

วิธีการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ Relevant Factors An Assessment Method of Power Distribution System Reliability Indices Using Relevant Factors

วิโรจน์ หวังสมัคร์ และ ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
Email: wangsama@hotmail.com, dulpichet.r@ku.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอวิธีการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยใช้ Relevant Factors ในการหาค่า Relevant Factors นั้น ต้องอาศัยข้อมูลจากการสำรวจภาคสนาม โดยพิจารณาปัจจัยที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบ ได้แก่ ความหนาแน่นของต้นไม้ตามแนวระบบไฟฟ้า ชนิดของสายไฟฟ้า ชนิดของฉนวนลูกถ้วยที่ติดตั้งใช้งาน และความยาวของระบบไฟฟ้า ซึ่งมีความแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ หลังจากนั้นจึงนำค่า Relevant Factors เหล่านี้ไปปรับละเอียดอีกครั้งหนึ่งโดยใช้เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) ก่อนนำไปใช้ประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่มีความถูกต้องยิ่งขึ้น กระบวนการข้างต้นได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้กับการศึกษาในการประเมินความเชื่อถือได้จากการขยายเขตแบบต่างๆ ในฟีดเดอร์ที่ 7 ของสถานีไฟฟ้าอัญบุรี ในพื้นที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภออัญบุรี ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความง่ายในการนำไปใช้งานจริง และให้ผลลัพธ์ที่น่าเชื่อถือ

คำสำคัญ

ส่วนประกอบสภาพแวดล้อม ดัชนีความเชื่อถือได้ โปรแกรมเชิงเส้น

Abstract

This paper proposes an assessment method of power distribution system reliability indices (SAIFI and SAIDI) of Provincial Electricity Authority (PEA) by using relevant factors. The relevant factors can be determined using information from field surveys regarding physical factors influencing the system reliability such as density of trees along power distribution lines, type of power lines, type of insulators and length of power distribution systems, which vary from area to area. In order to obtain the better results, the relevant factors are fine tuned by using linear programming technique before they are used to assess the reliability indices. The proposed

method is applied for reliability assessment on system expansion cases of Feeder 7 of Thanyaburi Substation, within the service area of PEA Thanyaburi office. The results obtained from the above procedure show that this method offers simplicity and practicality with reliable outcomes.

Keywords

relevant factors, distribution reliability indices, linear programming

1. คำนำ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ตระหนักและให้ความสำคัญอย่างยิ่งต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เนื่องมาจากความต้องการของผู้ใช้ไฟเพิ่มสูงขึ้น ทำให้การก่อสร้างขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่ทันต่อปริมาณความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ในการขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากเพื่อรองรับกับความต้องการของผู้ใช้ไฟอย่างเพียงพอแล้ว ยังต้องคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วย ดังนั้นจึงต้องศึกษาวิธีการการคำนวณค่า Relevant Factors ซึ่งคือปัจจัยอื่นๆ ที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านำไปประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI) ได้อย่างถูกต้อง และมีความเหมาะสมกับสภาพแวดล้อมในการจ่ายไฟในปัจจุบันมากที่สุด โดยจัดทำกรณีศึกษาเฉพาะพื้นที่การจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี ซึ่งอยู่ในพื้นที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา เนื่องจากเป็นพื้นที่มีการขยายตัวทางด้านการศึกษา เศรษฐกิจ เห็นได้จากภาคธุรกิจด้านอสังหาริมทรัพย์ และบ้านจัดสรรซึ่งมีอัตราการขยายตัวสูงมาก บทความนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI) ภายหลังการขยายเขตระบบไฟฟ้า โดยนำสภาพการจ่ายไฟและสภาพแวดล้อมมาพิจารณาร่วมด้วย โดยนำเสนอการหาค่าอัตราความขัดข้อง (Failure Rate) ที่ใช้ในการประเมิน

ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI) ที่ได้ให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น เพราะการขยายเขตระบบไฟฟ้าในพื้นที่ใหม่ๆ นั้นอาจจะมีสภาพแวดล้อมแตกต่างกัน บางพื้นที่อาจจะเป็นบริเวณโล่ง บางพื้นที่อาจจะเป็นบริเวณที่มีต้นไม้หนาแน่น ดังนั้นจึงไม่ควรใช้อัตราความขัดข้องเท่ากันหมดทุกกรณี จึงนำ Relevant Factors มาคูณปรับเพื่อให้ได้ค่าอัตราความขัดข้องที่เหมาะสมกับพื้นที่นั้นๆ โดยใช้ข้อมูลการสำรวจภาคสนามตามสภาพแวดล้อมของระบบการจ่ายไฟในฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี และข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องแยกตามการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้ง รวมทั้งการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ต้นทางที่สถานีไฟฟ้า ในส่วนแรกของบทความนี้จะกล่าวถึงการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่อระบบการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ลำดับต่อไปเป็นการนำเสนอวิธีการหาค่า Relevant Factors และตามด้วยการปรับค่า Relevant Factors ให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้นด้วยวิธีการ Linear Programming

2. ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) คือ ค่าดัชนีแสดงจำนวนครั้งไฟดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา ส่วนใหญ่นิยมใช้ 1 ปี ค่าดัชนีนี้มีหน่วยเป็น ครั้ง/ราย/ปี ดัง

สมการ (1) และ System Average Interruption Duration Index (SAIDI) คือ ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณานิยมใช้คือ 1 ปี ค่าดัชนีนี้มีหน่วยเป็น นาที/ราย/ ปี หรือ ชั่วโมง/ราย/ปี วิธีการคำนวณแสดงตามสมการ (2) [1]

