



วารสารวิชาการ วิศวกรรมศาสตร์ ม.อบ.

UBU Engineering Journal

บทความวิจัย

## การประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันในสถานไฟฟ้าย่อย

### Risk assessment for protective relays in substation

โสภา แซ่เฮ้ง<sup>1\*</sup> อรุไร หนูหอม<sup>2</sup><sup>1</sup> สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ อำเภอฟุทธมณฑล จังหวัดนครปฐม 73170<sup>2</sup> ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900Sopa Sae-Heng<sup>1\*</sup> Onurair Noohawm<sup>2</sup><sup>1</sup> Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Rattanakosin, Phutthamonthon, Nakhon Pathom 73170<sup>2</sup> Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Kasetsart University, Ladyao, Chatuchak, Bangkok 10900

\* Corresponding author.

E-mail: Sopa.Hen@rmutr.ac.th, sopa\_heng@hotmail.com; Telephone: 08 7023 6229

วันที่รับบทความ 16 สิงหาคม 2563; วันที่แก้ไขบทความ ครั้งที่ 1 28 กันยายน 2563 ; ครั้งที่ 2 10 พฤศจิกายน 2563

วันที่ตอบรับบทความ 17 ธันวาคม 2563

#### บทคัดย่อ

การบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันในสถานไฟฟ้าย่อยมักประสบปัญหาในเรื่องของอุปกรณ์ที่มีจำนวนมาก ความแตกต่างของเทคโนโลยี อายุการใช้งาน สภาพแวดล้อม โหลดที่จ่ายไฟ ฯลฯ แม้ความเสี่ยงที่รีเลย์ป้องกันขัดข้องจะมีน้อยกว่าอุปกรณ์อื่นเนื่องจากจะทำงานเฉพาะกรณีที่เกิดฟอลต์ขึ้นในระบบเท่านั้น แต่ผลกระทบหากเกิดการขัดข้องหรือทำงานผิดพลาดอาจทำให้เกิดความเสียหายรุนแรงต่ออุปกรณ์สำคัญอื่นๆ เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงาน และทำให้เกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างได้ บทความนี้จะเสนอแนวทางการประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันในสถานไฟฟ้าย่อยด้วยการประเมินค่าดัชนีความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันที่ประกอบด้วยคะแนน 2 ส่วนหลัก คือ คะแนนส่วนของการประเมินสภาพของรีเลย์ป้องกันที่สัมพันธ์กับความเสี่ยงที่จะเกิดการขัดข้องโดยประเมินจากข้อมูลการตรวจวัดสภาพและประวัติการใช้งาน และคะแนนส่วนของการประเมินความวิกฤตของรีเลย์ป้องกันซึ่งแสดงถึงความสำคัญหรือผลกระทบที่เกิดขึ้นหากรีเลย์ทำงานขัดข้องโดยประเมินจากชนิดสถานีชนิดวงจรป้องกัน การจัดบัส และความสำคัญของโหลดผู้ใช้ไฟ แนวทางที่เสนอได้มีการทดลองกับกรณีศึกษารีเลย์ป้องกันชนิดไมโครโปรเซสเซอร์ที่ติดตั้งในสถานไฟฟ้าย่อยปฐมธานี 2 และสถานไฟฟ้าย่อยปฐมธานี 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมจำนวน 10 ชุด ผลที่ได้พบว่า รีเลย์ป้องกันแต่ละตัวสามารถแทนด้วยดัชนีความเสี่ยงที่แตกต่างกัน โดยผลที่ได้นี้สามารถนำไปใช้ประโยชน์ในการจัดลำดับความสำคัญในการบำรุงรักษาและเลือกกิจกรรมการบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันที่เหมาะสมเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

#### คำสำคัญ

รีเลย์ป้องกัน การประเมินความเสี่ยง ดัชนีความเสี่ยง การประเมินสภาพ การประเมินค่าวิกฤต การบำรุงรักษาตามสภาพ

#### Abstract

Generally, the maintenance of protective relays in substation often faces difficult issues because the number of devices is huge. Besides, the protective relays have different models, brands and technologies, service lifetime, used environments and applications to customer loads, etc. The protective relays are also different from other power devices in that they only operate when a fault occurs in the power system. Therefore, the protective relays are less risk of failures, and their deteriorations are not obvious. However, the impacts caused by relays' failures will lead to serious damages to other high-cost equipment and dangers to operators. As a result, they cause power outages or disturbances in a wide

area. This paper proposes a method for assessing the risk of protective relays in the substation. The study consists of two main parts: (1) the condition assessment of the protective relays related to the probability of failure and (2) the criticality assessment of the relays to show the importance of impacts when relays fail to operate. The maintenance data from the diagnostic test and the historical operation data are used for assessing the conditions of protective relays. The substation tier, relay scheme, bus configuration, and load importance are used for assessing the criticality of protective relays. The results are proposed with the case study of 10 micro-processor protective relays installed at Pathum Thani 2 and Pathum Thani 3 substations of the Provincial Electricity Authority (PEA). Each protective relay can be replaced with different risk phases. Moreover, obtaining results can be utilized to prioritize maintenance and select the appropriate protective relay maintenance activities for receiving economic worthiness.

### Keywords

protective relay; risk assessment; risk index; condition assessment; criticality; condition based maintenance

## 1. คำนำ

[1] รีเลย์ป้องกันทำหน้าที่เสมือนเป็นยามเฝ้าระบบไฟฟ้า กำลังอย่างเงียบๆ โดยทั่วไปแล้วจะไม่ทราบสมรรถนะของรีเลย์ จนกว่าจะเกิดความผิดปกติหรือเกิดปัญหาขึ้นในระบบไฟฟ้า เมื่อนั้นรีเลย์ป้องกันจึงจะทำงานเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับอุปกรณ์กำลังหรือระบบไฟฟ้า ดังนั้นหากไม่เกิดความผิดปกติหรือปัญหากับระบบไฟฟ้าก็จะทำให้ระบบป้องกันไม่ทำงานเป็นเวลานาน จึงมีโอกาที่ระบบป้องกันจะทำงานผิดพลาดหรือไม่ทำงานเมื่อจำเป็นต้องทำงาน ส่งผลให้อุปกรณ์กำลังเกิดความเสียหายรุนแรง เกิดอันตรายต่อมนุษย์ และเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ดังนั้นจึงต้องมีโปรแกรมการบำรุงรักษาหรือการทดสอบเพื่อหาสมรรถนะและความพร้อมใช้งานของระบบป้องกัน [2] การทดสอบหลังติดตั้งและโปรแกรมการบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่ติดตั้งจะเป็นเครื่องมือที่ช่วยให้มั่นใจได้ว่าระบบรีเลย์ป้องกันจะทำงานได้อย่างปกติและการทำงานของระบบรีเลย์จะไม่ทำให้เกิดปัญหาเพิ่มขึ้น นอกจากนี้การรวบรวมผลการทดสอบระบบป้องกันก็เป็นสิ่งสำคัญที่ทำให้มั่นใจในความเชื่อถือได้และการทำงานของระบบ

[3] กล่าวถึง เทคนิคที่นิยมใช้ในการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive maintenance; PM) มี 2 เทคนิคด้วยกัน ได้แก่ เทคนิคการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามวาระ (Time-based maintenance; TBM) และเทคนิคการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามสภาพ (Condition-based maintenance; CBM) โดย CBM นั้นเป็นเทคนิคการบำรุงรักษาที่นิยมมากที่สุด มีความทันสมัยและมีประสิทธิภาพสูงสุด และสามารถใช้กับระบบ Online monitoring ได้อย่างเหมาะสมด้วยระบบ Sensor หรือตัวบ่งชี้อื่นที่เหมาะสม ซึ่ง 99% ของการล้มเหลวของ

