

การจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้า ด้วยวิธีสืบกำลังไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ความเชื่อถือได้

Transmission Cost Allocation

Based on Power Flow Tracing Considering Reliability Benefit

นพพร ลิขนิพนธ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

99 หมู่ 18 ถนนพหลโยธิน ต.คลองหนึ่ง อ.คลองหลวง จ.ปทุมธานี 12121

บทคัดย่อ

ระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบันมีความซับซ้อนมากขึ้นเนื่องจากการเติบโตของจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว การกำหนดราคาค่าบริการระบบส่งที่เป็นธรรมควรได้มาจากการจัดสรรต้นทุนของระบบส่งตามสัดส่วนปริมาณการใช้บริการและผลประโยชน์ที่ได้รับจริง ทั้งภายใต้การทำงานในสภาวะปกติและสภาวะฉุกเฉิน นอกจากนี้วิธีการจัดสรรต้นทุนให้กับผู้ใช้บริการตามสัดส่วนผลประโยชน์ที่ได้รับจากความเชื่อถือได้ ยังไม่ได้พิจารณากรณีสายส่งเป็นแบบขนานหลายวงจร (multiple-parallel circuit) บทความนี้จึงนำเสนอวิธีการจัดสรรต้นทุนระบบส่งวงจรขนานหลายวงจร โดยพิจารณาเกณฑ์ความเชื่อถือได้ และเสนอแนวทางการจัดสรรอัตราค่าบริการโดยประยุกต์ใช้วิธีการสืบหาที่มาและจุดหมายของการส่งกำลังไฟฟ้าของ Bialek ผลที่ได้จากการทดสอบพบว่าวิธีที่นำเสนอนี้ทำให้ผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าได้ร่วมกันรับผิดชอบการใช้ความจุของสายส่งไฟฟ้าและได้รับผลตอบแทนจากการรักษาระดับความน่าเชื่อถือเนื่องจากการใช้ระบบส่งให้อยู่ในค่าที่เหมาะสม และทำให้ต้นทุนราคาค่าบริการระบบที่ได้สะท้อนถึงประสิทธิภาพการให้บริการระบบส่งตามความเป็นจริง

คำสำคัญ: ระบบส่งไฟฟ้า ราคาค่าผ่านทาง ต้นทุนระบบส่ง สืบหากำลังไฟฟ้า ความน่าเชื่อถือ

Abstract

Currently, transmission systems are more complex due to the fast growing of electricity demand and supply. The pricing of transmission services must be fair among transmission users either it is operated under normal or contingency conditions. This paper therefore proposes the transmission cost allocation method considering multiple-parallel circuits which reflect the actual system configuration. Bialek's electricity tracing method is employed to fairly allocate the transmission system cost to all users. Test results show that the proposed method paves a way to the efficient use of the transmission systems. It also enables transmission grid owners to fully recover the embedded cost of the transmission facilities.

Keywords: transmission system, wheeling charge, transmission cost, power flow tracing, reliability

1. บทนำ

ธุรกิจระบบส่งไฟฟ้ามีลักษณะผูกขาดโดยธรรมชาติจึงควรอยู่ภายใต้การกำกับดูแลขององค์กรอิสระ เพื่อให้การใช้ระบบส่งรวมถึงการกำหนดอัตราค่าบริการได้จากการจัดสรรผลตอบแทนเฉลี่ยสุทธิต่อปีจากมูลค่าการลงทุนให้กับผู้ใช้บริการตามปริมาณและผลตอบแทนที่ได้รับจริง วิธีจัดสรรต้นทุนระบบส่งที่ผ่านมาสรุปได้เป็น 3 วิธี คือ วิธีโปสแทจแสตมป์ (Postage Stamp) วิธี คอนแทร็คพาท (Contract Path) และ วิธีเมกะวัตต์ไมล์ (MW-Mile) [1] แต่รายได้ที่ได้รับจากการจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีดังกล่าวเป็นเพียงการพิจารณาเฉพาะปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเท่านั้น ซึ่งยังไม่ครอบคลุมต้นทุนของระบบส่งทั้งหมดเนื่องจากยังมีความจุของสายส่งบางส่วนที่ไม่ได้ถูกใช้งาน วิธีการจัดสรรต้นทุนที่สามารถครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดของระบบส่งไฟฟ้า โดยแยกต้นทุนรวมออกเป็น 2 ส่วน คือ ต้นทุนการใช้ความจุของสายส่งในสภาวะปกติ (Transmission Used Charge) และต้นทุนความจุที่สำรองไว้เพื่อให้ระบบส่งมีความมั่นคงเชื่อถือได้ (Transmission Reliability Charge) [3] แต่วิธีนี้มี