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum (N_i \times r_i)}{N_T} \quad (2)$$

โดยที่ N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบในแต่ละครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับ(ราย)

N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (ราย)

R_i คือ ช่วงเวลาไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง (นาที หรือ ชั่วโมง)

8. การหาค่า Relevant Factors

จากสภาพการจ่ายไฟในปัจจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบจำหน่ายมีการออกแบบที่หลากหลายเพื่อให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ เช่น ในพื้นที่ชนบทระบบจำหน่ายต้องพาดผ่านไปตามหมู่บ้านซึ่งบางพื้นที่ปกคลุมไปด้วยต้นไม้หนาแน่น บางพื้นที่ต้นไม้เบาบาง ชนิดของสายไฟ และชนิดของลูกถ้วยที่ติดตั้ง มีความแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ล้วนมีผลต่ออัตราความขัดข้องของอุปกรณ์ทั้งสิ้น [2] ดังนั้นในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพื่อให้ได้ความถูกต้อง แม่นยำ ใกล้เคียงกับค่าความเป็นจริงมากที่สุด จึงจำเป็นต้องปรับค่าอัตราความขัดข้องด้วยค่า Relevant Factors เสียก่อน การสำรวจข้อมูลภาคสนามทำให้ทราบถึงรายละเอียดของปัจจัยที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในอัตราความขัดข้องของระบบที่มีความจำเป็นในการวิเคราะห์ ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลความยาวของระบบจำหน่าย ความหนาแน่นของต้นไม้

ชนิดของตัวนำ และชนิดของลูกถ้วยที่ติดตั้งใช้งาน ในบทความนี้มุ่งเน้นในการศึกษาส่วนประกอบที่สำคัญในการหาค่า Relevant Factors ใน 8 กลุ่มที่สำคัญ คือ [3]

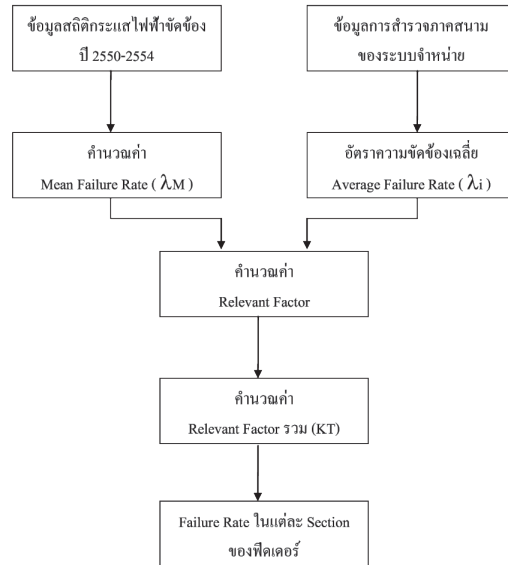
- (1) สำหรับพื้นที่ที่มีต้นไม้ (K_{Tree})
- (2) สำหรับพื้นที่ที่เป็นที่โล่งปราศจากต้นไม้ ($K_{Cleared}$)
- (3) สำหรับบริเวณพื้นที่ที่ใช้สายเปลือย (K_{Bare})
- (4) สำหรับพื้นที่ที่ใช้สาย PIC (K_{PIC})
- (5) สำหรับพื้นที่ที่ใช้สาย SAC (K_{SAC})
- (6) สำหรับพื้นที่ที่ใช้ลูกถ้วย Line Post ($K_{Linepost}$)
- (7) สำหรับพื้นที่ที่ใช้ Cable Spacer ($K_{Cablespace}$)
- (8) สำหรับพื้นที่ที่ใช้ลูกถ้วยชนิดอื่น (K_{Other})

Relevant Factors ที่สามารถคำนวณได้จากข้อมูลเหล่านี้ประกอบด้วยส่วนแรกคือ Mean Failure Rate (λ_m) สำหรับฟีดเดอร์ที่พิจารณา ซึ่งคำนวณจากสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของฟีดเดอร์นั้น โดยเก็บข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องใน ช่วงปี 2550–2554 ซึ่งเป็นข้อมูลที่เก็บรวบรวมระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2550 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554 รวม 5 ปี ส่วนที่สองเป็นการวิเคราะห์ทางด้านผลกระทบของสภาพแวดล้อมที่มีต่ออัตราความขัดข้องของฟีดเดอร์ ซึ่งต้องทำการสำรวจข้อมูลทางภาคสนาม เป็นการสำรวจข้อมูลที่จำเป็นเพื่อนำมาวิเคราะห์ ประกอบด้วยข้อมูลความยาวของระบบจำหน่าย ความหนาแน่นของต้นไม้ ชนิดของตัวนำ และชนิดของลูกถ้วยที่ติดตั้งใช้งาน ซึ่งข้อมูลภาคสนามที่สำรวจได้ทั้งหมดนี้ มีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย เป็นปัจจัยที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในอัตราความขัดข้องของระบบ และส่วนที่สาม เป็นขั้นตอนการคำนวณค่า Relevant Factors ซึ่งในส่วนของการข้อมูลต้นไม้จะพิจารณาเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนที่มีต้นไม้อยู่ในฟีดเดอร์ อีกส่วนหนึ่งพิจารณาในส่วนที่ไม่มีต้นไม้ สำหรับข้อมูลของชนิดของตัวนำที่ใช้ ประกอบด้วยข้อมูล 3 รูปแบบ คือ ชนิดสายเปลือย สาย PIC

