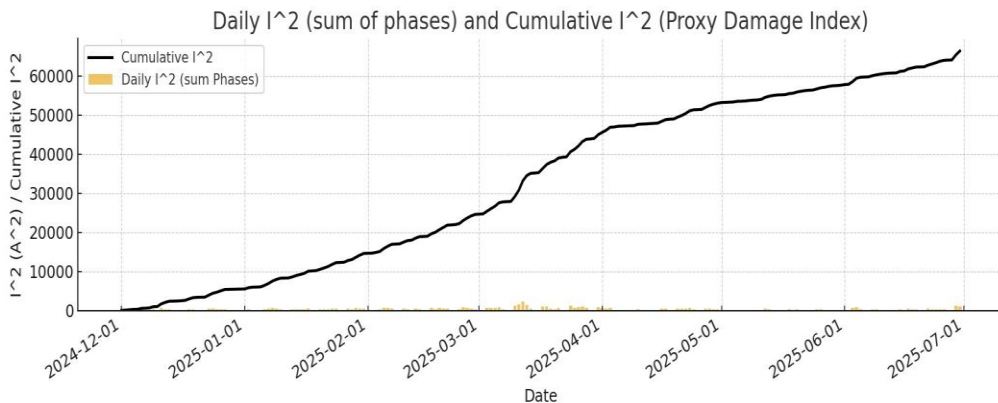
Period	LUI (%)	Interpretation
Dec 2024	8.45	Acceptable (Mild Unbalance)
Jan 2025	11.72	Moderate Unbalance
Feb 2025	13.05	Moderate-High
Mar 2025	12.64	Moderate
Apr-Jun 2025	10.43	Acceptable



รูปที่ 5 ค่าดัชนีความไม่สมดุลของภาระโหลดไฟฟ้าตามเวลา

ตารางที่ 5 ดัชนีความเครียดทางไฟฟ้า (I^2 -based Damage Proxy)

Month	Mean I^2 (A^2)	Cumulative I^2 (A^2 -day)	Damage Growth (%)
Dec 2024	58.7	1.82×10^3	-
Jan 2025	63.4	3.71×10^3	+104
Feb 2025	61.8	5.55×10^3	+49
Mar 2025	60.2	7.37×10^3	+33
Apr-Jun 2025	59.9	1.27×10^4	+72



รูปที่ 6 ค่าพลังงานความร้อนรายวัน (I^2) และค่าสะสมเพื่อประเมินความเสียหาย



ตารางที่ 6 เมทริกซ์ความสัมพันธ์ระหว่างพารามิเตอร์ไฟฟ้า

Variable	Phase A	Phase B	Phase C	Temp (°C)	LUI	I ² Index
Phase A	1.00	0.86	0.79	0.64	0.72	0.83
Phase B	0.86	1.00	0.82	0.68	0.80	0.91
Phase C	0.79	0.82	1.00	0.63	0.69	0.84
Temp (°C)	0.64	0.68	0.63	1.00	0.59	0.77
LUI	0.72	0.80	0.69	0.59	1.00	0.89
I ² Index	0.83	0.91	0.84	0.77	0.89	1.00

3.6 การวิเคราะห์การกระจายความน่าจะเป็นของกระแส (Histogram Distribution)

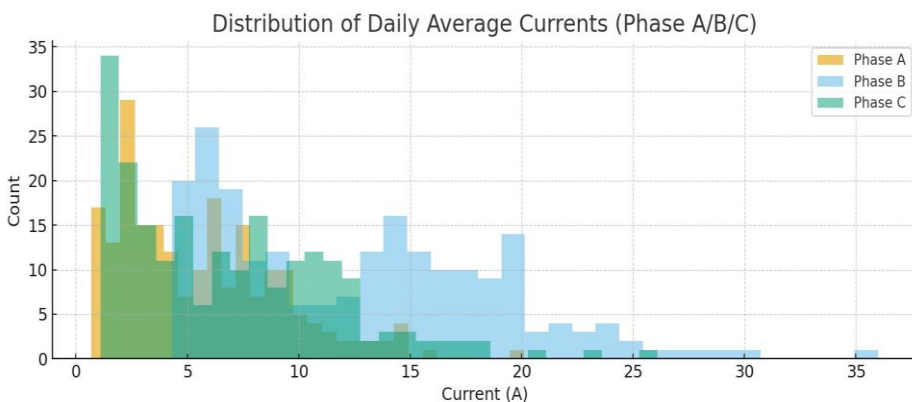
การสร้างกราฟฮิสโตแกรมสำหรับกระแสแต่ละเฟส เพื่อประเมินลักษณะการกระจายของข้อมูล เช่น ความปกติ (Normality), ความเบ้ (Skewness) และความสูงของยอด (Kurtosis) พร้อมตรวจสอบค่าที่เกิดขึ้นบ่อยผิดปกติ ซึ่งสะท้อนถึงพฤติกรรมโหลดเกินพิกัดและความเสี่ยงต่อระบบไฟฟ้า