ข้อจำกัดคือการแยกต้นทุนที่ถูกใช้งานจริงกับต้นทุนความเชื่อถือได้ (Coefficients “a” และ “b”) ทำได้ยากในทางปฏิบัติ อย่างไรก็ตามผลงานนี้ได้สร้างแรงจูงใจให้ทีมงานวิจัยที่คิดอัตราค่าบริการระบบส่งโดยคำนึงถึงความจุในส่วนที่ไม่ได้ใช้ตามมามาก เช่น แนวคิดการจัดสรรต้นทุนความเชื่อถือของสายเส้นทาง (Route) ที่กำลังพิจารณาให้กับผู้ใช้บริการที่ใช้สายส่งเส้นทางอื่นๆตามสัดส่วนผลกระทบหากสายส่งเส้นทางนั้นขัดข้อง [4] วิธีจัดสรรต้นทุนความเชื่อถือได้ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าจาก Transmission Reliability Margin (TRM) โดยกำหนดให้จัดสรรตามสัดส่วนดัชนีผลกระทบเนื่องจากสายส่งหลุดออกจากระบบ (Line Outage Impact Factor) [5] การคำนึงถึงความน่าจะเป็นที่สายส่งจะหลุดออกจากระบบภายใต้สมมติฐานที่สายส่งหลุดได้ครั้งละ 1 เส้นทาง (N-1) โดยที่สายส่งเส้นทางอื่นๆ สามารถรองรับภาระกำลังไฟฟ้าของสายส่งวงจรที่ขัดข้องนี้ได้ทั้งหมด [6]

วิธีการจัดสรรต้นทุนต้นทุนความเชื่อถือได้ที่กล่าวมาได้พิจารณาเฉพาะระบบส่งแบบวงจรเดียว (1 เส้นทางมีสายส่งเพียง 1 วงจร) และเรียกเก็บจากผู้ให้บริการระบบส่งเพียงด้านเดียว (มักเป็นผู้ผลิต

ไฟฟ้า) เท่านั้น ดังนั้นบทความนี้จะนำเสนอแนวคิดและวิธีการจัดสรรต้นทุนความเชื่อถือได้สำหรับสายส่งไฟฟ้าแบบขนาน (สายส่ง 1 เส้นทางมีมากกว่า 1 วงจร) และเรียกเก็บอัตราค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าทั้ง 2 สิ่งคือ สิ่งผู้ผลิตและสิ่งผู้ใช้ไฟฟ้าโดยใช้วิธีสืบหาต้นทุนทางและจุดหมายของกำลังไฟฟ้า รายละเอียดจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

2. วิธีการที่นำเสนอ

ต้นทุนของระบบส่งไฟฟ้าจะถูกจัดสรรตามสัดส่วนการใช้ความจุของสายส่ง โดยแบ่งการจัดสรรออกเป็น 2 ส่วนคือ การจัดสรรความจุของสายส่งตามปริมาณการใช้จริงในสภาวะปกติ (Transmission Used Capacity) ซึ่งคำนวณได้จากการประมวลโปรแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Program) เพื่อหากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผ่านสายส่งและใช้วิธีสืบหาผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อหาสัดส่วนการใช้สายส่งของผู้ให้บริการ และการจัดสรรจากความจุสำหรับความเชื่อถือได้ (Transmission Reliability Margin: TRM) ซึ่งนับเป็นต้นทุนของสายส่งส่วนที่ไม่ถูกใช้ในสภาวะปกติแต่จะถูกใช้เมื่อระบบส่งเกิดความผิดปกติซึ่ง TRM เป็นความจุสำรองส่วนที่เกินจากความจุใช้งานปกติของสายส่ง โดยจำเป็นต้องมีไว้เพื่อรักษาเสถียรภาพและรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน และในบทความนี้จะเสนอให้แยกความจุสำรองออกเป็น 2 ส่วน คือ ความจุที่สำรองไว้สำหรับปริมาณการใช้ภายในของวงจรนั้น (Transmission Internal Reliability Margin, TIRM) เป็นความจุที่ต้องสำรองไว้ตามเกณฑ์ N-1 (กรณีสายส่งหลุดไป 1 วงจรแล้วจะไม่ทำให้กำลังไฟฟ้าเกินขีดจำกัดของสายส่งเส้นที่เหลืออยู่) หรือไม่ต้องลดกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตหรือกำลังไฟฟ้าของโหลด และความจุเพื่อรองรับ