(Partial Insulated Cable) และสาย SAC (Spaced Aerial Cable) และชุดท้ายชนิดของลูกถ้วยประกอบด้วยลูกถ้วยชนิด Line-Post และ Cable Spacer สำหรับการคำนวณค่า Relevant Factor (K_i) ในแต่ละส่วนที่แสดงในตารางที่ 3 นั้น สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3)

$$K_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_M} \quad (3)$$

K_i คือ Relevant Factor สำหรับสภาพแวดล้อมทั้ง 8 กลุ่ม ซึ่งประกอบด้วย Tree, λ_i คือ อัตราความขัดข้องเฉลี่ย (Average Failure Rate) ของ Section ที่มีลักษณะตามกลุ่ม i λ_M คือ Mean Failure Rate ของฟีดเดอร์



ภาพที่ 1 แผนผังกระบวนการขั้นตอนในการหาค่า Relevant Factor

ตารางที่ 1 ข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี แยกตามการทำงานของอุปกรณ์ ป้องกันระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2550 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554

รหัสอุปกรณ์	ความยาวของระบบ (กม.)	SUSTAINED OUTAGES (Times)					Mean Failure Rate (λ_M) (ครั้ง/100วงจร-กม.- ปี)
		2550	2551	2552	2553	2554	
TYA07VB-01	10.01	1	2	6	2	4	29.9700
TYA07F-001	1.50	2	1	3	0	0	80.0000
TYA07F-003	0.47	0	0	0	0	0	0.0000
TYA07F-004	0.90	0	0	0	0	0	0.0000
TYA07F-005	1.00	0	0	0	0	0	0.0000
รวม	13.88	3	3	9	2	4	30.2594

จากข้อมูลในตารางที่ 1 พบว่าตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2550 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554 รวมระยะเวลาจัดเก็บข้อมูลจำนวน 5 ปี มีเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่เกิดขึ้นทั้งหมด จำนวน 21 ครั้ง ซึ่งรวมการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าแล้ว Mean Failure Rate (λ_M) ของฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี มีค่าเท่ากับ 30.2594 ครั้ง/100 วงจร-กม.- ปี ตามสมการ (4) และสมการ (5)

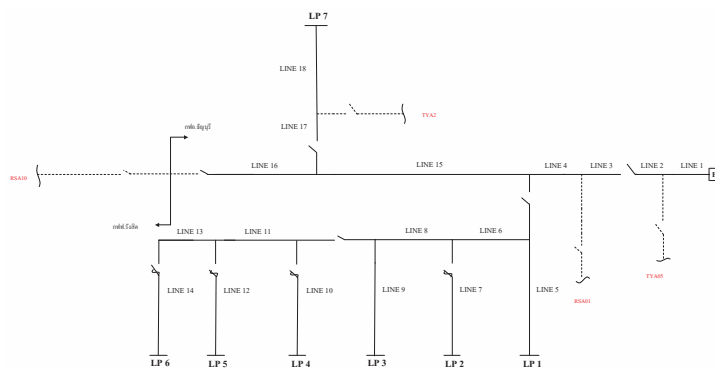
$$\lambda \text{ ของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่พิจารณา} = \frac{\text{เหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่เกิดขึ้นในปีที่เก็บข้อมูล}}{\text{จำนวนที่จัดเก็บข้อมูล}} \quad (4)$$

$$\lambda_M = \frac{\frac{\lambda_{TYA07VB01}}{\text{ความยาวของระบบ}} + \frac{\lambda_{TYA07F001}}{\text{ความยาวของระบบ}} + \frac{\lambda_{TYA07F003}}{\text{ความยาวของระบบ}} + \frac{\lambda_{TYA07F004}}{\text{ความยาวของระบบ}} + \frac{\lambda_{TYA07F005}}{\text{ความยาวของระบบ}}}{5} \times 100 \quad (5)$$

ระบบการจ่ายไฟฟ้าฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรีมีความยาวของระบบจำหน่ายรวม 13.88 วงจร-กม.

สามารถแบ่งเป็นแต่ละ Section ตามลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และตามชนิดของการติดตั้งสายไฟฟ้าในแต่ละช่วง ได้ทั้งหมด 18 Section ตามภาพที่ 2 สำหรับในส่วนของการวิเคราะห์ทางด้านผลกระทบที่

มีต่อค่าอัตราความขัดข้อง (Failure Rate) ของแต่ละ Section ในฟีดเดอร์ ต้องใช้การสำรวจทางภาคสนาม ซึ่งเป็นการสำรวจข้อมูลที่เป็นต่อการเปลี่ยนแปลงของค่าอัตราความขัดข้องเพื่อนำมาวิเคราะห์



ภาพที่ 2 Single Line Diagram ระบบการจ่ายไฟ ฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี

ตารางที่ 2 การสำรวจข้อมูลภาคสนาม ฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี

Line Code	Line Length (km)	Trees		Type of Conductors			Insulators			Section Failure Rate (λ_{Ms}) ครั้ง/100 วงจร-กม.-ปี
		Trees	Cleared	Bare	PIC	SAC	Line Post	Cable Spacer	Other	
LINE1	0.77	0.30	0.47	0.00	0.00	0.77	0.10	0.60	0.07	29.97
LINE2	3.55	1.20	2.35	0.00	0.00	3.55	0.50	3.50	0.05	29.97
LINE3	0.10	0.02	0.08	0.00	0.00	0.10	0.00	0.10	0.00	29.97
LINE4	0.38	0.05	0.33	0.00	0.00	0.38	0.06	0.30	0.02	29.97
LINE5	1.50	1.20	0.30	0.00	1.50	0.00	1.40	0.00	0.10	29.97
LINE6	0.08	0.00	0.08	0.00	0.00	0.08	0.05	0.03	0.00	29.97
LINE7	1.50	1.30	0.20	0.00	1.50	0.00	1.40	0.00	0.10	80.00
LINE8	0.10	0.00	0.10	0.00	0.00	0.10	0.08	0.02	0.00	29.97
LINE9	0.20	0.10	0.10	0.20	0.00	0.00	0.20	0.00	0.00	29.97
LINE10	0.47	0.10	0.37	0.47	0.00	0.00	0.44	0.00	0.03	0.00
LINE11	0.20	0.00	0.20	0.00	0.00	0.20	0.14	0.05	0.01	29.97
LINE12	0.90	0.60	0.30	0.00	0.90	0.00	0.86	0.00	0.04	0.00
LINE13	0.10	0.04	0.06	0.00	0.00	0.10	0.08	0.02	0.00	29.97
LINE14	1.00	0.80	0.20	0.00	0.00	1.00	0.20	0.77	0.03	0.00
LINE15	1.40	0.80	0.60	0.00	0.00	1.40	0.15	1.20	0.05	29.97
LINE16	0.83	0.30	0.53	0.00	0.00	0.83	0.20	0.60	0.03	29.97
LINE17	0.10	0.04	0.06	0.00	0.00	0.10	0.03	0.07	0.00	29.97
LINE18	0.70	0.30	0.40	0.00	0.00	0.70	0.20	0.47	0.03	29.97
รวม	13.88	7.15	6.73	0.67	3.90	9.31	6.09	7.73	0.56	30.2594

การจัดกลุ่มของข้อมูลที่สามารถได้จากภาคสนาม ตัวอย่างเช่น ในส่วนของต้นไม้จะพิจารณาแยกออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนแรกเป็นส่วนที่มีต้นไม้อยู่ในบริเวณหนาแน่น ส่วนนี้จะพิจารณาพื้นที่ที่มีต้นไม้มากกว่า 75 % ของความยาวของระบบจำหน่าย อีกส่วนหนึ่งพิจารณาในส่วนที่มีต้นไม้เบาบาง คือ มีต้นไม้ น้อยกว่า 25 % ของความยาวของระบบจำหน่าย (λ_{MS}) มีหน่วยเป็น ครั้ง/100 วงจร-กม.-ปี

จากข้อมูลในตารางที่ 2 สามารถนำมาจำแนกตามความเหมาะสมเพื่อหาค่าอัตราความขัดข้องเฉลี่ย (Average Failure Rate ; λ_i) ในแต่ละข้อมูล ที่พิจารณา ซึ่งจะได้ค่าตาม ตารางที่ 3 ค่า Relevant Factors ตามสมการที่ 3 สามารถ คำนวณได้ตามตารางที่ 4 ตัวอย่างเช่นกลุ่ม Tree จะได้

$$K_{Tree} = \frac{\lambda_{Tree}}{\lambda_M} = \frac{36.66}{30.2594} = 1.21$$

ตารางที่ 3 อัตราความขัดข้องเฉลี่ย λ_i

กลุ่ม	i	เงื่อนไขของการจัดกลุ่ม	จำนวน Section	Average Failure Rate ; λ_i (ครั้ง/100 วงจร-กม.- ปี)
Tree	1	More than 75 % of tree along feeders	3	36.66
Cleared	2	Less than 25% of tree along feeders	6	24.98
Bare	3	Bare conductors installed more than 75% of feeder length	2	29.97
PIC	4	PIC conductors installed more than 75% of feeder length	3	36.66
SAC	5	SAC conductors installed more than 75% of feeder length	13	27.66
Line Post	6	Line Post insulators installed more than 75% on feeder	7	28.55
Cable Spacer	7	Cable Spacer insulators installed more than 75% on feeder	6	24.98

ตารางที่ 4 Relevant Factors สำหรับฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี

K_{Tree}	$K_{Cleared}$	K_{Bare}	K_{PIC}	K_{SAC}	$K_{Linepost}$	$K_{Cable-spacer}$	K_{Other}
1.21	0.83	0.99	1.21	0.91	0.94	0.83	1.12

เมื่อหาค่า Relevant Factors ได้แล้ว ต่อไป สามารถนำค่าที่ได้มาประมาณค่า Failure Rate ใน แต่ละ Section ของฟีดเดอร์ ได้ตามสมการที่ (6)

$\lambda_S = \lambda_{MS} \cdot K_T$ (6)
 λ_S คือ ค่า Failure Rate ในแต่ละ Section ของฟีดเดอร์ หลังพิจารณา Relevant Factors

λ_{MS} คือ ค่า Relevant Factors รวม ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (7)

$$K_{Tee} = (K_{Tree} D_{Tree} + K_{Cleared} D_{Cleared}) \cdot (K_{Bare} D_{Bare} + K_{PIC} D_{PIC} + K_{SAC} D_{SAC}) \cdot (K_{Linepost} D_{Linepost} + K_{Cablespace} D_{Cablespace} + K_{Other} D_{Other}) \quad (7)$$