อุปกรณ์จะแสดงสัญญาณหรือข้อบกพร่องขึ้นได้ล่วงหน้าก่อนที่จะเกิดการล้มเหลวโดยพิจารณาจากผลการทดสอบบำรุงรักษา หัวใจของ CBM คือ การตัดสินใจดำเนินการบำรุงรักษาตามข้อมูลที่เก็บรวบรวมจากกระบวนการตรวจสอบสภาพ (Condition monitoring) ของอุปกรณ์ที่วัดได้จากพารามิเตอร์ต่างๆ เช่น การสั่นสะเทือน อุณหภูมิ น้ำมันหล่อลื่น สารปนเปื้อน และระดับเสียงรบกวน ดังนั้นกิจกรรมการบำรุงรักษา (ตัวอย่างเช่น การซ่อม หรือการเปลี่ยนใหม่) จะทำเมื่อจำเป็นเท่านั้น หรือทำก่อนการขัดข้อง ด้วยเหตุนี้ CBM จึงจำเป็นสำหรับการจัดการด้านสุขภาพของอุปกรณ์ให้ดีขึ้น ลดค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งาน และเป็นการหลีกเลี่ยงความเสียหายจากการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ เป็นต้น [4] เดิมการบำรุงรักษารีเลย์เป็นรูปแบบ TBM ซึ่งโดยปกติแล้วกระบวนการทดสอบและการบันทึกผลสำหรับการบำรุงรักษาเชิงป้องกันจะออกแบบตามคำแนะนำของผู้ผลิตรีเลย์ การทดสอบรีเลย์จะทำให้ทราบความล้มเหลวที่อาจจะเกิดขึ้น ซึ่งจะช่วยให้รีเลย์ทำงานได้เมื่อถูกเรียกให้ทำงาน และผลบันทึกการบำรุงรักษาจะทำให้เห็นแนวโน้มต่างๆ ที่อาจนำไปสู่การทำงานล้มเหลวได้ โดยความถี่ในการทดสอบนั้นขึ้นอยู่กับตัวแปรมากมาย รวมถึงชนิดของรีเลย์ สภาพแวดล้อมที่ใช้งาน และประวัติการใช้งาน ดังนั้นหากสามารถทำการบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันด้วยเทคนิค CBM แบบ Sensor-less ด้วยการใช้ผลบันทึกการบำรุงรักษาและข้อมูลการใช้งานรีเลย์ป้องกันโดยจัดทำเป็นดัชนีความเสี่ยง (Risk index) จะทำให้ได้กลยุทธ์การบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันที่ดียิ่งขึ้นได้ข้อมูลและงบประมาณที่จำกัด

บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาดัชนีสุขภาพของรีเลย์ป้องกันมีไม่มากนัก โดย [5] เสนอการวางแผนบำรุงรักษา

ดิจิทัลรีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อป้องกันเคเบิลแรงดันกลาง โดยใช้กระบวนการ Reliability centered maintenance ทำให้สามารถคาดการณ์ความเสียหายก่อนที่จะเหตุการณ์ขัดข้องจะเกิดขึ้นด้วยเครื่องมือตรวจวัดสภาพ พร้อมตัดสินใจเลือกวิธีบำรุงรักษาตามรูปแบบการขัดข้องและผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อรีเลย์ทำงานล้มเหลว โดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ เทคนิค การเงิน และความเสี่ยงที่ยอมรับได้

[6] กล่าวถึง การประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันจากค่าคะแนนสุขภาพ (Health score) และค่าคะแนนวิกฤต (Criticality score) และกลยุทธ์การจัดลำดับในการเปลี่ยนอุปกรณ์จำนวนมากๆ ตามความเสี่ยงที่ประเมินได้ของบริษัท PG&E ในสหรัฐอเมริกา ที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 60–500 kV จำนวน 860 สถานีย่อย มีรีเลย์จำนวนทั้งสิ้น 35,000 เครื่อง โดยประกอบด้วยรีเลย์ป้องกันชนิด Microprocessor และ Electromechanical อย่างละครึ่ง โดยมีการเสนอวิธีการและเกณฑ์ในการให้น้ำหนักของปัจจัยต่างๆ ที่มีผลต่อความเสี่ยงในการล้มเหลวของรีเลย์ [1,6] ได้แก่ อัตราการล้มเหลว (Failure rate) และอัตราการทำงานผิดพลาด (Misoperation rate) ระยะเวลาที่รีเลย์ถูกใช้งาน ประเภทและเทคโนโลยีของรีเลย์ การจัดบัส และจำนวนผู้ใช้ไฟ

ในปัจจุบันการบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกันแบบ TBM ซึ่งมีแผนประจำปีในการเข้าบำรุงรักษาอุปกรณ์เหล่านี้ในสถานีต่างๆ ซึ่งสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. นั้นมีจำนวนมากทำให้ปริมาณงานบำรุงรักษารีเลย์มีจำนวนมาก จึงต้องใช้กำลังคนและงบประมาณจำนวนมากในการบำรุงรักษารีเลย์ให้ครบทุกเครื่อง โดยทั่วไปแล้วสุขภาพของรีเลย์ขึ้นอยู่กับสภาพการใช้งานอุปกรณ์ สภาพแวดล้อม อายุการใช้งาน และปัจจัยประกอบอื่นๆ นอกจากนี้รีเลย์ป้องกันที่ติดตั้งแต่ละตำแหน่งก็มีความสำคัญต่อโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าไม่เท่ากัน ซึ่งหากทำงานล้มเหลวผลกระทบที่เกิดขึ้นย่อมไม่เท่ากัน ดังนั้นหากสามารถเปลี่ยนการบำรุงรักษาเป็น CBM จะทำให้ทราบถึงสุขภาพของรีเลย์ป้องกันแต่ละตัว และพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อรีเลย์นั้นๆ ทำงานล้มเหลว ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการวางแผนจัดลำดับความสำคัญในการบำรุงรักษารีเลย์เชิงป้องกัน

งานวิจัยนี้จึงนำเสนอแนวทางการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. เพื่อให้มี

รูปแบบที่เหมาะสมกับข้อมูลการตรวจสภาพและการเก็บบันทึกข้อมูลที่มีอยู่ โดยจัดทำเป็นดัชนีความเสี่ยง (Risk index) ซึ่งประกอบด้วยการประเมิน 2 ส่วน คือ การประเมินสภาพรีเลย์ป้องกัน และการประเมินค่าวิกฤตของรีเลย์ป้องกัน ในส่วนการประเมินสภาพรีเลย์ป้องกันจะสัมพันธ์กับความน่าจะเป็นที่รีเลย์จะขัดข้องโดยใช้หลักฐานทางสถิติและการประเมินเชิงคุณภาพร่วมกันเพื่อสร้างดัชนีสุขภาพสำหรับรีเลย์ป้องกัน ส่วนการประเมินค่าวิกฤตของรีเลย์จะแทนความสำคัญหรือผลกระทบที่เกิดขึ้นหากรีเลย์ทำงานขัดข้อง ผลที่ได้จะช่วยในการจัดลำดับการวางแผนการบำรุงรักษารีเลย์เชิงป้องกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ คำนวณลดค่าใช้จ่ายและแรงงาน และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังอีกด้วย

## 2. รีเลย์ป้องกัน

[1] ในระหว่าง 20 ปีที่ผ่านมา รีเลย์ป้องกันและระบบควบคุมได้มีการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีอย่างมาก ซึ่งแตกต่างจากกลุ่มสินทรัพย์ระบบส่งอื่นๆ โดยการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญคือการนำเทคโนโลยีไมโครโพรเซสเซอร์มาใช้กับระบบป้องกัน เช่น รีเลย์ อุปกรณ์การตรวจวัด ระบบควบคุม และอุปกรณ์โทรคมนาคม เทคโนโลยีรีเลย์ได้มีการพัฒนา 3 รุ่น [6,7] คือ

1. ชนิด Electromechanical (EM) เป็นรุ่นแรกที่ใช้จนถึงปัจจุบัน อาศัยกระแสไฟฟ้าสร้างแรงดึงดูดหรือแรงบิดทางแม่เหล็กทำให้เกิดการเคลื่อนที่ทางกลของหน้าสัมผัส การทำงานไม่ยุ่งยาก มีฟังก์ชันการทำงานจำกัด เมื่อรีเลย์ขัดข้องจะไม่แสดงอาการใดๆ อย่างเห็นได้ชัด จะพบเมื่อมีการบำรุงรักษาตามวาระ หรือเมื่อต้องการให้รีเลย์ทำงาน ต้องการปรับเทียบ (Calibration) ระหว่างทำการบำรุงรักษาตามวาระ ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 รีเลย์ชนิด Electromechanical ของ GE

2. ชนิด Solid-state (SS) เป็นรีเลย์ป้องกันที่ใช้วงจรอิเล็กทรอนิกส์ซึ่งเป็นสารกึ่งตัวนำ โดยส่วนมากที่ใช้อยู่กำลังจะหมดอายุ และถูกเปลี่ยนเป็นรีเลย์ชนิดอื่น ทำให้อัตราการล้มเหลวและอัตราการทำงานผิดพลาดสูง เนื่องมาจากส่วนประกอบอิเล็กทรอนิกส์เสีย ซึ่งอาจไม่แสดงอาการและพบเมื่อมีการทดสอบตามวาระ ดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 รีเลย์ชนิด Solid-state ของ ABB