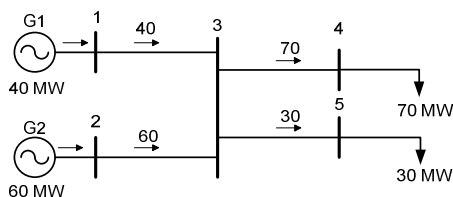
การใช้งานของสายส่งนอกเส้นทาง (Transmission External Reliability Margin, TERM) เป็นความจุส่วนที่สำรองไว้รองรับโหลดของสายส่งเส้นทางอื่นที่มีโอกาสเข้ามาใช้สายส่งเส้นทางนี้กรณีสายส่งเส้นทางอื่นดังกล่าวหลุดออกจากระบบ

2.1. ความจุกำลังไฟฟ้าสำหรับรองรับการใช้งานจริง

สำหรับบทความนี้ได้ใช้วิธีสืบหาเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Electricity Tracing) [2] วิธีการสืบหาปริมาณการใช้ขนาดความจุของสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้สายส่งไฟฟ้าซึ่งแบ่งออกได้เป็นอีก 2 วิธี คือ วิธีอัลกอริทึมดูกิงอัลกอริทึม (Upstream Looking Algorithm) เป็นการพิจารณาจากบัสโหลดแล้วมองขึ้นไปหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้า และวิธีดาวน์สตรีมดูกิงอัลกอริทึม (Downstream Looking Algorithm) ซึ่งเป็นการมองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลด

วิธีการสืบหาเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นอยู่บนหลักการของการแบ่งสัดส่วน (Proportional Sharing Principle) โดยตั้งสมมติฐานว่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัสใดๆ ไม่ว่าจะมาจากโรงไฟฟ้าใดๆ จะผสมผสานกันอย่างสมบูรณ์ (perfect mixer) ที่บัสนั้นๆ จากตัวอย่างในรูปที่ 1 เป็นระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยโรงไฟฟ้า 2 โรง คือ G1 ขนาด 40 MW และที่บัส 2 คือ G2 ขนาด 60 MW ตามลำดับ โรงไฟฟ้าทั้งสองส่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดไปยังบัส 3 โดยโหลดที่บัส 4 และ 5 รับไฟฟ้าจากบัส 3 ไปใช้งาน 70 MW และ 30 MW ตามลำดับ สมมติว่าระบบนี้ไม่มีกำลังสูญเสียเนื่องจากความต้านทานของสายส่ง (Ohmic Loss) บัส 3 มีการเชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้า 4 เส้น สายส่ง 2 เส้น (สายส่ง 1-3 และ สายส่ง

2-3) จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าบัส 3 รวม 100 MW (40MW+60MW) เมื่อคิดเป็นสัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส 3 จะคำนวณได้ว่า สายส่งไฟฟ้าเส้น 1-3 ส่งกำลังไฟฟ้าเข้าบัส 3 เท่ากับ 40% ของกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส 3 ทั้งหมด ส่วนสายส่งไฟฟ้า 2-3 ส่งกำลังไฟฟ้าเข้าบัส 3 เท่ากับ 60% ในทางตรงข้าม เมื่อสังเกตกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัส 3 จะเห็นว่ามีสายส่งไฟฟ้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากบัส 3 จำนวน 2 เส้น (สายส่ง 3-4 และ สายส่ง 3-5) จากสมมุติฐานของหลักการนี้ เราจึงกำหนดได้ว่า กำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้ามาจากสายส่ง 1-3 และ 2-3 ผสมกลมกลืนกันอย่างสมบูรณ์ที่บัส 3 ดังนั้น เมื่อกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 1-3 ไหลเข้าบัส 3 แล้ว จะไหลออกไปยังสายส่ง 3-4 เท่ากับ 28 MW (40% ของ 70 MW) และ กำลังไฟฟ้าในสายส่ง 2-3 ไหลเข้าบัส 3 แล้ว จะไหลออกไปยังสายส่ง 3-4 เท่ากับ 42 MW (60% ของ 70 MW) ทำนองเดียวกัน กำลังไฟฟ้าที่ไหลออกไปในสายส่ง 3-5 เป็นกำลังไฟฟ้าจากสายส่งไฟฟ้า 1-3 เท่ากับ 12 MW (40% ของ 30 MW) และเป็นกำลังไฟฟ้าจากสายส่ง 2-3 เท่ากับ 18 MW (60% ของ 30 MW) ดังนั้นสามารถสรุปสัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นได้ดังตารางที่ 1



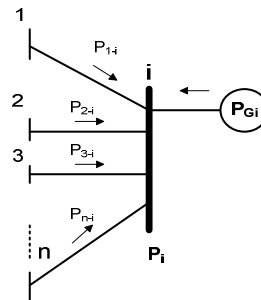
รูปที่ 1 หลักการแบ่งสัดส่วนของกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 1 สัดส่วนปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง

	Power Supplied by G1 (40 MW)	Power supplied by G2 (60 MW)
Line 3-4 (70 MW)	28 MW	42 MW
Line 3-5 (30 MW)	12 MW	18 MW

2.1.1. อพสตรึมลูกกิงอัลกอริทึม

เป็นวิธีการสืบกำลังไฟฟ้าขึ้นไปหาโรงไฟฟ้า จากรูปที่ 1 กำลังไฟฟ้าในสายส่ง 3-4 ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่ 1 มา 28 MW และมาจากโรงไฟฟ้าที่ 2 เป็นจำนวน 42 MW และในทำนองเดียวกัน กำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นทาง 3-5 จะประกอบไปด้วยกำลังไฟฟ้าเป็นจำนวน 12 MW จากโรงไฟฟ้าที่ 1 และได้รับกำลังไฟฟ้าเป็นจำนวน 18 MW จากโรงไฟฟ้าที่ 2



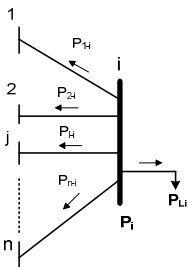
รูปที่ 2 การพิจารณาอพสตรึมลูกกิงอัลกอริทึม

รูปที่ 2 แสดงวิธีการพิจารณาการสืบหา กำลังไฟฟ้าด้วยวิธีอพสตรึมลูกกิงอัลกอริทึม ณ บัส i ใด ๆ ที่ต่อกับสายส่งที่ต่ออยู่กับโรงไฟฟ้าที่บัส i (G_i) และให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส i ทั้งหมดคือ P_i

2.1.2 ดาวนส์ตรึมลูกกิงอัลกอริทึม

ในทางตรงกันข้ามวิธีการพิจารณาดาวนส์ตรึมลูกกิงอัลกอริทึมเป็นการสืบหา กำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าลงไปหาผู้ใช้ไฟฟ้า จากรูปที่ 1 พบว่า กำลังไฟฟ้าจำนวน 28 MW จากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ 1 ไหล

ไปยังสายส่งเส้นทาง 3-4 และกำลังไฟฟ้าจำนวน 12 MW จากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ 1 ที่ไหลไปยังสายส่งเส้นทางที่ 3-5 ในทำนองเดียวกัน กำลังไฟฟ้าที่ผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่ 2 จำนวน 42 MW ได้ไหลผ่านสายส่งเส้นทาง 3-4 ส่วนกำลังไฟฟ้าอีก 18 MW ไหลในสายส่งเส้นทาง 3-5



รูปที่ 3 การพิจารณาดาวนสตรีมลูกกิ่งอัลกอริทึม

รูปที่ 3 แสดงวิธีการพิจารณาการสืบหา กำลังไฟฟ้าด้วยวิธีดาวนสตรีมลูกกิ่งอัลกอริทึม ณ บัส i ใด ๆ ที่สายส่งต่ออยู่กับโหลดที่บัส i (L_i) และให้ กำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัส i ทั้งหมดคือ P_i

2.2 ความจุสำหรับรองรับความเชื่อถือได้

ความจุของสายส่งส่วนที่เหลือจากการใช้งานปกติ Transmission reliability margin (TRM) เป็นค่าความจุสายส่งส่วนที่เหลือจากการใช้งานปกติ หาได้ตามสมการ (1)

$$TRM_k = TTC_k - mpf_k \quad (1)$$

เมื่อ

TRM_k คือ Transmission Reliability Margin ของสายส่ง k

TTC_k คือ Total Transmission Capacity ของสายส่ง k

mpf_k คือ Maximum Power Flow ของสายส่ง k

2.2.1 ความจุที่สำรองไว้สำหรับปริมาณการใช้ของวงจร

ความจุของสายส่งส่วนที่เหลือจากการใช้งานปกติจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ TIRM และ TERM โดยที่ กำลังไฟฟ้าในส่วนของ TIRM ของสายส่งเส้นทาง k ใด ๆ สามารถหาได้จากสมการ (2)

$$TIRM_k = \begin{cases} \frac{TTC_k}{N_k} ; N_k > 1 \\ 0 ; N_k = 1 \end{cases} \quad (2)$$