ตารางที่ 5 ความหมายของตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณค่า Relevant Factors รวม

กลุ่ม	K	D
Tree	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่มีต้นไม้	อัตราส่วนระยะทางที่มีต้นไม้ต่อความยาวฟีดเดอร์
Cleared	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่เป็นที่โล่งปราศจากต้นไม้	อัตราส่วนระยะทางที่เป็นที่โล่งปราศจากต้นไม้ต่อความยาวฟีดเดอร์
Bare	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่ใช้สายเปลือย	อัตราส่วนระยะทางที่ใช้สายเปลือยต่อความยาวฟีดเดอร์
PIC	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่ใช้สาย PIC	อัตราส่วนระยะทางที่ใช้สาย PIC ต่อความยาวฟีดเดอร์
SAC	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่ใช้สาย SAC	อัตราส่วนระยะทางที่ใช้สาย SAC ต่อความยาวฟีดเดอร์
Line Post	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่ใช้ลูกถ้วยชนิด Line Post	อัตราส่วนระยะทางที่ใช้ลูกถ้วย Line Post ต่อความยาวฟีดเดอร์
Cable Spacer	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่ใช้ Cable Spacer	อัตราส่วนระยะทางที่ใช้ Cable Spacer ต่อความยาวฟีดเดอร์
Other	Relevant Factors สำหรับพื้นที่ที่ใช้ลูกถ้วยชนิดอื่น	อัตราส่วนระยะทางที่ใช้ลูกถ้วยชนิดอื่นต่อความยาวฟีดเดอร์

4. การปรับค่า Relevant Factors ด้วยวิธีการ Linear Programming

เมื่อได้ค่า Relevant Factors ในแต่ละส่วนแล้ว ต้องคำนวณหาค่า Relevant Factors รวมของระบบ เพื่อนำค่าที่ได้ไปปรับค่าอัตราความขัดข้อง แล้วจึงคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ เมื่อวิเคราะห์ผลที่ได้จะพบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบยังมีความคลาดเคลื่อนกับค่าที่ได้ทดสอบไว้ แสดงให้เห็นว่าค่า Relevant Factors ที่ได้ยังไม่เหมาะสม จึงต้องปรับค่า

Relevant Factors ด้วยวิธีการ Linear Programming [4] ซึ่งขั้นตอนในการแก้สมการโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) จะต้องสร้างโมเดลทางคณิตศาสตร์ ในลักษณะเชิงเส้น ดังนี้

4.1 สร้างสมการฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) และสมการข้อจำกัด (Constraints)

จากค่า Relevant Factors สำหรับฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี ที่คำนวณได้ ทั้ง 8 กลุ่ม สามารถเขียนแทนได้ด้วย K_1-K_8 ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 การกำหนดค่า Relevant Factors ทั้ง 8 กลุ่ม

K_{Tree}	$K_{Cleared}$	K_{Bare}	K_{PIC}	K_{SAC}	$K_{Linepost}$	$K_{Cable-spacer}$	K_{Other}
K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6	K_7	K_8

โดยกำหนดให้ ΔK คือการเปลี่ยนแปลงของค่า Relevant Factors โดยต้องการให้ EMBED Equation. DSMT4 มีค่าต่ำที่สุด ดังนั้นจึงสร้างสมการฟังก์ชันเป้าหมายตามสมการที่ (8), (9) และ (10) กำหนดให้

$$J = |\Delta K_1| + |\Delta K_2| + |\Delta K_3| + |\Delta K_4| + |\Delta K_5| + |\Delta K_6| + |\Delta K_7| + |\Delta K_8| \quad (8)$$

Objective Function :

$$\text{Min } J = |\Delta K_1| + |\Delta K_2| + |\Delta K_3| + |\Delta K_4| + |\Delta K_5| + |\Delta K_6| + |\Delta K_7| + |\Delta K_8| \quad (9)$$

Subject To :

$$SAIFI - SAIFI' = 0 \quad (10)$$

โดยที่ $SAIFI$ คือ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่คำนวณจากอัตราความขัดข้อง ซึ่งสามารถหาได้จาก

$$SAIFI = \frac{[(\lambda_{LP1}^{xN_{LP1}}) + (\lambda_{LP2}^{xN_{LP2}}) + \dots + (\lambda_{LP7}^{xN_{LP7}})]}{[N_{LP1} + N_{LP2} + \dots + N_{LP7}]} \quad (11)$$

เมื่อ λ_{LPK} คือ ค่าอัตราความขัดข้อง (Failure Rate) ของ Load Point ที่ K

โดยที่ $K = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7$

$SAIFI'$ คือ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณาค่า Relevant Factors เพิ่มเติม

$$SAIFI' = \frac{[(\lambda_{LP1}'^{xN_{LP1}}) + (\lambda_{LP2}'^{xN_{LP2}}) + \dots + (\lambda_{LP7}'^{xN_{LP7}})]}{[N_{LP1} + N_{LP2} + \dots + N_{LP7}]} \quad (12)$$

$$\lambda_{LP1}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_9' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (13)$$

$$\lambda_{LP2}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_7' + \lambda_9' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (14)$$

$$\lambda_{LP3}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_9' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (15)$$

$$\lambda_{LP4}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_9' + \lambda_{10}' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (16)$$

$$\lambda_{LP5}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_9' + \lambda_{12}' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (17)$$

$$\lambda_{LP6}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_9' + \lambda_{14}' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (18)$$

$$\lambda_{LP7}' = (\lambda_1' + \lambda_2' + \lambda_3' + \lambda_4' + \lambda_{15}' + \lambda_{16}' + \lambda_6' + \lambda_8' + \lambda_{11}' + \lambda_{13}') + \lambda_5' + \lambda_9' + \lambda_{17}' + \lambda_{18}' \quad (19)$$