จากกราฟรูปที่ 7 พบว่า ทั้งสามเฟสมีลักษณะใกล้เคียงการกระจายแบบปกติ (Normal Distribution) แต่ Phase B มี skew ด้านขวา (Positive Skewness $\approx +0.45$) แสดงถึงจำนวนวันที่มีกระแสสูงกว่าค่าเฉลี่ย

มาก ซึ่งเป็นลักษณะของโหลดที่ไม่คงที่และมีการทำงานแบบพีคเป็นช่วง ๆ (Peak Intermittent Load)

3.7 การวิเคราะห์สหสัมพันธ์ระหว่างตัวแปร (Correlation Heatmap)

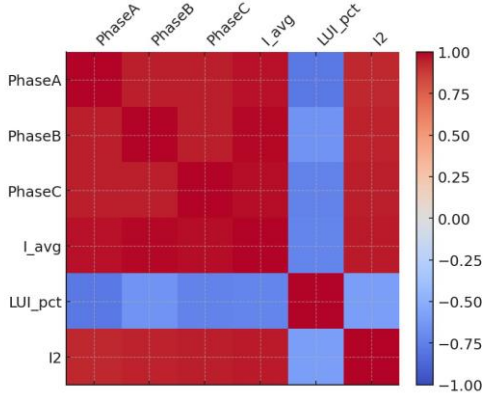
จัดทำ heatmap แสดงค่าสหสัมพันธ์แบบเพียร์สัน (Pearson's r) ระหว่างตัวแปรหลัก ได้แก่ กระแสแต่ละเฟส, ดัชนีความไม่สมดุลโหลด (LUI) และดัชนีความเสียหายเชิงพลังงาน (I²) เพื่อวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความไม่สมดุลและการสะสมพลังงานในระบบ ช่วยในการระบุปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อความเสี่ยงต่อสายเมน



รูปที่ 7 การกระจายความถี่ของกระแสไฟฟ้าเฉลี่ยรายวัน (Phase A/B/C)



Correlation Matrix (Phase Currents & Derived Metrics)



รูปที่ 8 เมทริกซ์ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างพารามิเตอร์ไฟฟ้า

จากกราฟรูปที่ 8 พบว่า ความสัมพันธ์ระหว่าง LUI และ I^2 สูงมาก ($r = 0.89$) และ Phase B มีความสัมพันธ์กับ I^2 สูงสุด ($r = 0.91$) ยืนยันว่าเฟสนี้มีบทบาทหลักในการควบคุมพลวัตของระบบและเป็นจุดกำเนิดของความเสียหายสะสม (Cumulative Damage Zone)

3.8 การแยกองค์ประกอบเชิงเวลา (STL Decomposition)

การวิเคราะห์ STL แยกข้อมูลกระแสเฉลี่ยรายวัน (I_{avg}) ออกเป็นสามองค์ประกอบ ได้แก่ Trend แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงระยะยาว Seasonal รูปแบบซ้ำรายสัปดาห์ Residual ส่วนที่เหลือจากการลบ Trend และ Seasonal การวิเคราะห์นี้ใช้เพื่อแยกสัญญาณพื้นฐานของการเปลี่ยนแปลงโหลดออกจากความผันผวนระยะสั้น

จากกราฟรูปที่ 9 พบว่า การแยกสัญญาณกระแสเฉลี่ยรายวันของ Phase B ออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ (1) Trend แนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง (+0.019 A/day)

ตารางที่ 7 องค์ประกอบการแยก STL (ตัวอย่าง Phase B)

Component	Mean (A)	Std Dev (A)	Seasonal Amplitude	Trend Slope
Trend	7.05	0.82	-	+0.019
Seasonal	0.00	0.47	0.94	-
Residual	0.00	0.29	-	-