3. ชนิด Microprocessor (MP) หรือเรียกว่า Computer relay หรือ Digital relay เป็นรุ่นที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ความเชื่อถือได้มีค่าสูงจนอุปกรณ์เริ่มหมดอายุ อายุการใช้งานอาจถูกจำกัดด้วยความสามารถของอุปกรณ์สนับสนุน ซอฟต์แวร์ของรีเลย์รุ่นเก่าอาจทำงานไม่ได้กับคอมพิวเตอร์รุ่นใหม่ มีฟังก์ชันและความสามารถมากมายโดยรีเลย์หนึ่งตัวสามารถแทนรีเลย์ชนิด EM ได้ทั้งคู่ รีเลย์ชนิดนี้ยังสามารถตรวจสอบการทำงานด้วยตัวเองและส่งสัญญาณเตือนเมื่อเกิดฮาร์ดแวร์หรือซอฟต์แวร์ขัดข้อง นอกจากนี้ยังไม่ต้องมีการการปรับเทียบเหมือนรีเลย์ชนิด EM ในขณะทำการบำรุงรักษาตามวาระจึงช่วยให้ประหยัดแรงงาน

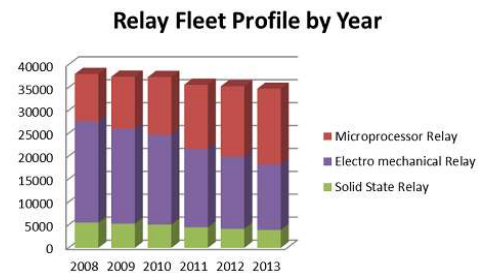


รูปที่ 3 รีเลย์ชนิด Microprocessor ของ SIEMENS

โดยข้อมูลสัดส่วนการใช้งานและอายุการใช้งานของรีเลย์ชนิดต่างๆ สรุปดังรูปที่ 4 และแนวโน้มจำนวนรีเลย์แต่ละชนิดในปี 2008-2013 แสดงดังรูปที่ 5

|                                             | Relays<br>(35,000 Units)  |                          |                        |
|---------------------------------------------|---------------------------|--------------------------|------------------------|
|                                             | Electromechanical<br>(EM) | Solid State<br>(SS)      | Microprocessor<br>(MP) |
| FLEET                                       | 41%                       | 11%                      | 48%                    |
| LIFE EXPECTANCY                             | 30-40 Years               | 15-20 Years              | 15-20 Years            |
| AVG AGE<br>(Median)<br>(Standard Deviation) | 40 Years<br>(41)<br>(16)  | 20 Years<br>(20)<br>(10) | 7 Years<br>(5)<br>(5)  |
| FUTURE<br>REPLACEMENT                       | Microprocessor            | Microprocessor           | Microprocessor         |

รูปที่ 4 สรุปข้อมูลรีเลย์ชนิดต่างๆ ของ PG&E [6]



รูปที่ 5 ข้อมูลแนวโน้มจำนวนรีเลย์ชนิดต่างๆ ของ PG&E [6]

รีเลย์ป้องกันที่ใช้อยู่ในปัจจุบันของ กฟภ. ทั้งระบบ 115 kV และ 33/22 kV ก็มีทั้ง 3 ชนิด ดังที่กล่าวมาแล้ว และปัจจุบันการบำรุงรักษาก็เป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามวาระ ซึ่งในอนาคตอันใกล้ทาง กฟภ. มีแผนที่จะเปลี่ยนรีเลย์ทั้งหมดเป็นชนิด Microprocessor เนื่องจากรีเลย์ชนิดนี้มีความเชื่อถือได้ที่ค่อนข้างสูงตลอดอายุการใช้งาน และมีราคาไม่แพง ซึ่ง กฟภ. เองก็มีสัดส่วนรีเลย์ชนิดนี้อยู่ประมาณ 80% ของทั้งหมด และยังไม่เคยมีการประเมินสภาพรีเลย์มาก่อนซึ่งจะใช้งานจนกระทั่งรีเลย์ชำรุดเสียหายหรือขัดข้อง ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงทำการศึกษาระบบการหาดัชนีวัดความเสี่ยงของรีเลย์เฉพาะชนิด Microprocessor เท่านั้น

ตัวอย่างลักษณะการล้มเหลวของรีเลย์ที่มีการบันทึกของ กฟภ. ได้แก่

- รีเลย์มีสภาพพร้อมใช้งาน แต่เมื่อต้องทำงานรีเลย์กลับไม่ทำ
- รีเลย์ตรวจจับฟอลต์ได้แต่ไม่มีสัญญาณ Output ส่งการออกไป
- รีเลย์ประมวลผลผิดพลาด

- รีเลย์ไม่ทำงานตามหน้าที่เนื่องจากการตั้งค่า Config ผิดพลาด
  - รีเลย์ทำงานผิดพลาดจากการ Trip ช้ากว่าที่ตั้งค่าไว้
  - ส่วนประกอบของรีเลย์ชำรุด
- โดยสาเหตุส่วนใหญ่เกิดจากการเสื่อมสภาพ เช่น บั๊กเก็ต เสีย Supply เสีย จอแสดงผลดับ Case แตก สายขาด ฯลฯ

### 3. ดัชนีวัดสมรรถนะของรีเลย์

[8] ระบบป้องกันในปัจจุบันสามารถเก็บข้อมูลการจัดการควบคุมที่ไม่สามารถสังเกตเห็นทางกายภาพได้ด้วย และเมื่อเทียบกับสินทรัพย์ระบบกำลังอื่น เช่น หม้อแปลง เซอร์คิตเบรกเกอร์ พบว่าความสัมพันธ์ของความเสียหายที่จะเกิดการขัดข้องกับการเสื่อมสภาพที่สังเกตได้นั้นมีน้อยกว่าอุปกรณ์กำลังอื่นๆ การประเมินอายุการใช้งานที่เหลือของรีเลย์ป้องกันจึงมีรายละเอียดมากกว่าที่จะใช้เฉพาะการประเมินทางกายภาพเท่านั้น ซึ่งต้องใช้ทั้งหลักฐานทางสถิติและการประเมินเชิงคุณภาพร่วมกันเพื่อสร้างดัชนีที่แสดงถึงสุขภาพของรีเลย์ป้องกัน และ [9] สิ่งหนึ่งที่แสดงว่ารีเลย์ป้องกันใกล้หมดอายุการใช้งานคือ สมรรถนะ (Performance) ของรีเลย์ ซึ่งหาได้จากข้อมูลบำรุงรักษาที่ทำประจำ หากค่าปรับตั้ง (Set point) ของรีเลย์เกิดค่าผิดพลาดจากที่ปรับตั้งไว้ (Calibration Drift) หรือค่าที่บันทึกก่อนหน้านี้ไม่สอดคล้องกับครั้งถัดไป อาจบ่งชี้ว่าอายุการใช้งานรีเลย์สิ้นสุดลง จึงจำเป็นต้องเก็บบันทึกผลการบำรุงรักษาที่แม่นยำเพื่อให้สามารถติดตามสมรรถนะรีเลย์ป้องกันได้

ใน [6] ทำการหาดัชนีที่สามารถวัดสมรรถนะของรีเลย์ ซึ่งไม่ได้พิจารณาแต่สุขภาพของรีเลย์เท่านั้น แต่คำนึงผลกระทบที่จะเกิดขึ้นหากรีเลย์ขัดข้องด้วย โดยดัชนีวัดสมรรถนะของรีเลย์ประกอบด้วยคะแนน 2 ส่วนด้วยกัน ดังนี้

#### 3.1 Health score

คะแนนส่วนนี้จะใช้แทนสภาพรีเลย์ซึ่งสัมพันธ์กับความเสี่ยงจะเป็นที่จะเกิดขัดข้องขึ้น โดยในตารางที่ 1 แสดงรายการตัวแปร และผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับสุขภาพของรีเลย์ป้องกัน [4]