โดยที่ค่าอัตราความขัดข้องที่อยู่ในวงเล็บ หมายถึง ค่าอัตราความขัดข้องของไลน์เมน ส่วนที่อยู่นอกวงเล็บหมายถึงค่าอัตราความขัดข้องของไลน์แยก

$$\lambda_1' = \lambda_1 [D_{1,1}(K_1 + \Delta K_1) + D_{1,2}(K_2 + \Delta K_2)] \times [D_{1,3}(K_3 + \Delta K_3) + D_{1,4}(K_4 + \Delta K_4) + D_{1,5}(K_5 + \Delta K_5)] \times [D_{1,6}(K_6 + \Delta K_6) + D_{1,7}(K_7 + \Delta K_7) + D_{1,8}(K_8 + \Delta K_8)] \quad (20)$$

$$\lambda_{18}' = \lambda_{18} [D_{18,1}(K_1 + \Delta K_1) + D_{18,2}(K_2 + \Delta K_2)] \times [D_{18,3}(K_3 + \Delta K_3) + D_{18,4}(K_4 + \Delta K_4) + D_{18,5}(K_5 + \Delta K_5)] \times [D_{18,6}(K_6 + \Delta K_6) + D_{18,7}(K_7 + \Delta K_7) + D_{18,8}(K_8 + \Delta K_8)] \quad (21)$$

เมื่อ $D_{i,j}$ คือ ระยะทางสายของ Section ที่ i มีลักษณะเป็นไปตามกลุ่ม j (เช่น กลุ่ม 1 ได้แก่ D_{Tree})

4.2 สร้างสมการเงื่อนไขเพื่อให้สอดคล้องตามสถานะสภาพเดิมก่อนปรับค่า ซึ่งเงื่อนไขนี้ต้องการให้สอดคล้องกับสภาพเดิมของระบบที่พิจารณา เช่น ถ้าก่อนปรับค่า $K_{Tree} > K_{Cleared}$ เมื่อปรับค่าแล้ว K_{Tree} หลังปรับค่าจะต้องมากกว่า $K_{Cleared}$ หลังปรับค่าด้วย ดังสมการด้านล่าง

4.2.1 ถ้า $K_1 > K_2$ จะทำให้ได้ $K_1' > K_2'$

$$K_1 + \Delta K_1 \geq K_2 + \Delta K_2 \quad (22)$$

4.2.2 ถ้า $K_4 > K_3$ จะทำให้ได้ $K_4' > K_3'$

$$K_4 + \Delta K_4 \geq K_3 + \Delta K_3 \quad (23)$$

4.2.3 ถ้า $K_3 > K_5$ จะทำให้ได้ $K_3' > K_5'$

$$K_3 + \Delta K_3 \geq K_5 + \Delta K_5 \quad (24)$$

4.2.4 ถ้า $K_8 > K_6$ จะทำให้ได้ $K_8' > K_6'$

$$K_8 + \Delta K_8 \geq K_6 + \Delta K_6 \quad (25)$$

4.2.5 ถ้า $K_6 > K_7$ จะทำให้ได้ $K_6' > K_7'$

$$K_6 + \Delta K_6 \geq K_7 + \Delta K_7 \quad (26)$$

5. ผลการทดสอบ

เมื่อปรับค่า Relevant Factors ที่คำนวณได้ตามตารางที่ 4 ด้วยวิธีการ Linear Programming แล้ว สามารถปรับค่า Relevant Factors ทั้ง 8 กลุ่ม ได้ตามตารางที่ 7

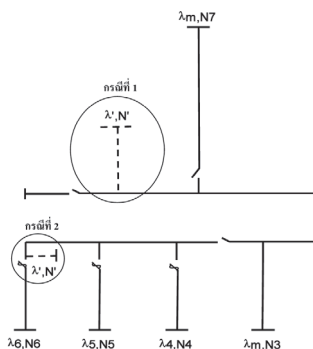
ตารางที่ 7 Relevant Factors สำหรับฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี ด้วยวิธีการ Linear Programming

K_{Tree}	$K_{Cleared}$	K_{Bare}	K_{PIC}	K_{SAC}	$K_{Linepost}$	$K_{Cable-spacer}$	K_{Other}
1.01000	0.80000	1.19000	1.40000	1.08800	1.14000	0.80000	1.32000

ภายหลังจากที่หาค่า Relevant Factors ได้แล้ว สามารถนำค่าที่ได้มาประมาณค่า Failure Rate ในแต่ละส่วนของฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรีได้ตามตารางที่ 8 เมื่อได้ปรับค่าอัตราความขัดข้องของระบบในแต่ละส่วนของฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี ด้วย Relevant Factors จากวิธีการ Linear Programming แล้ว ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี เมื่อจำลองด้วยโปรแกรม DIGSILENT Power Factory [5]

ได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI) = 3.197960 ครั้ง/รายปี

จากภาพที่ 3 แสดงกรณีศึกษาการนำค่า Relevant Factors มาใช้งาน 2 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 เมื่อมีการขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้าใหม่โดยต่อจากไลน์เมนเดิม ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ยังไม่มีการขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาก่อน และกรณีที่ 2 เมื่อขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้าใหม่โดยต่อจากไลน์แยก