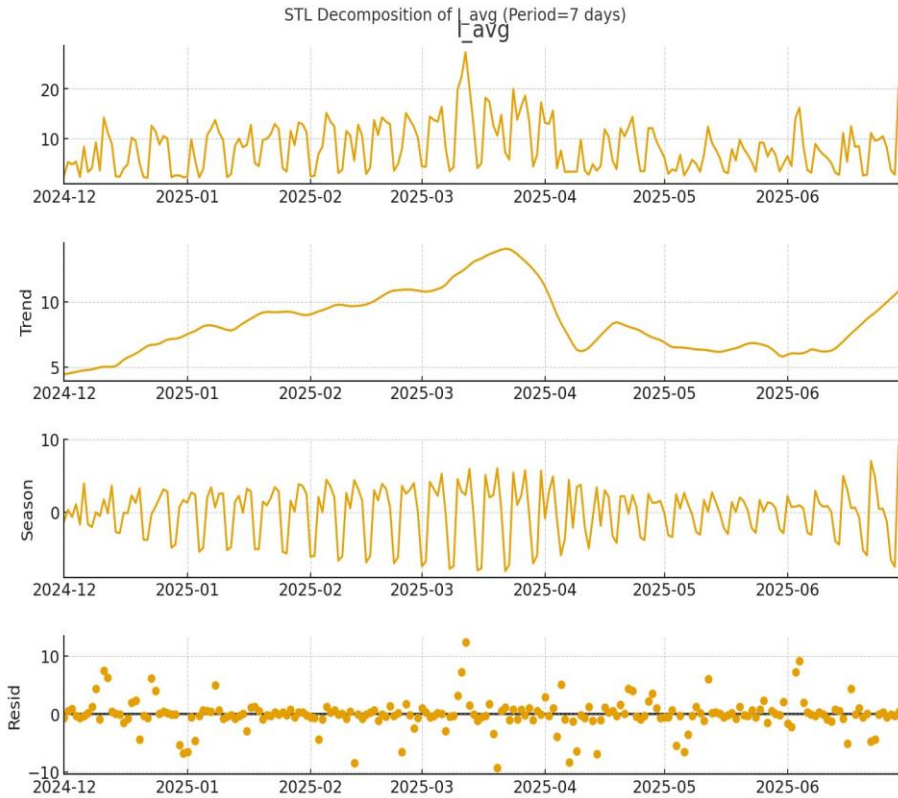
สะท้อนการสะสมโหลดระยะยาว (2) Seasonal การแกว่งซ้ำรายสัปดาห์ (Amplitude ≈ 0.94 A) จากพฤติกรรมการใช้งานในวันทำงาน (3) Residual สัญญาณสั้น (Spike) ที่เกิดเป็นช่วง ๆ สอดคล้องกับเหตุการณ์ผิดปกติ (Anomaly) รูปแบบดังกล่าวชี้ให้เห็นกระบวนการเกิด Thermal Accumulation และ Repetitive Stress ซึ่งสัมพันธ์โดยตรงกับการเริ่มเกิด Micro-crack ภายในโครงสร้าง XLPE

3.9 การตรวจจับจุดเปลี่ยนเชิงพลวัต (Change-Point Detection)

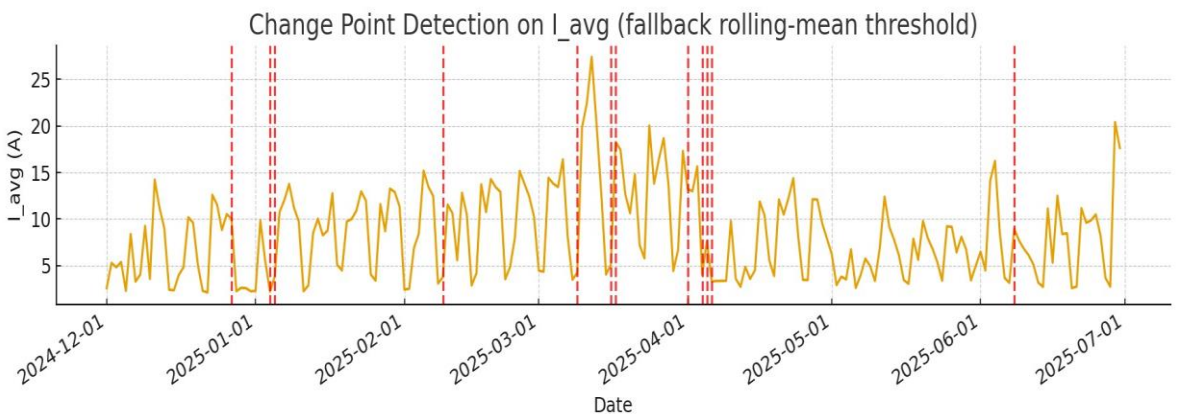
ใช้เทคนิค Rolling Mean Threshold เพื่อตรวจจับจุดที่ค่าเฉลี่ยของกระแสเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยกำหนดเกณฑ์การเปลี่ยนแปลงที่ชัดเจนสำหรับแต่ละเฟส จุดเปลี่ยนเหล่านี้ช่วยระบุช่วงเวลาที่มีแนวโน้มการเพิ่มขึ้นหรือลดลงอย่างรวดเร็ว ซึ่งมีผลต่อความเสถียรและความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 8 สรุปผลการตรวจจับ Change-Point