ตารางที่ 1 ตัวแปรที่สำคัญต่อการกำหนดตารางการบำรุงรักษา [4]

| VARIABLE                | FACTORS LENGTHENING PERIOD BETWEEN TESTS                                      | FACTORS SHORTENING PERIOD BETWEEN TESTS                                                                                                                                                                                             |
|-------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Type of Relay           | Simple (hinged armature, plunger)                                             | Complex (distance, differential)                                                                                                                                                                                                    |
| Environment             | Clean, air conditioned                                                        | Contaminated atmosphere, dusty extremes of temperature                                                                                                                                                                              |
| Current Rating          | Relay rated 5 amperes and operated at 5 amperes or below                      | Relays rated 5 amperes which are called upon to carry 7 or 8 amperes due to load requirements                                                                                                                                       |
| Control Voltage         | Nominal 125 V DC battery operated within $\pm 5\%$ of nominal                 | 125 V DC battery operated at 140 V                                                                                                                                                                                                  |
| Station Service Voltage | Relays rated 115 V supplied with 115 V $\pm 5\%$                              | Station service voltage 130 V                                                                                                                                                                                                       |
| Age                     | 5 to 10 year old stations where previous history shows relatively few defects | Very new stations where relays having newly developed operating principles are used and for which maintenance schedules are yet to be developed. Stations 20 years or older where insulation, aging, etc., are likely to be problem |
| History and Experience  | Moderate or infrequent faults                                                 | Severe or frequent faults                                                                                                                                                                                                           |

ระดับคะแนนสุขภาพที่ต่ำแสดงถึงความเสี่ยงจะเป็นที่รีเลย์จะขัดข้องสูง Health score คำนวณได้จากสมการที่ (1)

$$Health\ Score = 85\% Performance + 15\% Age \quad (1)$$

ในส่วนของ Performance ดูได้จาก [9] ประวัติความเชื่อถือได้ที่ผ่านมาของรีเลย์พิจารณาจากระยะเวลาเฉลี่ยก่อนรีเลย์เสีย (Mean time between failure; MTBF) ซึ่งสามารถหาได้จากประสบการณ์ของเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าผู้ใช้งานหรือผู้ผลิต ประวัติความเชื่อถือได้ในอดีตที่ผ่านมาจากประสบการณ์ของการไฟฟ้าเองกับอุปกรณ์ที่คล้ายกัน ซึ่งสมรรถนะที่แท้จริงสามารถสังเกตได้ระหว่างการทดสอบประจำ/บันทึกข้อมูล การ

ทำงานผิดพลาดของรีเลย์ป้องกัน หรือการบำรุงรักษาที่ไม่ได้อยู่ในแผน (Unplanned maintenance) ส่วน [6] กล่าวว่าสมรรถนะขึ้นอยู่กับ Failure rate ของรีเลย์ อัตราการทำงานผิดพลาด (Misoperation rate) และยังอาจพิจารณาปัจจัยอื่นๆ ที่ช่วยให้สมรรถนะดีขึ้น ได้แก่ อะไหล่สำรอง ระยะเวลารอคอยอะไหล่จากผู้ขายกรณีมีการเปลี่ยนอะไหล่ ความง่ายในการเปลี่ยน การให้บริการด้านคำปรึกษา ฯลฯ ส่วนค่าอายุการใช้งาน (Age) ในสมการ Health score ของรีเลย์ชนิดต่างๆ แสดงตัวอย่างในตารางที่ 2 และ 3

ตารางที่ 2 น้ำหนักอายุของรีเลย์ชนิด EM [6]

| EM (years) | Weight |
|------------|--------|
| > 40       | 1      |
| 30-40      | 3      |
| 20-29      | 6      |
| 10-19      | 8      |
| < 10       | 10     |
| Unknown    | 5      |

ตารางที่ 3 น้ำหนักอายุของรีเลย์ชนิด MP และ SS [6]

| MP or SS (years) | Weight |
|------------------|--------|
| > 20             | 1      |
| 15-20            | 3      |
| 10-14            | 6      |
| 5-9              | 8      |
| < 5              | 10     |
| Unknown          | 5      |

### 3.2 Criticality score

คะแนนส่วนนี้ใช้แทนระดับผลกระทบที่มีต่อระบบเมื่อรีเลย์ขัดข้องและ/หรือทำงานผิดพลาด โดยระดับคะแนนที่สูงแสดงถึงผลกระทบมาก และคะแนนส่วนนี้ไม่เกี่ยวข้องกับสภาพของรีเลย์แต่ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ตั้งของรีเลย์ในการป้องกันอุปกรณ์ที่สำคัญแตกต่างกันไป สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2)

$$\text{Criticality Score} = 40\% \text{Substation Tier} + 30\% \text{Scheme} + 30\% \text{Bus Config.} \quad (2)$$

โดยปัจจัยที่ใช้ประเมิน Criticality score แต่ละส่วนมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) Substation tier เป็นการให้น้ำหนักตามลำดับความสำคัญของรีเลย์ที่ติดตั้งตามสถานีย่อย ปัจจัยที่ใช้พิจารณาน้ำหนัก ได้แก่ ปริมาณโหลดและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแห่งที่ติดตั้ง การไหลของกำลังไฟฟ้า และข้อจำกัดเส้นทางจ่ายไฟ

2) Scheme เป็นการให้น้ำหนักตามชนิดวงจรป้องกัน ซึ่งชนิดอุปกรณ์ที่รีเลย์ป้องกันแตกต่างกันจะมีวงจรการป้องกันที่แตกต่างกัน [10]

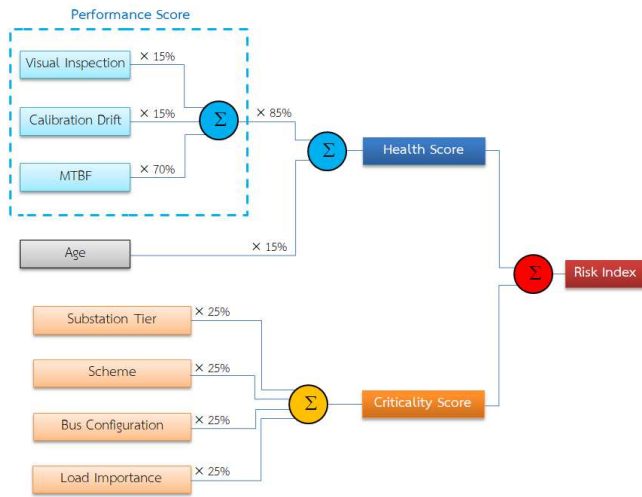
3) Bus configuration เป็นการให้น้ำหนักตามชนิดการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าย่อย

หลังจากคำนวณหา Health score จากหัวข้อ 3.1 และ Criticality score จากหัวข้อ 3.2 แล้ว ทำการหาคะแนนรวม (Total score) ด้วยการให้น้ำหนักคะแนนแต่ละส่วนตามสมการที่ (3)

$$\text{Total Score} = 40\% \text{Criticality Score} + 60\% \text{Health Score} \quad (3)$$

### 4. แนวทางการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกัน

จากการทบทวนบทความวิจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องพบว่า การประเมินค่าความเสี่ยงรีเลย์ป้องกันเพื่อใช้ประกอบการวางแผนจัดลำดับการบำรุงรักษาควรพิจารณาทั้งสภาพของรีเลย์และความวิกฤตหากรีเลย์นั้นเกิดขัดข้อง จึงเป็นวิธีที่เหมาะสมและมีความคุ้มค่า งานวิจัยนี้จึงเสนอวิธีการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันโดยพิจารณาทั้ง 2 ส่วนนี้ให้เหมาะสมกับรูปแบบการจัดเก็บข้อมูลประวัติการทำงานและการบำรุงรักษาของ กฟภ. และความสำคัญของตำแหน่งการติดตั้งรีเลย์จากรูปแบบการจัดวงจรป้องกัน โดยสามารถสรุปเป็นแผนผังการประเมินดัชนีความเสี่ยง (Risk index) ของรีเลย์ป้องกันในสถานีไฟฟ้าย่อยได้ดังรูปที่ 6 และมีรายละเอียดการประเมินดังต่อไปนี้



รูปที่ 6 ผังการประเมิน Risk index ของรีเลย์ป้องกันในสถานีไฟฟ้าย่อย

#### 4.1 วิธีการประเมินสภาพรีเลย์ป้องกัน

การประเมินสภาพหรือสมรรถนะของรีเลย์จะใช้ Health score ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ส่วนของข้อมูลประวัติการทำงาน (Performance) และอายุการใช้งาน (Age) พร้อมทั้งกำหนดค่าน้ำหนักของแต่ละส่วนจาก [8] การสัมภาษณ์ทีมบำรุงรักษาและผู้เชี่ยวชาญด้านรีเลย์ป้องกันของ กฟภ. ซึ่งสามารถคำนวณ Performance score ได้ตามสมการที่ (4) และ Health score ได้จากสมการที่ (1)

$$\begin{aligned} \text{Performance Score} = & 15\% \text{Visual Inspection} \quad (4) \\ & + 15\% \text{Calibration Drift} \\ & + 70\% \text{MTBF} \end{aligned}$$

