



KKU Engineering Journal

<http://www.en.kku.ac.th/enjournal/th/>

วิธีประมาณค่าการสูญเสียในสายส่ง ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

Loss estimated methods in transmission line of northeastern transmission system

เอื้องลีไชยพร ดาระเสนีย์¹⁾ กิตติพงษ์ ตันมิตร^{*2)} และ จิตติพัฒน์ ตรียางกูรศรี³⁾

Heuangsixayphone Dalasene¹⁾, Kittipong Tonmitr^{*2)} and Jittipath Triyangkulsri³⁾

¹⁾ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น จังหวัดขอนแก่น 40002

Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Khon Kaen University, Khon Kaen, Thailand, 40002

²⁾ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น จังหวัดขอนแก่น 4002

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Khon Kaen University, Khon Kaen, Thailand, 40002

³⁾ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จังหวัดขอนแก่น 40002

Northeastern Dispatching Center, Electricity Generation Authority of Thailand, Khon Kaen, Thailand, 40002

Received November 2011

Accepted April 2013

บทคัดย่อ

ในการคำนวณค่าการสูญเสียในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้านั้นสามารถทำได้หลายวิธีแต่ในบทความนี้จะขอนำเสนอวิธี การคำนวณค่าการสูญเสียจากกระแสยกกำลังสองคูณด้วยความต้านทานของสายส่ง ($P_{Loss} = 3I^2R$) ซึ่งกระแสดังกล่าวหาได้จากการนำเอากำลังไฟฟ้าหารด้วยแรงดันไฟฟ้า เพื่อหากระแสที่เกิดขึ้นในสายส่งแต่ละวงจร จากระบบข้อมูล EGAT SCADA ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่ทำการวัดค่าแรงดัน ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าแฝง มาทำการประมาณค่าการสูญเสียของสายส่งไฟฟ้าทั้งหมด 127 วงจรจาก 50 สถานี เป็นข้อมูลรายครึ่งชั่วโมงที่ใช้ในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าตั้งแต่เดือน มกราคม ถึง พฤษภาคม 2554 เพื่อคำนวณค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งแต่ละวงจรและสามารถนำไปปรับใช้งานในระบบจริงเพื่อลดค่าการสูญเสียจริงในสายส่งได้ และเมื่อทำการเปรียบเทียบกับวิธีอื่นอีก 2 วิธีก็จะได้ค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไปในทิศทางเดียวกัน จากผลการทดสอบกับระบบจริงโดยทำการปลดสายส่ง 115 kV Line ขอนแก่น 1-พล ในวันที่ 16 สิงหาคม 2554 ณ เวลา 08:09 น. พบว่าวิธีที่ 1 ได้ค่าการสูญเสียเท่ากับ 90.32 MW, วิธีที่ 2 ได้ค่าการสูญเสียเท่ากับ 85.83 MW และวิธีที่ 3 เป็นวิธีที่นำเสนอได้ค่าการสูญเสียเท่ากับ 85.58 MW จากการเปรียบเทียบพบว่าค่าที่ได้จากวิธีที่ 3 และ 2 มีค่าที่คำนวณได้มีการสูญเสียลดลงใกล้เคียงกันมาก ประมาณ 3 MW ณ เวลานั้นๆ ต่างจากการวิธีที่ 1 ที่มีค่าการสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงจากเดิมน้อยมาก

คำสำคัญ : การสูญเสียในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า การไหลของกำลังไฟฟ้า ความต้านทานของสายส่ง ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า

Abstract

Normally, the electrical power loss in transmission line can be determine in several method but this method proposes a power loss calculation through the current squared and multiplies by resistance ($3I^2R$). The electrical current number is derived from the result of power divide by voltage, In order to get the electrical current number flowing in individual transmission line, the data can be retrieved from the EGAT SCADA of Northeastern power

*Corresponding author.

Email address: kitton@kku.ac.th

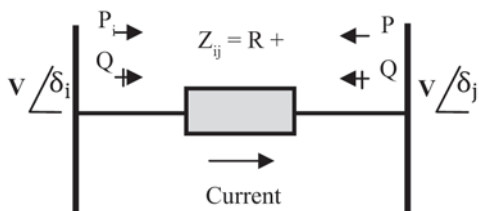
system center. The data which includes voltage, real power and appearance power will be used to estimate the loss of the power system there are totally 127 power circuits and 50 stations. The calculation data calculate use every 30 minutes from January to May 2011. By this way, the actual power loss from individual lines can be properly determined for further loss improvement opportunity. This power loss calculation is evaluated by comparing with another two methods. The simulation test is done by disconnected some transmission lines which are significant impact to the whole system. As the result of testing, the proposed power loss calculation method 3 is equal 85.58 MW, method 2 is equal 85.83 MW and method 1 is equal 90.32 MW. From the comparison, method 3 and 2 are close to the same value about 3 MW at that time. The method 3 and 2 are different from the method 1 in case of a small power loss deviation from the last value.