ภาพที่ 3 Single Line Diagram ฟีดเดอร์ 7 สถานีไฟฟ้าธัญบุรี กรณีที่มีการขยายเขตระบบ

ตารางที่ 8 อัตราความขัดข้อง (Failure Rate) ในแต่ละ Section เมื่อปรับค่าแล้ว

ที่	Section	ความยาวของระบบจำหน่าย (กม.)	Failure Rate (λ') (ครั้ง/100 วงจร-กม.-ปี)
1	LINE1	0.77	25.9034
2	LINE2	3.55	23.4237
3	LINE3	0.10	22.2269
4	LINE4	0.38	23.9782
5	LINE5	1.50	47.9663
6	LINE6	0.08	26.5769
7	LINE7	1.50	130.2720
8	LINE8	0.10	27.4673
9	LINE9	0.20	37.0152
10	LINE10	0.47	000000
11	LINE11	0.20	27.5054
12	LINE12	0.90	000000
13	LINE13	0.10	31.0739
14	LINE14	1.00	000000
15	LINE15	1.40	26.4766
16	LINE16	0.83	26.0585

5.1 กรณีที่ 1 จากรูปแบบการขยายเขตรบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รูปแบบเฉพาะรายมีจำนวนผู้ใช้ไฟที่เพิ่มขึ้น จำนวน 1 ราย (N=1) ระยะทางที่ขยายเขตมีความยาว 20 เมตร พาดด้วยสาย SAC กับ Cable Spacer พื้นที่ที่ขยายเขตรบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นพื้นที่โล่งไม่มีต้นไม้ เมื่อเพิ่มการขยายเขตรบบจำหน่ายไฟฟ้าใหม่เป็น Line 19 จะได้

$$\begin{aligned}
 KT &= (1.01 \times 0 + 0.8 \times 1.0)(1.19 \times 0 + 1.40 \times 0 + 1.088 \times 1.0) \\
 &\quad (1.14 \times 0 + 0.80 \times 1.0 + 1.32 \times 0) \\
 &= (0.8)(1.088)(0.8) \\
 &= 0.69632 \\
 \lambda_{19} &= (0.260585)(0.69632) \\
 &= 0.1814505 \text{ ครั้ง/วงจร-กม.-ปี}
 \end{aligned}$$

การขยายเขตรบบจำหน่ายใหม่ในกรณีนี้เป็นการขยายเขตต่อจากไลน์เมน (LINE16) จากตารางที่ 8 ค่าอัตราความขัดข้องใน Section ที่ 16 มีค่าเท่ากับ 0.260585 ครั้ง/วงจร-กม.-ปี เมื่อทดลองคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าพื้นฐาน SAIFI และ SAIDI โดยคำนวณจากรูปแบบฟังก์ชันการทำงานของ Reliability Assessment ในโปรแกรม DIgSILENT Power Factory จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI) = 3.197705 ครั้ง/ราย/ปี เปลี่ยนแปลงลดลง 0.000255 ครั้ง/ราย/ปี หรือลดลง 0.0079738 % และ SAIDI = 2.968 ชั่วโมง/ราย/ปี ไม่เปลี่ยนแปลง

5.2 กรณีที่ 2 เมื่อขยายเขตรบบจำหน่ายไฟฟ้าใหม่ โดยต่อจากไลน์แยก จากรูปแบบการขยายเขตรบบ

จำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รูปแบบเฉพาะ รายการขยายเขตแบบปักเสาหลายต้น โดยมีจำนวนผู้ ใช้ไฟที่เพิ่มขึ้น จำนวน 1 ราย ($N' = 1$) ระยะทางที่ ขยายเขตมีความยาว 200 เมตร พาดด้วยสาย SAC ระยะทาง 100 เมตร และสายเปลือย 100 เมตร ใช้ Cable Spacer ระยะทาง 100 เมตร กับลูกถ้วยชนิด Linepost ระยะทาง 100 เมตร พื้นที่ที่ขยายเขตระบบ จำหน่ายไฟฟ้าเป็นพื้นที่โล่งไม่มีต้นไม้ 100 เมตร และเป็นพื้นที่ที่มีต้นไม้หนาแน่นระยะทาง 100 เมตร จะได้

$$KT = (1.01 \times 0.5 + 0.8 \times 0.5)(1.19 \times 0.5 + 1.40 \times 0 + 1.088 \times 0.5) \\ (1.14 \times 0.5 + 0.80 \times 0.5 + 1.32 \times 0) \\ = (0.905)(1.139)(0.97) \\ = 0.99987$$

$$\lambda_{20} = (0.310739)(0.99987) \\ = 0.310698 \text{ ครั้ง/วงจร-กม.-ปี}$$

การขยายเขตระบบจำหน่ายใหม่ในกรณีที่ 2 เป็นการ ขยายเขตต่อจากไลน์แยก (LINE13) จากตารางที่ 8 ค่าอัตราความขัดข้องใน Section ที่ 13 มีค่าเท่ากับ 0.310739 ครั้ง/วงจร-กม.-ปี เมื่อคำนวณค่าดัชนีความ เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าพื้นฐาน SAIFI และ SAIDI ด้วยโปรแกรม DIGSILENT Power Factory จะได้ SAIFI = 3.198746 ครั้ง/รายปี เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 0.000786 ครั้ง/รายปี หรือเพิ่มขึ้น 0.024578 % และ SAIDI = 2.969 ชั่วโมง/รายปี เพิ่มขึ้น 0.001 ชั่วโมง/ รายปี หรือเพิ่มขึ้น 0.033693 %