Performance เป็นการให้น้ำหนักจากข้อมูลประวัติการทำงาน ได้แก่ การล้มเหลว การทำงานผิดพลาด สภาพภายนอกจากการตรวจสอบด้วยสายตา (Visual inspection) การสอบเทียบ (Calibration drift) และ MTBF ซึ่งปัจจัยเหล่านี้แสดงถึงอายุการใช้งานที่เหลืออยู่ของรีเลย์ป้องกัน การกำหนดเกณฑ์การให้คะแนนของปัจจัยต่างๆ แสดงได้ดังตารางที่ 4 ถึง 7

ตารางที่ 4 คะแนน Visual inspection

| Visual inspection              | ใช่ | ไม่ใช่ |
|--------------------------------|-----|--------|
| หลอด Indicator ไม่ติด          |     |        |
| หน้าจอแสดงผลไม่ติด             |     |        |
| ด้านหลังมีตะกั่วกันจากความชื้น |     |        |
| จุดต่อสายหลวม                  |     |        |
| อื่นๆ (โปรดระบุ)               |     |        |

หมายเหตุ คะแนน Visual inspection = 5 – จำนวนข้อที่เลือก “ใช่”

ตารางที่ 5 คะแนน Calibration drift

| Degree of drift      | คะแนน |
|----------------------|-------|
| สูงเกินเกณฑ์         | 0     |
| สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์ | 1     |
| ปกติ                 | 2     |

ตารางที่ 6 คะแนน MTBF ตามรุ่นและยี่ห้อผลิตภัณฑ์รีเลย์

| MTBF                                    | คะแนน |
|-----------------------------------------|-------|
| อายุการใช้งานเฉลี่ยมากกว่า 10 ปี ขึ้นไป | 1     |
| อายุการใช้งานเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 7-10 ปี  | 2     |
| อายุการใช้งานเฉลี่ยต่ำกว่า 7 ปี         | 3     |

ตารางที่ 7 การให้น้ำหนักตามอายุการใช้งานของรีเลย์ชนิด MP

| อายุการใช้งาน (ปี) | คะแนน |
|--------------------|-------|
| > 20               | 1     |
| 15-20              | 3     |
| 10-14              | 5     |
| 5-9                | 8     |
| < 5                | 10    |
| Unknown            | 6     |

#### 4.2 วิธีการประเมินค่าวิกฤตของรีเลย์ป้องกัน

แนวทางการประเมินค่าวิกฤตจะการใช้การให้คะแนนแทนระดับผลกระทบ (Criticality score) ที่มีต่อระบบไฟฟ้าเมื่อรีเลย์ขัดข้องและ/หรือทำงานผิดพลาด โดยระดับคะแนนค่ามากแทนผลกระทบที่เกิดขึ้นมาก โดยคะแนนส่วนนี้ไม่เกี่ยวข้องกับสภาพของรีเลย์ ส่วนสมการสำหรับคำนวณ Criticality score ของบทความนี้ได้ทำการดัดแปลงจากสมการที่ (2) ด้วยการเพิ่มการพิจารณาความสำคัญของโหลดที่จ่ายหรือผู้ใช้ไฟ (Load importance) เข้าไปด้วย แสดงได้ดังสมการที่ (5)

$$\begin{aligned} \text{Criticality Score} = & 25\% \text{Substation Tier} \quad (5) \\ & + 25\% \text{Scheme} + 25\% \text{Bus Config.} \\ & + 25\% \text{Load importance} \end{aligned}$$

ในบทความนี้ได้ทำการกำหนดคะแนนน้ำหนักของ Substation tier, Scheme และ Bus configuration แสดงดังตารางที่ 8 ถึง 10 ตามลำดับ ส่วน Load importance เป็นการให้น้ำหนักตามลำดับความสำคัญของโหลดที่จ่ายหรือผู้ใช้ไฟ ซึ่งอาจดูจากประเภทผู้ใช้ไฟตามแนวทางในตารางที่ 11

ตารางที่ 8 คะแนนน้ำหนัก Substation tier

| ชนิดสถานี                                       | คะแนน |
|-------------------------------------------------|-------|
| สถานี Switching 115 kV                          | 3     |
| 115 kV/22 kV, 115 kV/33 kV                      | 2     |
| สถานี Switching 33 kV,<br>สถานี Switching 22 kV | 1     |

ตารางที่ 9 การให้น้ำหนักตามวงจรป้องกัน

| Scheme                        | คะแนน |
|-------------------------------|-------|
| Bus Differential Relay        | 9     |
| Transformer Difference Relay  | 8     |
| Distance Relay                | 7     |
| Overcurrent Relay             | 6     |
| Autoreclosing Relay           | 5     |
| Synchronism Relay             | 4     |
| Directional Overcurrent Relay | 3     |
| Frequency Relay               | 2     |
| Over/Under Voltage Relay      | 1     |

ตารางที่ 10 การให้น้ำหนักตามการจัดบัส

| Bus configuration               | คะแนน |
|---------------------------------|-------|
| Breaker and a half              | 3     |
| Main and transfer               | 2     |
| Double main and transfer        | 3     |
| Single bus                      | 1     |
| Double bus single breaker (GIS) | 3     |
| H bus                           | 2     |

ตารางที่ 11 เกณฑ์การให้คะแนนความสำคัญของโหลดหรือผู้ใช้ไฟ

| Customer Priority Regulated                             | คะแนน |
|---------------------------------------------------------|-------|
| ผู้ใช้ไฟที่มีความสำคัญสูง เช่น นิคมอุตสาหกรรม โรงพยาบาล | 4     |
| ผู้ใช้ไฟเขตเมือง                                        | 3     |
| ผู้ใช้ไฟเขตชนเมือง                                      | 2     |
| ผู้ใช้ไฟเขตชนบท                                         | 1     |

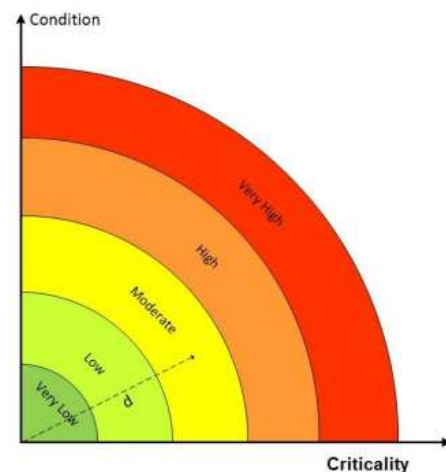
#### 4.3 วิธีการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกัน

การประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันสำหรับงานวิจัยนี้ จะใช้กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าดัชนีสุขภาพและค่าวิกฤตของรีเลย์ [11] และหาตำแหน่งความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันจากกราฟความสัมพันธ์นี้ โดยแทนค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันด้วย Risk index หรือค่าระยะความเสี่ยง  $d$  ที่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (6)

$$d = \sqrt{\frac{x^2 + y^2}{2}} \quad (6)$$

โดยที่  $d$  คือ ค่าระยะความเสี่ยงหรือ Risk index ของรีเลย์ป้องกัน  $x$  คือ ค่าคะแนนสุขภาพ ( $x = 100 - \text{Health score}$ ) ของรีเลย์ป้องกัน และ  $y$  คือ ค่าคะแนนความวิกฤต (Criticality score) ของรีเลย์ป้องกัน

ในรูปที่ 7 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสภาพของรีเลย์ป้องกันและผลกระทบที่เกิดขึ้นหากรีเลย์ทำงานขัดข้อง



รูปที่ 7 พื้นที่แต่ละระดับความเสี่ยงตามสภาพและค่าวิกฤตของรีเลย์ [11]

ค่าดัชนีความเสี่ยงที่คำนวณได้นี้ จะนำมาใช้เลือกแนวทางการบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันตามช่วงความเสี่ยงที่กำหนดในตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ระดับความเสี่ยงตามระยะ  $d$  และกิจกรรมที่แนะนำ

| ระยะความเสี่ยง $d$ | ความเสี่ยง (Risk) | กิจกรรม                                                                               |
|--------------------|-------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 0-20               | Very low          | บำรุงรักษาตามปกติ                                                                     |
| 21-40              | Low               | บำรุงรักษาตามปกติ หรือที่<br>ขึ้นเท่าที่สามารถทำได้                                   |
| 41-60              | Moderate          | เพิ่มการตรวจสอบ ตรวจวัด<br>เชิงวิเคราะห์ เพื่อแก้ไขข้อ<br>บกพร่องในส่วนที่สามารถทำได้ |
| 61-80              | High              | วางแผนแก้ไข ซ่อม หรือ<br>เปลี่ยน                                                      |
| 81-100             | Very high         | เปลี่ยนทันที                                                                          |