Keywords : Transmission line loss system, Power flow system, Transmission line resistance, Dispatching center

1. บทนำ

วิธีการคำนวณหาการสูญเสียของระบบส่งที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า กฟผ. ในปัจจุบันนี้ได้ใช้ข้อมูลกำลังผลิตที่สามารถผลิตได้เองรวมกับกำลังไฟฟ้าในสายส่งเชื่อมโยงแล้วลบด้วยผลรวมของโหลด ซึ่งวิธีการนี้มีความเบี่ยงเบนค่อนข้างสูงจากความไม่ละเอียดของค่าวัด และจากบทความ[5]เรื่องการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดแสดงให้เห็นว่าการประมาณค่าการสูญเสียโดยใช้กระแสที่ได้จากการนำเอาค่ากำลังหารด้วยค่าแรงดันจะให้ความเบี่ยงเบนน้อยกว่ามาก ซึ่งวิธีนี้ถูกต้องมากกว่าวิธีการนำเอาผลรวมของกำลังผลิตลบด้วยโหลด ดังนั้นในบทความนี้จะเป็นการประมาณการสูญเสียโดยใช้กระแสยกกำลังสอง เพื่อหาค่าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายระบบสายส่งแต่ละวงจรทุกครั้งชั่วโมง แล้วนำมารวมเป็นค่าการสูญเสียรายวัน และรายเดือนต่อไป เพื่อให้ง่ายต่อการบริหารจัดการค่าการสูญเสียของสายส่งให้ลดลงได้ต่อไป

2. สมการประมาณค่าการความสูญเสียของสายส่งโดยใช้กระแสยกกำลังสอง



รูปที่ 1 วงจรสมมูลของสายส่งอย่างง่ายและการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่าง บัส 2 บัสใดๆ [1]

จากวงจรสมมูล[4] ของสายส่งอย่างง่ายที่ไม่นำ Var charging มาคิด เป็นดังรูปที่ 1 จะเห็นได้ว่ากระแสที่ไหลในสายส่งจะเท่ากันตลอด กระแสที่ได้จากบัส i ไปยังบัส j โดยใช้กำลังและแรงดันที่บัส i ในการคำนวณหา กระแสจะเป็นไปตามสมการที่ (1) ส่วนกระแสที่ไหลจากบัส j ไปยังบัส i โดยใช้กำลังและแรงดันที่บัส j ในการคำนวณหากระแสจะเป็นไปตามสมการที่ 2 ดังนี้ [2]

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3}V_i} \quad (1)$$

และ

$$I_{ji} = \frac{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}{\sqrt{3}V_j} \quad (2)$$

ค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นประมาณการได้จากฝั่งหนึ่งฝั่งใดหรือใช้ค่าเฉลี่ยค่าการสูญเสียที่ด้านรับและส่งในการทำนายความถูกต้องมากยิ่งขึ้น ซึ่งค่าการสูญเสียที่ได้จะเป็นไปตามสมการที่ (3-4-5) ซึ่งสามารถนำไปคำนวณความสูญเสียในสายส่งแต่ละวงจรต่อไป

$$P_{Loss(ij)} = 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot R \quad (3)$$

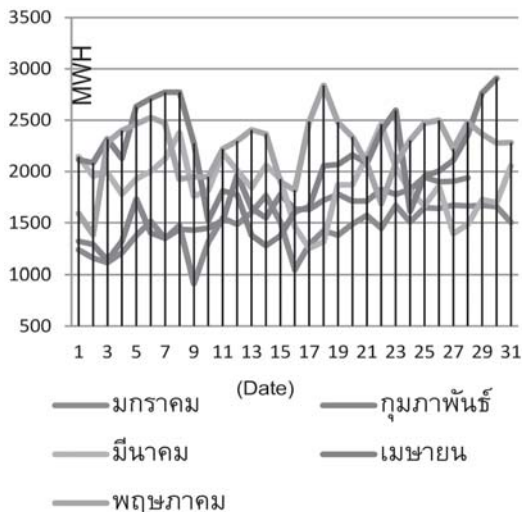
$$P_{Loss(ji)} = 3 \cdot I_{ji}^2 \cdot R \quad (4)$$