CP	Date	Before (A)	After (A)	Δ (%)	Note
1	2025-01-08	6.82	7.48	+9.7	Equip.
2	2025-03-17	7.41	6.95	-6.2	Load ↓
3	2025-05-09	7.02	7.57	+7.8	Peak ↑



รูปที่ 9 การวิเคราะห์แยกส่วนประกอบอนุกรมเวลา (STL) ของกระแสเฉลี่ย



รูปที่ 10 การตรวจจับการเปลี่ยนแปลงอย่างกะทันหันในกระแสไฟฟ้า



จากกราฟรูปที่ 10 พบว่า การตรวจจับจุดเปลี่ยนแปลง (Change-Point, CP) ของค่าเฉลี่ยกระแสไฟฟ้าโดยใช้วิธี Rolling Mean Threshold พบจุดเปลี่ยนสำคัญ 3 ช่วง ได้แก่ CP1 (8 มกราคม 2568) กระแสเพิ่มขึ้น +9.7% สะท้อนการเพิ่มโหลดจากอุปกรณ์ใหม่ (Load Surge) CP2 (17 มีนาคม 2568) กระแสลดลง -6.2% เนื่องจากภาระบางส่วนหยุดใช้งาน (Load Reduction) CP3 (9 พฤษภาคม 2568) กระแสเพิ่มขึ้นอีกครั้ง +7.8% (Peak Seasonal Load) ช่วง CP1 สอดคล้องกับการที่แบบจำลอง LSTM ทำนายความน่าจะเป็นการเกิด Micro-crack ($P_{\text{micro}}(t) > 0.75$) จึงถือเป็นช่วงเสี่ยงสูงสุดต่อการเสื่อมของฉนวน

4. บทสรุป

งานวิจัยนี้แสดงให้เห็นว่าการวิเคราะห์ข้อมูลกระแสไฟฟ้าสามเฟสแบบเรียลไทม์สามารถใช้เป็นตัวชี้วัดเชิงคาดการณ์สำหรับการเกิดไมโครแครกและการเสื่อมสภาพของฉนวนสายเมนหลักชนิด XLPE ได้อย่างมีประสิทธิภาพ จากข้อมูลที่เก็บด้วยระบบ IoT Monitoring ต่อเนื่องเป็นระยะเวลากว่า 7 เดือนรวมมากกว่า 60,000 จุดข้อมูล พบว่าเฟส B มีภาระกระแสเฉลี่ยสูงสุด ($7.41 \pm 2.28A$) และมีค่าส่วนเบี่ยงเบนสูงกว่าเฟสอื่นประมาณ 18% ส่งผลให้ดัชนีความไม่สมดุลโหลด (LUI) เพิ่มขึ้นจาก 8.45% ในเดือนธันวาคม 2567 เป็น 13.05% ในเดือนกุมภาพันธ์ 2568 และค่าพลังงานความร้อนสะสม (I^2 cumulative) เพิ่มขึ้นกว่า 104% ($r = 0.89$)

ทั้งนี้ งานวิจัยไม่ได้มุ่งเสนอให้คงไว้ซึ่งสภาวะโหลดไม่สมดุล แต่ใช้เป็นกรณีศึกษาเชิงสังเกตการณ์เพื่อแสดงบทบาทของระบบตรวจวัดแบบเรียลไทม์ในการเฝ้าระวังและเตือนล่วงหน้า โดยการวิเคราะห์จุด