## 5. กรณีศึกษา

งานวิจัยนี้ได้ทำการทดลองแนวทางการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันที่เสนอกับรีเลย์ชนิด Microprocessor เท่านั้น เนื่องจากทาง กฟภ. มีแผนที่จะเปลี่ยนรีเลย์ป้องกันทั้งหมดเป็นรีเลย์ชนิดนี้ใน 2-3 ปีข้างหน้า โดยเลือกรีเลย์ป้องกันที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 2 ติดตั้งใช้งานมาแล้ว 20 ปี จำนวน 5 ชุด และสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 3 ติดตั้งใช้งานมาแล้ว 9 ปี จำนวน 5 ชุด ระบบ 115 kV/22 kV รวมทั้งสิ้น 10 ชุด

### 5.1 ผลการประเมิน Health score รีเลย์ป้องกันกรณีศึกษา

ผลการตรวจสอบสภาพภายนอกด้วยสายตาของรีเลย์ป้องกันทั้ง 10 ชุด ของสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 2 และปทุมธานี 3 ได้ผลการประเมินตัวชี้วัดทั้ง 3 ตัว จากข้อมูลประวัติการทำงานของรีเลย์ป้องกันตามตารางที่ 13

หลังจากได้ผลคะแนนการประเมินตัวชี้วัดดัชนีทั้ง 3 ตัว ตามตารางที่ 13 แล้ว จะทำการหา Performance score ของรีเลย์ป้องกันแต่ละชุด โดยการให้น้ำหนักแต่ละตัวชี้วัดตามสมการที่ (4) ได้ผลรวมคะแนน Performance ดังตารางที่ 14

ส่วนผลการประเมินคะแนนอายุการใช้งานของรีเลย์ป้องกันชนิด Microprocessor ทั้ง 10 ชุด จะประเมินจากจำนวนปีที่ติดตั้งใช้งาน แสดงได้ดังตารางที่ 15

ตารางที่ 13 ผลการประเมินตัวชี้วัดดัชนีชี้วัดสมรรถนะของรีเลย์

| รีเลย์<br>ชุดที่ | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 1                 |       | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 2 |       | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 3 |       |
|------------------|----------------------------------------|-------|------------------------|-------|------------------------|-------|
|                  | Visual Inspection                      | คะแนน | Calibration drift      | คะแนน | MTBF                   | คะแนน |
| สถานีปทุมธานี 2  | 1 ด้านหลังมีตะกรันจาก<br>ความชื้น      | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 15                     | 3     |
|                  | 2 อื่นๆ (คราบเขม่าจาก<br>ความร้อนสะสม) | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 15                     | 3     |
|                  | 3 ด้านหลังมีตะกรันจาก<br>ความชื้น      | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 15                     | 3     |
|                  | 4 อื่นๆ (Counter รีเลย์<br>เดิม)       | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 15                     | 3     |
|                  | 5 อื่นๆ (มีฝุ่นด้านหลัง<br>รีเลย์)     | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 15                     | 3     |
| สถานีปทุมธานี 3  | 6 ด้านหลังมีตะกรันจาก<br>ความชื้น      | 4     | ปกติ                   | 2     | 10                     | 2     |
|                  | 7 อื่นๆ (หลอด LED ติด<br>ค้าง)         | 4     | ปกติ                   | 2     | 10                     | 2     |
|                  | 8 ด้านหลังมีตะกรันจาก<br>ความชื้น      | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 10                     | 2     |
|                  | 9 อื่นๆ (หน้าจอมืด)                    | 4     | สูงแต่ยังอยู่ในเกณฑ์   | 1     | 10                     | 2     |
|                  | 10 อื่นๆ (มีฝุ่นด้านหลัง<br>รีเลย์)    | 4     | ปกติ                   | 2     | 10                     | 2     |

ตารางที่ 14 สรุปผลคะแนน Performance ของรีเลย์ป้องกัน  
กรณีศึกษา

|                 | รีเลย์ชุดที่ | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 1 |           | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 2 |           | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 3 |           | Performance (%) |
|-----------------|--------------|------------------------|-----------|------------------------|-----------|------------------------|-----------|-----------------|
|                 |              | คะแนน                  | % น้ำหนัก | คะแนน                  | % น้ำหนัก | คะแนน                  | % น้ำหนัก |                 |
| สถานีปทุมธานี 2 | 1            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 3                      | 70        | 89.50           |
|                 | 2            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 3                      | 70        | 89.50           |
|                 | 3            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 3                      | 70        | 89.50           |
|                 | 4            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 3                      | 70        | 89.50           |
|                 | 5            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 3                      | 70        | 89.50           |
| สถานีปทุมธานี 3 | 6            | 4                      | 15        | 2                      | 15        | 2                      | 70        | 73.67           |
|                 | 7            | 4                      | 15        | 2                      | 15        | 2                      | 70        | 73.67           |
|                 | 8            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 2                      | 70        | 66.17           |
|                 | 9            | 4                      | 15        | 1                      | 15        | 2                      | 70        | 66.17           |
|                 | 10           | 4                      | 15        | 2                      | 15        | 2                      | 70        | 73.67           |

ตารางที่ 15 ผลคะแนนอายุที่ใช้งานมาแล้วของรีเลย์ป้องกัน (Age)

| รีเลย์<br>ชุดที่ | ระยะเวลาที่มีการติดตั้งใช้<br>งาน (ปี) |                 | คะแนน |
|------------------|----------------------------------------|-----------------|-------|
|                  | สถานีปทุมธานี 2                        | สถานีปทุมธานี 3 |       |
| สถานีปทุมธานี 2  | 1                                      | 20              | 3     |
|                  | 2                                      | 20              | 3     |
|                  | 3                                      | 20              | 3     |
|                  | 4                                      | 20              | 3     |
|                  | 5                                      | 20              | 3     |
| สถานีปทุมธานี 3  | 6                                      | 9               | 8     |
|                  | 7                                      | 9               | 8     |
|                  | 8                                      | 9               | 8     |
|                  | 9                                      | 9               | 8     |
|                  | 10                                     | 9               | 8     |

หลังจากได้ผลคะแนนการประเมินสมรรถนะการทำงานของรีเลย์ (Performance) ตามตารางที่ 14 และผลการประเมินคะแนนอายุการใช้งานของรีเลย์ป้องกันตามตารางที่ 15 แล้ว ทำการหาคะแนน Health score ของรีเลย์ป้องกันแต่ละชุด โดยการให้น้ำหนักแต่ละตัวชี้วัดดัชนีตามสมการที่ (1) และสามารถสรุปเป็นผลรวมคะแนน Health score ได้ดังตารางที่ 16

ตารางที่ 16 ผลรวมคะแนนของการประเมินค่าคะแนน Health score

|                 | รีเลย์ชุดที่ | Performance |           | Age   |           | Health Score (%) |
|-----------------|--------------|-------------|-----------|-------|-----------|------------------|
|                 |              | คะแนน       | % น้ำหนัก | คะแนน | % น้ำหนัก |                  |
| สถานีปทุมธานี 2 | 1            | 2.85        | 85        | 3     | 15        | 80.58            |
|                 | 2            | 2.85        | 85        | 3     | 15        | 80.58            |
|                 | 3            | 2.85        | 85        | 3     | 15        | 80.58            |
|                 | 4            | 2.85        | 85        | 3     | 15        | 80.58            |
|                 | 5            | 2.85        | 85        | 3     | 15        | 80.58            |
| สถานีปทุมธานี 3 | 6            | 2.30        | 85        | 8     | 15        | 74.62            |
|                 | 7            | 2.30        | 85        | 8     | 15        | 74.62            |
|                 | 8            | 2.15        | 85        | 8     | 15        | 68.24            |
|                 | 9            | 2.15        | 85        | 8     | 15        | 68.24            |
|                 | 10           | 2.30        | 85        | 8     | 15        | 74.62            |

## 5.2 ผลการประเมินค่าวิกฤตของรีเลย์ป้องกันกรณีศึกษา

การประเมินค่าวิกฤตของรีเลย์ป้องกันโดยใช้ Criticality score ประกอบด้วยตัวชี้วัด 4 ตัว คือ

ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 1 ความสำคัญของรีเลย์ป้องกันที่ติดตั้งที่สถานีย่อย (Substation tier)

ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 2 วงจรป้องกัน (Scheme) แตกต่างกันตามชนิดอุปกรณ์ที่รีเลย์ป้องกัน

ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 3 ลักษณะการจัดเรียงบัสในสถานีย่อย (Bus configuration)

ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 4 ความสำคัญของโหลดผู้ใช้ไฟ (Load importance)

จากการสำรวจข้อมูลรีเลย์ป้องกัน 10 ชุดของกรณีศึกษา ซึ่งรีเลย์แต่ละชุดทำหน้าที่ป้องกันอุปกรณ์ต่างๆ ดังตารางที่ 17 และได้ผลการประเมินตัวชี้วัดดัชนีทั้ง 4 ตัว ของ Criticality score ตามตารางที่ 18

ตารางที่ 17 อุปกรณ์กำลังที่รีเลย์ป้องกันของกรณีศึกษาทำหน้าที่ป้องกัน

| สถานีไฟฟ้า                                                           | ชุดที่ | ชนิดรีเลย์                                       | อุปกรณ์ที่รีเลย์ทำหน้าที่ป้องกัน |
|----------------------------------------------------------------------|--------|--------------------------------------------------|----------------------------------|
| สถานีปฐมานี 2<br>115 kV /22 kV<br>Main and transfer                  | 1      | รีเลย์กระแสเกิน Overcurrent relay (50/51)        | Incoming line 115 kV             |
|                                                                      | 2      | รีเลย์ผลต่าง (Transformer Difference Relay (87T) | หม้อแปลงกำลัง                    |
|                                                                      | 3      | รีเลย์ระยะทาง Distance relay (21)                | Outgoing line 115 kV             |
|                                                                      | 4      | รีเลย์ปิดจ่ายอัตโนมัติ Autoreclosing Relay (79)  | Outgoing line 115 kV             |
|                                                                      | 5      | รีเลย์ผลต่าง Bus Differential Relay (87B)        | Main Bus                         |
| สถานีปฐมานี 3<br>115 kV /22 kV<br>Double bus single<br>breaker (GIS) | 6      | รีเลย์ผลต่าง Transformer Difference Relay (87T)  | หม้อแปลงกำลัง                    |
|                                                                      | 7      | รีเลย์กระแสเกิน Overcurrent relay (50/51)        | Incoming line 115 kV             |
|                                                                      | 8      | รีเลย์ระยะทาง Distance relay (21)                | Outgoing line 115 kV             |
|                                                                      | 9      | รีเลย์ปิดจ่ายอัตโนมัติ Autoreclosing Relay (79)  | Outgoing line 115 kV             |
|                                                                      | 10     | รีเลย์กระแสเกิน Overcurrent relay (51GB)         | หม้อแปลงกำลัง                    |

หลังจากได้ผลคะแนนการประเมินตัวชี้วัดดัชนีทั้ง 4 ตัว แล้ว ทำการหาค่า Criticality score ของรีเลย์ป้องกันแต่ละชุด

ด้วยการให้น้ำหนักแต่ละตัวชี้วัดตามสมการที่ (5) และสามารถสรุปผลรวมคะแนน Criticality score ได้ตามตารางที่ 19

## 5.3 ผลการประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันกรณีศึกษา

จากนั้นหา Risk index จากค่าระยะความเสี่ยง  $d$  โดยใช้ดัชนีสุขภาพและค่าวิกฤตที่ประเมินได้จากทั้ง 2 สถานี ตามสมการที่ (6) จะได้ผลการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้าย่อยตามตารางที่ 20

โดยระดับความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันทั้ง 2 สถานี ส่วนใหญ่มีระดับความเสี่ยง High ยกเว้นรีเลย์ป้องกันชุดที่ 4 ของสถานีปฐมานี 2 มีระดับความเสี่ยง Moderate และกิจกรรมบำรุงรักษาที่แนะนำสำหรับรีเลย์ป้องกันทั้ง 2 สถานี ตามระดับความเสี่ยงสามารถดูได้จากตารางที่ 12

ตารางที่ 18 ผลประเมินตัวชี้วัดดัชนีทั้ง 4 ตัว ของ Criticality score

|                 | รีเลย์ชุดที่ | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 1 |       | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 2       |       | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 3          |       | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 4 |       |
|-----------------|--------------|------------------------|-------|------------------------------|-------|---------------------------------|-------|------------------------|-------|
|                 |              | Substation Tier        | คะแนน | Scheme                       | คะแนน | Bus Configuration               | คะแนน | Load importance        | คะแนน |
| สถานีปทุมธานี 2 | 1            | 115/22 kV              | 2     | Overcurrent relay            | 6     | Main and transfer               | 2     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 2            | 115/22 kV              | 2     | Transformer Difference Relay | 8     | Main and transfer               | 2     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 3            | 115/22 kV              | 2     | Distance Relay               | 7     | Main and transfer               | 2     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 4            | 115/22 kV              | 2     | Autoreclosing Relay          | 5     | Main and transfer               | 2     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 5            | 115/22 kV              | 2     | Bus Differential Relay       | 9     | Main and transfer               | 2     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
| สถานีปทุมธานี 3 | 6            | 115/22 kV              | 2     | Transformer Difference Relay | 8     | Double bus single breaker (GIS) | 3     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 7            | 115/22 kV              | 2     | Overcurrent relay            | 6     | Double bus single breaker (GIS) | 3     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 8            | 115/22 kV              | 2     | Distance Relay               | 7     | Double bus single breaker (GIS) | 3     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 9            | 115/22 kV              | 2     | Autoreclosing Relay          | 5     | Double bus single breaker (GIS) | 3     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |
|                 | 10           | 115/22 kV              | 2     | Overcurrent relay            | 6     | Double bus single breaker (GIS) | 3     | ผู้ใช้ไฟฟ้าเขตเมือง    | 3     |

ตารางที่ 19 สรุปผลคะแนน Criticality score ของรีเลย์ป้องกัน

|                 | รีเลย์ชุดที่ | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 1 |           | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 2 |           | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 3 |           | ตัวชี้วัดดัชนีตัวที่ 4 |           | Criticality Score (%) |
|-----------------|--------------|------------------------|-----------|------------------------|-----------|------------------------|-----------|------------------------|-----------|-----------------------|
|                 |              | คะแนน                  | % น้ำหนัก | คะแนน                  | % น้ำหนัก | คะแนน                  | % น้ำหนัก | คะแนน                  | % น้ำหนัก |                       |
| สถานีปทุมธานี 2 | 1            | 2                      | 25        | 6                      | 25        | 2                      | 25        | 3                      | 25        | 68.75                 |
|                 | 2            | 2                      | 25        | 8                      | 25        | 2                      | 25        | 3                      | 25        | 74.31                 |
|                 | 3            | 2                      | 25        | 7                      | 25        | 2                      | 25        | 3                      | 25        | 71.53                 |
|                 | 4            | 2                      | 25        | 5                      | 25        | 2                      | 25        | 3                      | 25        | 65.97                 |
|                 | 5            | 2                      | 25        | 9                      | 25        | 2                      | 25        | 3                      | 25        | 77.08                 |
| สถานีปทุมธานี 3 | 6            | 2                      | 25        | 8                      | 25        | 3                      | 25        | 3                      | 25        | 82.64                 |
|                 | 7            | 2                      | 25        | 6                      | 25        | 3                      | 25        | 3                      | 25        | 77.08                 |
|                 | 8            | 2                      | 25        | 7                      | 25        | 3                      | 25        | 3                      | 25        | 79.86                 |
|                 | 9            | 2                      | 25        | 5                      | 25        | 3                      | 25        | 3                      | 25        | 74.31                 |
|                 | 10           | 2                      | 25        | 6                      | 25        | 3                      | 25        | 3                      | 25        | 77.08                 |

ตารางที่ 20 ผลประเมิน Risk index (ระยะ d) ของรีเลย์กรณีศึกษา

|                 | รีเลย์<br>ชุดที่ | Health Score | Criticality Score | ระยะ d | ระดับความเสี่ยง |
|-----------------|------------------|--------------|-------------------|--------|-----------------|
|                 |                  | %            | %                 |        |                 |
| สถานีหม้อแปลง 2 | 1                | 80.58        | 68.75             | 60.07  | High            |
|                 | 2                | 80.58        | 74.31             | 64.58  | High            |
|                 | 3                | 80.58        | 71.53             | 62.33  | High            |
|                 | 4                | 80.58        | 65.97             | 57.83  | Moderate        |
|                 | 5                | 80.58        | 77.08             | 66.85  | High            |
| สถานีหม้อแปลง 3 | 6                | 74.62        | 82.64             | 72.69  | High            |
|                 | 7                | 74.62        | 77.08             | 68.24  | High            |
|                 | 8                | 68.24        | 79.86             | 72.27  | High            |
|                 | 9                | 68.24        | 74.31             | 67.95  | High            |
|                 | 10               | 74.62        | 77.08             | 68.24  | High            |