และ

$$P_{Loss(Average)} = (P_{Loss(ij)} + P_{Loss(ji)}) / 2 \quad (5)$$

3. ค่าการสูญเสียที่ได้จากการคำนวณ

ทำการคำนวณหาค่าการสูญเสียในสายส่งแต่ละวงจรทุกๆ ครึ่งชั่วโมง จากสมการที่ 5 แล้วสรุปเป็นตารางความสูญเสียรายวัน สำหรับค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นเกิดจากการรวมกันของค่าความสูญเสียในแต่ละวงจรนั่นเอง ซึ่งสรุปได้จากกราฟแสดงค่าการสูญเสียที่คำนวณได้ตั้งแต่เดือน มกราคม - พฤษภาคม 2554 ซึ่งเป็นข้อมูลรายเดือนที่คำนวณจากสมการ (3-4-5)



รูปที่ 2 ค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละวันตั้งแต่เดือน มกราคม ถึง พฤษภาคม 2554

จากกราฟจะเห็นได้ว่า ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันที่ 14 มกราคม 2554 มีค่าเท่ากับ 1,765.98 MW, ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันที่ 12 กุมภาพันธ์ 2554 มีค่าเท่ากับ 1,969.98 MW, ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันที่ 22 มีนาคม 2554 มีค่าเท่ากับ 2,460.81 MW, ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันที่ 30 เมษายน 2554 มีค่าเท่ากับ 2,906.69 MW, ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในวันที่ 18 พฤษภาคม 2554 มีค่าเท่ากับ 2,838.62 MW ซึ่งเป็นค่าความสูญเสียที่มากที่สุดของเดือนนั้น ๆ สามารถเปรียบเทียบได้จากลักษณะของการส่งจ่ายโหลดในระบบในวันดังกล่าว มีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบมากทั้งในระบบ 115 kV และ 230 kV จากสายส่งทั้งหมด 127 วงจร เมื่อพิจารณาการสูญเสียในเดือน กุมภาพันธ์ และ เดือน พฤษภาคม นั้น พบว่ามีค่าที่ใกล้เคียงกันมาก ส่วนค่าความสูญเสียที่แตกต่างกันมากนั้น ส่วนหนึ่งเกิดจากความไม่ละเอียดของค่าวัด (Analog to digital (A/D)) ที่ได้จากเครื่องคอมพิวเตอร์และอีกส่วนหนึ่งเกิดจากข้อผิดพลาดใน

การรวบรวมข้อมูลในการจัดทำรายงานประจำเดือนเป็นหลัก จากการวิเคราะห์ระบบเบื้องต้น พบว่าสาเหตุส่วนหนึ่งจะเกิดจากความผิดพลาดของค่าการสูญเสียในสายส่ง Line ชัยภูมิ - ท่าตะโก (CYP – TTK) เนื่องจากกรณีที่ Line ท่าตะโก (TTK) มีการเปลี่ยนแปลงการจ่ายไฟนั่นเอง จึงทำให้ค่าการสูญเสียที่ได้มีความเบี่ยงเบนค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับค่าที่ได้จากการคำนวณ

4. การเปรียบเทียบวิธีประมาณการค่าการสูญเสีย

วิธีการประมาณการค่าการสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังมีอยู่หลายวิธี ที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน แต่ในบทความนี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นกับระบบที่มีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ [5] ซึ่งจะได้แนะนำเสนออยู่ 3 วิธีดังนี้

4.1 วิธีที่ 1

เป็นวิธีการหาการสูญเสียที่เกิดขึ้นกับระบบที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังได้ใช้เพื่อประมาณการค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้การหาผลต่างระหว่างผลรวมของกำลังการผลิตได้เองรวมกับกำลังไฟฟ้าในสายส่งเชื่อมโยง ลบด้วยผลรวมของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลดทั้งภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตามสมการที่ (6)

$$\text{System Loss} = \sum_{i=1}^N P_{\text{Gen}} - \sum_{i=1}^N P_{\text{Load}} \quad (6)$$

เมื่อกำหนดให้

System Loss = ค่าการสูญเสียของระบบกำลังไฟฟ้า

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{Gen}} = \text{ผลรวมของกำลังการผลิต}$$