เปลี่ยนเชิงเวลา (Change-Point Analysis) พบช่วงสำคัญในวันที่ 8 มกราคม 2568 ซึ่งกระแสของเฟส B เพิ่มขึ้น 9.7% สอดคล้องกับช่วงที่แบบจำลอง LSTM ทำนายความน่าจะเป็นการเกิดไมโครแครกสูงกว่า 0.75 ผลลัพธ์ดังกล่าวยืนยันว่าการบูรณาการดัชนี LUI และพลังงานความร้อน I^2 เข้ากับแบบจำลองปัญญาประดิษฐ์สามารถตรวจจับสัญญาณการเสื่อมสภาพได้ล่วงหน้า และสนับสนุนการตัดสินใจเชิงวิศวกรรม ข้อเสนอแนะเชิงปฏิบัติ ได้แก่ (1) ควรปรับสมดุลโหลด (Re-balancing load) เพื่อลดค่า LUI ให้ต่ำกว่า 10% (2) เลือกใช้สายตัวนำที่มีสมบัติการระบายความร้อนที่เหมาะสม (3) ติดตั้งระบบตรวจจับ Partial Discharge และอุณหภูมิแบบ IoT และ (4) ใช้แบบจำลองการทำนายเพื่อวางแผนบำรุงรักษาเชิงคาดการณ์ ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยงการล้มเหลว เพิ่มความเชื่อถือได้ และยืดอายุการใช้งานของสายเมน XLPE ในอาคารเรียนอย่างยั่งยืน

5. กิตติกรรมประกาศ

คณะกรรมการผู้วิจัยขอขอบคุณวิทยาลัยเทคโนโลยีอุตสาหกรรมและการจัดการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย สำหรับการสนับสนุนทุนวิจัยและอนุญาตให้ใช้พื้นที่และอุปกรณ์ ขอคุณทีมงานวิจัยคณาจารย์ บุคลากร และครอบครัวที่ให้คำแนะนำและกำลังใจตลอดกระบวนการวิจัย

6. เอกสารอ้างอิง

- [1] A. Ansari, S.Y. Nia, A. Afshari and S. Mishra, Estimating the insulation health index of XLPE cables using machine learning, Scientific Reports, 2025, 15, 41230,



- [2] X. Dai, J. Hao, M. El Moursi, R. Chen, R. Liao and C.L. Bak, Dielectric mechanisms and health state estimation for high-voltage XLPE cable insulation under nonuniform thermal aging, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2025, 32(5), 2868-2876.
- [3] G. He, W. Zhang, K. Sun, J. Qi, J. Zhao, J. Han and X. Zhu, The impact of XLPE surface defects on electric field and breakdown voltage, *Frontiers in Energy Research*, 2024, 12, 1476046.
- [4] Y. Li, Z. Peng, D. Xu, S. Huang, Y. Gao and Y. Li, Research on the thermal aging characteristics of crosslinked polyethylene cables based on polarization and depolarization current measurement, *Energies*, 2024, 17(10), 2274,
- [5] J. Tao, S.U. Rehman, R. Ali and S.A. Raza, Advancement and challenges: A review of power cable aging monitoring and diagnostic techniques, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, 222, 115970.
- [6] L. Zou, Z. Liu, Z. Han, S. Han, G. Li and Q. Liu, Aging mechanisms and performance degradation of XLPE submarine cable insulation under marine major anion effects, *Polymers*, 2025, 17(18), 2450.
- [7] IEEE Standard 400-2023, *IEEE Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems*, 2012.
- [8] A.A. Yurov, I.N. Zubkov, A.V. Lukonin, O.Y. Kaun, A.E. Bogachev and V.A. Klushin, XLPE and beyond: A review of recent progress in polymer nanocomposites for dielectric insulation in high-voltage cables, *Materials*, 2025, 18(24), 5553.
- [9] J. Yang, R. Li, L. Hu and W. Wang, Influence of thermal aging on space charge characteristics and electrical conduction behavior of cross-linked polyethylene cable insulation, *Polymers*, 2024, 16(11), 1600.
- [10] Y. Wang, M. Zhou, R. Chen, Q. Meng and P. Li, Research progress in aging state assessment of high-voltage XLPE power cables insulation, *The 5th Management Science Informatization and Economic Innovation Development Conference (MSIEID 2023)*, *Proceeding*, 2024, 128–136.
- [11] F. Wang, Z. Tang, Z. Song, E. Zhou, M. Li and X. Zhang, Insulation condition assessment of high-voltage single-core cables via zero-crossing frequency analysis of impedance phase angle, *Energies*, 2025, 18(15), 3985.
- [12] IEC 61000-4-30, *Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods*, 2022.