## 6. การอภิปรายผล

จากผลการประเมินค่าความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันของสถานีไฟฟ้าย่อย 2 สถานี ตามแนวทางที่นำเสนอเพื่อให้เหมาะสมกับข้อมูลการบำรุงรักษาที่ กฟภ. มีการบันทึกไว้ในส่วนแรกคือ การประเมินสภาพรีเลย์ป้องกันซึ่งประกอบด้วยสมรรถนะการทำงานและอายุการใช้งานพบว่า รีเลย์ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 2 มีค่า Health score สูงกว่าสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 3 แม้ว่าจะมีอายุการใช้งานมากกว่าดังแสดงตามตารางที่ 16 เนื่องจาก Performance score มีผลต่อสุขภาพของรีเลย์มากกว่าอายุการใช้งาน ซึ่ง Performance score จะให้น้ำหนักกับ MTBF มากที่สุดถึง 70 % ดังแสดงในตารางที่ 13 และตารางที่ 14 ในส่วนที่สองคือ การประเมินค่าวิกฤตเป็นการพิจารณาตามผลกระทบหากรีเลย์ขัดข้องเพียงอย่างเดียว โดยไม่เกี่ยวข้องกับสภาพรีเลย์ ส่วนนี้จะให้ความสำคัญกับความคุ้มค่าต่อการตัดสินใจบำรุงรักษารีเลย์และให้น้ำหนักกับปัจจัยที่ใช้ประเมินเท่าๆ กัน จากผลการประเมินตัวชี้วัดในตารางที่ 18 พบว่า สถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 3 ลักษณะการจัดเรียงบัสในสถานีย่อย (Bus configuration) เป็นแบบ Double bus single breaker ซึ่งแสดงให้เห็นว่าสถานีนี้จ่ายไฟให้กับโหลดที่มีความสำคัญมากกว่าสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 2 จึงทำให้ Criticality score โดยรวมของสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 3 มีค่าสูงกว่าสถานีไฟฟ้าย่อยปทุมธานี 2 นอกจากนี้ในส่วนของการให้น้ำหนักตามลำดับความสำคัญของโหลดที่จ่ายหรือผู้ใช้ไฟของงานวิจัยนี้กำหนดคะแนนตามประเภทผู้ใช้ไฟ ซึ่งหากสามารถหาข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟที่แท้จริงของแต่ละรีเลย์ป้องกันก็จะช่วยให้ผลการประเมินมีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น

อย่างไรก็ตามการกำหนดคะแนน และน้ำหนักของปัจจัยต่างๆ ของแนวทางการประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันใน

งานวิจัยนี้ได้จากการทบทวนบทความวิจัยที่เกี่ยวข้องประสบการณ์ของผู้เชี่ยวชาญและทีมงานผู้ปฏิบัติบำรุงรักษารีเลย์ป้องกัน และข้อมูลที่ กฟภ. มีการเก็บบันทึก ซึ่งในอนาคตสามารถปรับคะแนนหรือน้ำหนักปัจจัยเหล่านี้ได้หากทาง กฟภ. มีการทดสอบต่างๆ สำหรับรีเลย์มากขึ้น มีการบันทึกข้อมูลที่ละเอียดขึ้น หรือมีการพัฒนาเทคโนโลยีรีเลย์ป้องกัน

## 7. สรุปผลการศึกษา

การบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันที่ติดตั้งตามสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. ซึ่งมีจำนวนสถานีมาก อีกทั้งแต่ละสถานียังมีรีเลย์ชนิดต่างๆ จำนวนมากด้วย นอกจากนี้รีเลย์ป้องกันแต่ละตัวยังมีความแตกต่างกันในเรื่องของอายุการใช้งาน ชนิดของรีเลย์ เทคโนโลยี รุ่น และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ส่งผลให้สุขภาพของรีเลย์ป้องกันแต่ละตัวแตกต่างกัน นอกจากนี้ความสำคัญของวงจรหรืออุปกรณ์ที่ป้องกัน และความสำคัญของโหลดก็แตกต่างกันด้วย การบำรุงรักษาตามวาระที่นิยมทำกันอยู่นั้น ทำให้รีเลย์บางตัวได้รับการบำรุงรักษาเกินความจำเป็น ในขณะที่รีเลย์บางตัวได้รับการบำรุงรักษาน้อยเกินไปทำให้เกิดการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า ดังนั้นการจัดทำแผนบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันที่มีการพิจารณาทั้งสุขภาพและความวิกฤตของรีเลย์ป้องกัน จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาที่ไม่จำเป็นได้มาก ซึ่งแนวทางการประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันที่นำเสนอในงานวิจัยนี้ได้มีการนำทั้งสภาพหรือสุขภาพของรีเลย์ป้องกัน และผลกระทบที่จะเกิดขึ้นหากรีเลย์ทำงานขัดข้องมาประกอบการประเมินความเสี่ยงของรีเลย์ป้องกันโดยการแทนด้วยค่าระยะความเสี่ยง  $d$  ซึ่งจะทำให้รีเลย์แต่ละตัวมีระยะ  $d$  ที่แตกต่างกัน กิจกรรมการบำรุงรักษาที่แนะนำให้ดำเนินการก็จะแตกต่างกันด้วยดังตารางที่ 20 และ 12 ผลลัพธ์ที่ได้นี้สามารถนำไปใช้ประกอบการตัดสินใจในการจัดลำดับบำรุงรักษารีเลย์ป้องกันที่มีจำนวนมากได้ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการลงทุนที่คุ้มค่าและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น

## กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณ คุณวีระยุทธ บัวคง หัวหน้าแผนกรีเลย์ 2 กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ ฝ่ายบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าและระบบไฟฟ้า กฟภ. ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลบำรุงรักษารีเลย์และให้คำปรึกษาที่เป็นประโยชน์ในการทำวิจัยครั้งนี้ สุดท้ายนี้คณะผู้วิจัยขอขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล

รัตนโกสินทร์ และโครงการวิจัยและพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ที่ให้การสนับสนุนเวลาสถานที่ และสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ สำหรับการทําวิจัย

#### เอกสารอ้างอิง

- [1] System Protection and Controls Task Force of the NERC Planning Committee. *Protection System Maintenance: A Technical Reference*. North American Electric Reliability Council. September 13, 2007.
- [2] Relay Work Group. *Installation and Maintenance for Protective Relay Systems*, WECC, July 2006.
- [3] Ahmad R, Kamaruddin S. An overview of time-based and condition- based maintenance in industrial application. *Computers & Industrial Engineering*. 2012; 63: 135–149.
- [4] *Relay Testing and Maintenance GE Power Management Technical Publication*. Publication No.: GET- 3473B Copyright © 2000 GE Power Management
- [5] Tavares H, Leite H, Pinto A, Vidal P, Santos J. Applying reliability centered maintenance to a digital protective relay. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. Berlin; 2012.
- [6] Feathers A, Mubarak A, Nungo A, Paz N, *Relay Performance Index for a Sustainable Relay Replacement Program*, 2014
- [7] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์, การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง, บริษัท จี.บี.พี. เซ็นเตอร์ จำกัด พิมพ์ครั้งที่ 3 ปีที่พิมพ์ 2551.
- [8] Bradley I, Ciufo J, Cooperberg A, Tavener C. *Life-Cycle Management for System Protection, Transmission & Distribution World*, Hydro One Networks Inc., Fri, 2007-06-01 12:00
- [9] Gamble R, Gosalia J, Halt G, Henville C, et al. I22: End-Of-Useful Life Assessment of P&C Devices Report to Main Committee, Final Report – May 2015.
- [10] คู่มือการกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน. กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ ฝ่ายบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าและระบบไฟฟ้า สายงานปฏิบัติการและบำรุงรักษา. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ม.ค. 2558
- [11] นาดยา คล้ายเรือง และคณะ. รายงานแนวทางการประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์ชุดสวิตช์เกียร์และรีเลย์ป้องกัน. โครงการวิจัยและพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2559