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{Load}} = \text{ผลรวมของโหลด}$$

4.2 วิธีที่ 2

ในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า การส่งกำลังไฟฟ้าจากบัสหนึ่งไปยังบัสหนึ่ง ต้องมีความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเกิดขึ้นในสายส่งกำลังไฟฟ้าจากกระแสที่ไหลในสายส่งกำลังไฟฟ้า ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้น จึงเกิดจากผลต่างของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i กับกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส j ตามสมการที่ (7)

$$\text{System Loss} = \sum_{i=1}^N (P_{ij} + P_{ji}) \quad (7)$$

เมื่อ

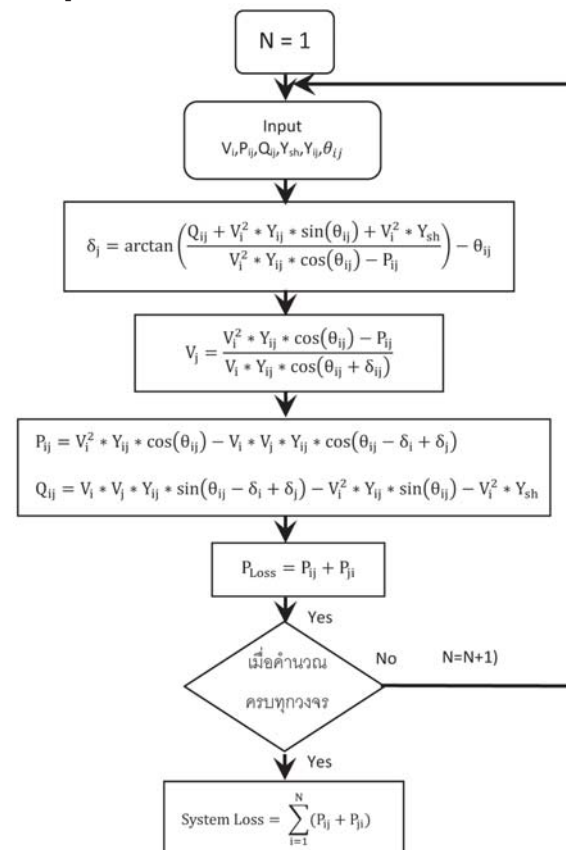
System Loss = ค่าการสูญเสียของระบบกำลังไฟฟ้า

P_{ij} = กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัส i ไปยังบัส j ไค

P_{ji} = กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัส j ไปยังบัส i ไค

จากสมการที่ (7) เป็นการหาการสูญเสียในสายส่งกำลังไฟฟ้าที่มีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ ที่สามารถแสดงให้เห็นแผนภูมิการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบดังรูปที่ 3

จากแผนภูมิเป็นการคำนวณ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบวิธีหนึ่งที่นิยมใช้กันอยู่ทั่วไป เป็นการนำเอาค่าแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริง ค่ากำลังไฟฟ้าแฝง ค่าแรงดันฐาน ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งเช่น ค่ารีซิดแทนซ์ (R), รีแอคแทนซ์ (X), ค่าปาซีแทนซ์ (C) ของสายส่ง ณ วงจรนั้นๆ โดยคิดเป็น เปอร์ยูนิต (Per unit)



รูปที่ 3 แผนภูมิในการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจากการคำนวณ [5,6] หาค่าการสูญเสียโดยวิธี