6. วิจัยผลลัพธ์การศึกษา

จากผลการทดลองที่ได้ พบว่าการหาค่า Relevant Factors นั้นจำเป็นต้องใช้ข้อมูลจากการสำรวจภาค สนาม และข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคมีการบันทึกไว้เมื่อเกิดเหตุการณ์กระแส ไฟฟ้าขัดข้องในระบบการจ่ายไฟ ค่า Relevant Factors

ที่ได้เมื่อนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI) จะมีความคลาดเคลื่อนไป จากผลที่ได้ทดสอบกับระบบพื้นฐาน แสดงให้เห็นว่าค่า Relevant Factors ที่ได้ยังไม่เหมาะสมที่จะนำมาใช้ จึงต้องปรับค่าโดยใช้เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) ซึ่งเป็นวิธีการที่มีความยืดหยุ่นและ เหมาะที่จะนำมาใช้กับสมการที่มีตัวแปรหลายตัวแปรที่ มีความสัมพันธ์กันในลักษณะเชิงเส้นตรง ค่า Relevant Factors ที่ได้ภายหลังจากที่ปรับค่าด้วยเทคนิคโปรแกรม เชิงเส้นแล้วจะได้ค่า Relevant Factors ที่มีความเหมาะสม โดยได้แสดงผ่านกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีที่ 2

7. สรุปผลการศึกษา

เทคนิคการหาค่า Relevant Factors ได้ถูกนำมาใช้ เพื่อให้การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สอดคล้องกับสภาพพื้นที่การจ่ายไฟมากขึ้น เนื่องจาก เทคนิคนี้ใช้ข้อมูลจริงจากการสำรวจ สภาพพื้นที่หน้า งาน โดยมีข้อมูลที่จำเป็นในการวิเคราะห์ประกอบด้วย ข้อมูลความยาวสายไฟ ความหนาแน่นของต้นไม้ตาม แนวสายไฟฟ้า ชนิดของสายไฟ และชนิดของลูกถ้วย ค่า Relevant Factors ที่คำนวณได้ต้องนำมาปรับค่า ด้วยวิธีการของ Linear Programming เพื่อให้ได้ค่า ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม การนำ อัตราความขัดข้องที่ได้เมื่อปรับค่าด้วย Relevant Factors ไปใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ของระบบไฟฟ้า ซึ่งได้จัดทำกรณีศึกษา โดยใช้ข้อมูล ของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี ฟีดเดอร์ 7 แบ่งตามลักษณะของ การจ่ายโหลด ทั้งหมด 7 จุดโหลด และเพื่อให้ได้ความ ละเอียดยิ่งขึ้นในการวิเคราะห์ที่ได้แบ่งความยาวของ สายไฟออกเป็นทั้งหมด 18 ช่วง ตามชนิดของสายไฟ และแบ่งตามอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งในวงจรการจ่ายไฟ การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI

คำนวณจากรูปแบบฟังก์ชันการทำงานของ Reliability Assessment ในโปรแกรม DIgSILENT ซึ่งจะทำให้ได้ผลของการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีความเหมาะสมตามสภาพพื้นที่การจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมากที่สุด สำหรับค่า Relevant Factors นั้นต้องมีการสำรวจสภาพพื้นที่การจ่ายไฟอย่างต่อเนื่อง เพราะสภาพการจ่ายไฟมีการถ่ายเทโหลดอยู่บ่อยครั้ง หรือมีการปรับปรุงระบบจำหน่าย เช่น มีการเปลี่ยนชนิดสายไฟ ชนิดของลูกถ้วย มีการตัดจ่ายระบบใหม่ทำให้ระยะทางในแต่ละช่วงเปลี่ยนไป ต้องปรับปรุงข้อมูลให้สอดคล้องกับสภาพการจ่ายไฟในปัจจุบันให้มากที่สุด ควรมีกระบวนการปรับปรุงด้วยข้อมูลที่มาใหม่อยู่ตลอดเวลา เพื่อให้ข้อมูลมีความทันสมัยและได้ผลของการคำนวณที่ใกล้เคียงกับสถานการณ์ปัจจุบัน

กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัย ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่เอื้อเพื่อข้อมูลประกอบการวิจัย และขอขอบคุณแผนกปฏิบัติการ และบำรุงรักษา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอธัญบุรี ที่ได้ให้ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยนี้จนสำเร็จ

เอกสารอ้างอิง

- [1] ชำนาญ ห่อเกียรติ. 2549. ความเชื่อถือได้และการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า.บริษัท ธนภาคพรินต์ จำกัด, กรุงเทพฯ.
- [2] โครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. 2545.รายงานการศึกษาคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบจาก Failure Rate และRepair Rate. 40 หน้า
- [3] Teera-achariyakul. N and Rerkpreedapong. D, “Relevant Factors for Failure Rate EstimationOf Overhead Distribution Feeder”, Department of Electrical Engineering, Kasetsart University, Bangkok.
- [4] สุรินทร์ ทวีอักษรพันธ์. 2549. หาคำตอบทางธุรกิจด้วย Solver จาก Microsoft Excel. พิมพ์ครั้งที่ 1 วิตดีกรุ๊ป, กรุงเทพฯ.
- [5] Power Factory Manual. 2009. DIgSILENT Power Factory Version14.0. Germany.