$$P_{\text{Loss}} = P_{ij} + P_{ji}$$

4.3 วิธีที่ 3

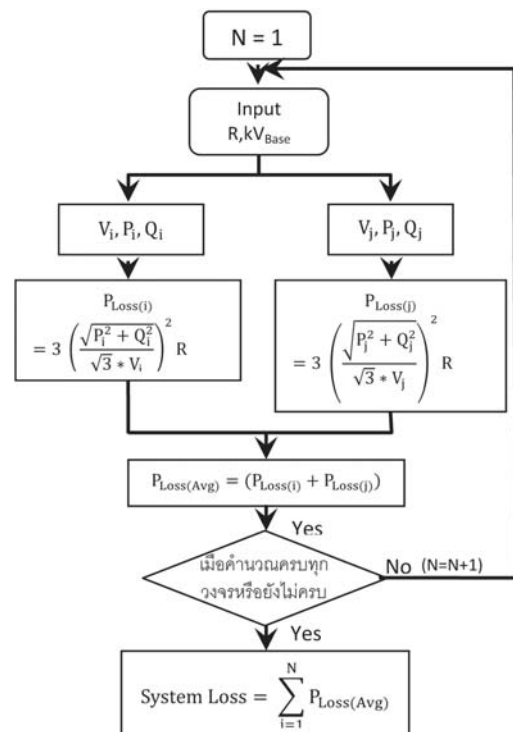
เป็นการหาค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอีกวิธีหนึ่งที่ย่อยต่อการคำนวณ สะดวกต่อการใช้งาน จากสมการที่ (8) เป็นการหาค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นกับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแต่ละวงจรโดยใช้ข้อมูล ค่าแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริง ค่ากำลังไฟฟ้าแฝง ค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง ค่าแรงดันไฟฟ้าฐาน ณ วงจรนั้น ๆ

$$P_{\text{Loss}} = 3I^2R \quad (8)$$

ค่าการสูญเสียของระบบกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากการรวมกันของสายส่งแต่ละวงจรตามสมการที่ (9)

$$\text{System } P_{\text{Loss}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{Loss(Avg)}} \quad (9)$$

จากสมการที่ 8 และ 9 แสดงให้เห็นถึงวิธีการคำนวณหาค่าการสูญเสียในแต่ละวงจร ดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 แผนภูมิการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้า[5] สูญเสียโดยวิธี $P_{\text{Loss}} = 3I^2R$

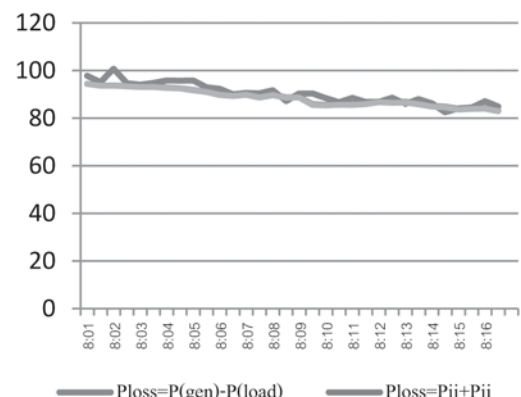
ตารางที่ 1 การเปรียบเทียบค่าการสูญเสียที่คำนวณได้จากทั้งสามวิธี

ล/ต	Time	Ploss=P(gen)- P(load) MW	Ploss=Pij+Pji MW	Ploss=3I ² R MW
1	8:01	97.82	94.44	94.33
2	8:01	95.12	93.75	93.64
3	8:02	100.70	93.73	93.62
4	8:02	94.65	93.52	93.41
5	8:03	94.05	93.25	93.13
6	8:03	94.82	93.25	93.13
7	8:04	95.80	92.83	92.72
8	8:04	95.76	92.59	92.49
9	8:05	95.79	91.80	91.70
10	8:05	92.96	91.12	91.02
11	8:06	92.29	89.82	89.72
12	8:06	90.02	89.47	89.37
13	8:07	90.62	89.92	89.82
14	8:07	90.42	88.74	88.64
15	8:08	91.70	89.76	89.65
16	8:08	87.16	88.70	88.59
17	8:09	90.34	88.80	88.65
18	8:09	90.32	85.83	85.58
19	8:10	88.39	85.60	85.35
20	8:10	86.73	85.90	85.65
21	8:11	88.50	85.79	85.55
22	8:11	86.85	86.15	85.90
23	8:12	86.83	86.96	86.72
24	8:12	88.58	86.70	86.45
25	8:13	86.02	86.82	86.58
26	8:13	87.99	86.06	85.81
27	8:14	86.21	85.12	84.88
28	8:14	82.48	84.80	84.56
29	8:15	84.10	83.86	83.63
30	8:15	84.50	84.12	83.88
31	8:16	87.15	84.24	84.00
32	8:16	84.91	83.14	82.91

จากทั้งสามวิธีที่ได้กล่าวมาแล้วนั้นต่างก็เป็นวิธีการที่ใช้ในการคำนวณค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบที่แตกต่างกันค่าการสูญเสียที่ได้ก็เกิดจากการรวมกันของความสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละวงจรนั่นเอง ดังนั้นจึงทำการเก็บข้อมูลที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในวันที่ 16 สิงหาคม 2554 ตั้งแต่เวลา 08:01 น. ถึงเวลา 08:16 น. ทั้งหมด 32 ค่าและทำการบันทึกข้อมูลทุกช่วง 30 วินาทีเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบ การสูญเสียที่ได้จากทั้งสามวิธีว่าแต่ละวิธีมีค่าแตกต่างกันอย่างไร ดังที่แสดงไว้ให้เห็นในตารางที่ 1

จากการเก็บข้อมูลและใช้ทั้ง 3 วิธีในการคำนวณจะเห็นได้ว่าค่าที่ได้ไม่แตกต่างกันมากนัก แต่เนื่องจากระบบได้มีการปลดสายส่ง Line ขอนแก่น1-พล (KK1-PO) เพื่อการเปลี่ยนแปลงของระบบ ณ เวลา 08:09 น. ในลำดับค่าที่ 18 เห็นได้ว่าในช่วงที่ระบบมีการปลดวงจรออกนั้นทำให้ค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบที่ได้จากการคำนวณค่าการสูญเสียจากวิธีที่ 2 และวิธีที่ 3 มีค่าการสูญเสียที่หายไปจากระบบ 3 MW จาก ณ เวลานั้น ๆ ที่มีการปลดสายส่ง ซึ่งเห็นได้ว่าค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือส่วนหนึ่งเกิดจากสายส่งบางวงจรจ่ายโหลดมากเกินไป หรือบางครั้งในระบบมีการผลิตมากกว่าที่โหลดต้องการ จึงเป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดความสูญเสียในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้

จากตารางที่ 1 จะแสดงให้เห็นในลักษณะกราฟเชิงเส้นดังรูปที่ 5 เพื่อการเปลี่ยนแปลงค่าการสูญเสียที่คำนวณได้จากสามวิธี ดังนี้

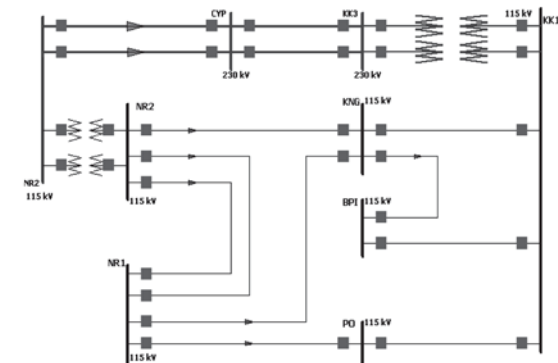


รูปที่ 5 ลักษณะกราฟความสูญเสียที่ได้จากการคำนวณของทั้งสามวิธี

จากรูปที่ 5 จะเห็นว่าลักษณะของกราฟที่แสดงถึงความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบในแต่ละช่วงเวลา 30 วินาทีที่มีการบันทึกค่าแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริง ค่ากำลังไฟฟ้าแฝง และค่าพารามิเตอร์ของสายส่งแต่ละวงจร ค่าต่าง ๆ เหล่านี้เป็นค่าเดียว กันที่ใช้ในการคำนวณหาค่าการสูญเสียของทั้งสามวิธี สามารถสรุปได้ดังนี้

จากวิธีที่ 1 ค่าการสูญเสียของระบบที่คำนวณได้ในทุกช่วงเวลา 30 วินาที จากกราฟจะเห็นได้ค่าการสูญเสียที่คำนวณได้จากวิธีดังกล่าว จะมีลักษณะค่าการสูญเสียที่กระจัดกระจายไม่แน่นอน เส้นกราฟนี้ มีลักษณะที่ไม่มีความสัมพันธ์กับอีก 2 วิธีตลอดช่วงระยะเวลาที่มีการวัด ค่าความสูญเสียที่ได้ มีความคลาดเคลื่อนอยู่มาก เพราะเป็นการนำเอา กำลังการผลิตที่สามารถผลิตได้เองรวมกับกำลังไฟฟ้าในสายส่งเชื่อมโยงในระบบ ลบด้วยผลรวมของโหลด ที่บันทึกค่าไว้ในระบบคอมพิวเตอร์ที่ใช้ควบคุมระบบจึงทำให้ค่าการสูญเสียที่ได้มีความเบี่ยงเบนค่อนข้างสูงเนื่องจากความไม่ละเอียดของค่าวัดนั่นเอง

จากวิธีที่ 2 จากกราฟแสดงค่าความสูญเสียที่คำนวณได้มีความสัมพันธ์กันกับวิธีที่ 3 เนื่องจากเส้นกราฟทั้งสองมีลักษณะแนวโน้มเป็นเส้นเดียวกันแต่วิธีที่ 3 นั้นการคำนวณจะมีความซับซ้อนของการแก้สมการ ในหลายขั้นตอน และมีความยุ่งยากในการหาค่าต่างๆเพื่อใช้ในการคำนวณ จากรูปที่ 3 แต่วิธีที่ 3 ที่ใช้ในการวิจัยคำนวณหาค่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบนั้นจึง เป็นวิธีที่ง่ายต่อการคำนวณ และสะดวกต่อการใช้งาน ค่าที่ได้ก็ใกล้เคียงกับวิธีที่สอง และเมื่อทำการเปรียบเทียบกับวิธีที่หนึ่งแล้ว พบว่า วิธีที่สองและวิธีที่สามมีความน่าเชื่อถือมากกว่า เมื่อดูจากกราฟความสูญเสียที่คำนวณได้จากค่าเดียวกัน สมการมีความเข้าใจง่าย แทนค่าแล้วหาคำตอบได้เลย



รูปที่ 6 ระบบสายส่งช่วงขอนแก่น-นครราชสีมา

5. สรุป

จากวิธีการประมาณค่าการสูญเสียในสายส่งระบบ 115 kV และ 230 kV ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การประมาณค่าการสูญเสียของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธี $P_{Loss} = 3I^2R$ เป็นการประมาณค่าการสูญเสียของสายส่งแต่ละวงจร รวมกันค่าการสูญเสียที่คำนวณได้จะมีความสัมพันธ์กับวิธี $P_{Loss} = P_{Loss(i)} + P_{Loss(ii)}$ จะเห็นได้จากกราฟที่มีลักษณะแนวโน้มเดียวกัน มีความน่าเชื่อถือมากกว่าการประมาณค่าการสูญเสียของระบบกำลังไฟฟ้าที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบันที่ได้จากการหาผลต่างของผลรวมกำลังการผลิตที่สามารถผลิตได้เองรวมกับกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่เชื่อมโยงแล้วลบด้วยผลรวมของโหลด จึงสามารถนำวิธีการดังกล่าวมาประมาณการค่าสูญเสียของระบบกำลังไฟฟ้าภายในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการปฏิบัติงานควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น

6. ข้อเสนอแนะ

เพื่อให้การประมาณการค่าการสูญเสียมีความน่าเชื่อถือมากขึ้น ควรใช้วิธีการตรวจสอบค่าวัดทางไฟฟ้าที่นิยมแพร่หลายคือให้หลักการ State Estimation เพื่อประมาณการหาค่าวัดทางไฟฟ้าให้มีความน่าเชื่อถือก่อนจะนำไปใช้งานที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งจะทำให้การประมาณค่าการสูญเสียของระบบไฟฟ้าให้มีความถูกต้องมากยิ่งขึ้น [3]

7. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ รศ.กิตติพงษ์ ตันมิตร อาจารย์ที่ปรึกษา และคุณจิตติพัฒน์ ตรียางกูรศรี วิศวกรระดับ 9 ทำหน้าที่หัวหน้าแผนกปฏิบัติการระบบ 1 กองควบคุมระบบ ฝ่ายปฏิบัติการภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่คอยให้คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ รวมทั้งคอยติดตามความก้าวหน้าของงานวิจัยนี้มาโดยตลอด ขอขอบคุณ ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลสำหรับงานวิจัย และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ให้เงินทุนสนับสนุนในการศึกษาวิจัยนี้มาโดยตลอดจนกระทั่งงานวิจัยนี้สำเร็จไปได้ด้วยดี

8. เอกสารอ้างอิง

- [1] William DS, Jr. Elements Of Power System Analysis, Singapore: McGraw – Hill; 1982.
- [2] Guile AE, Paterson W. Electrical Power System, Britain: Pergamon. 1979.
- [3] Wu FF. Power system state estimation: a survey. Electrical Power & Energy Systems. 1990; 12(2): 80-87.
- [4] Teng JH. Power flow and loss allocation for deregulate transmission systems. Department of Electrical Engineering, I-Shou University. 2004.
- [5] Triyangkulsri J. Low loss power flow simulation by using excel solver. Electrical Generating Authority Northeastern Region Seminar 2007.
- [6] Tonmitr K. The lightning effects to the aircraft front nose radome region. KKU Engineering Journal 2006; 33(5): 473 – 483. (In Thai).