เมื่อ

$TIRM_k$ คือ ความจุของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง k

TTC_k คือ ความจุตามพิกัดของสายส่ง 1 วงจรในเส้นทาง k

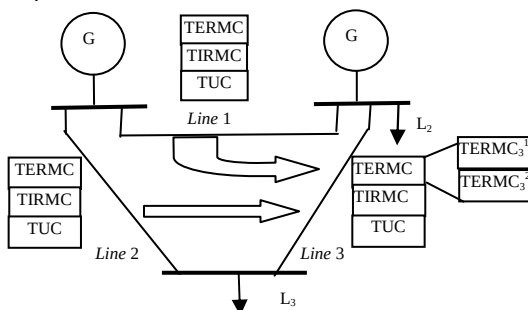
N_k คือ จำนวนวงจรขนาน (Parallel Circuit) ในเส้นทาง k

2.2.2 ความจุเพื่อรองรับการใช้งานของสายส่งเส้นทางอื่น

TIRM คือ ความจุสำรองสำหรับรองรับการหลุดของวงจรภายในเส้นทางในกรณีที่สายส่งเส้นทาง k มีวงจรหลุดไป 1 วงจรและจะต้องไม่ทำให้สายส่งเส้นทางที่เหลืออยู่รับภาระเกินพิกัด ตามเกณฑ์ N-1 ในขณะที่ TERM ของสายส่งเส้นทาง k คือ ความจุส่วนที่เหลือของสายส่งเส้นทาง k ที่สำรองไว้รองรับการใช้งาน กรณีสายส่งเส้นทางนอกเส้นทางหลุดออกจากระบบ ซึ่งหาได้จากสมการที่ (3)

$$TERM_k = \begin{cases} \frac{TTC_k(N_k - 1) - mpf_k}{N_k} & ; N_k > 1 \\ TTC_k - mpf_k & ; N_k = 1 \\ 0 & ; \text{for radial line} \end{cases} \quad (3)$$

จากรูปที่ 4 แสดงโครงสร้างของต้นทุนของระบบส่งไฟฟ้า โดยแบ่งโครงสร้างของต้นทุนระบบส่งทั้งหมด (Total Transmission Line Cost, TTLC) ออกเป็น 3 ส่วนคือ Transmission Usage Cost (TUC), TIRM Cost (TIRMC) และ TERM Cost (TERMC) ในหน่วยของ \$/MW โดยที่ต้นทุนสองส่วนแรกสามารถหาได้จากการใช้วิธีการสืบการกำลังไฟฟ้าของ Bialek's เพื่อหาสัดส่วนของต้นทุนเหล่านี้จากต้นทุนทั้งหมดของสายส่ง ส่วนต้นทุนส่วนสุดท้ายคือต้นทุนในส่วนของ TERM (จากตัวอย่างพิจารณาสายส่งเส้นที่ 3) จะถูกจัดสรรมาจากต้นทุน TERM ของสายส่งภายนอกเส้นทางที่ 3 คือ สายส่งเส้นที่ 1 และ 2 (TERMC₁¹ และ TERMC₃²) ตามสัดส่วนการใช้สายส่งภายนอกเส้นทางของสายส่งที่กำลังพิจารณา (สายส่งเส้นที่ 3) เมื่อเกิดกรณีที่สายส่งเส้นที่นั้นหลุดออกจากระบบทั้งเส้นทาง ตามเกณฑ์ N-1



รูปที่ 4 การจัดสรรต้นทุนความเชื่อถือได้ของสายส่งเส้นที่ 3

ความจุสำรองในส่วนของ TERM_i จะถูกจัดสรรโดยพิจารณาจากสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้าในสถานะการเกิดการหลุดของสายส่งไป 1 เส้นทางตามเกณฑ์ N-1 โดยที่สัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งในสถานะปกติ (Base Case) กับสถานะฉุกเฉินเรียกว่า ดัชนีผลกระทบจากการหลุดของสายส่ง (Line Outage Impact Factor, LOIF) ที่เสนอโดย Hur และคณะ ค่า $LOIF_l^k$ คือดัชนีชี้วัดผลกระทบบนสายส่งเส้นทาง l เมื่อสายส่งเส้นทาง k หลุดออกจากระบบแล้วมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นทาง l มีปริมาณเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นผู้ที่ใช้กำลังไฟฟ้าจากสายส่งเส้นทาง k จึงต้องรับภาระต้นทุนของความจุกำลังไฟฟ้าสำรองของสายส่งเส้นทาง l ด้วย แต่ในทางตรงกันข้าม หากการหลุดออกจากระบบของสายส่งเส้นทาง k นั้นไม่มีผลทำให้กำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นทาง l เพิ่มขึ้นแต่อย่างใด ในกรณีนี้ผู้ใช้ระบบสายส่งเส้นทาง k ไม่ต้องรับภาระต้นทุนของสายส่งเส้นทาง l แต่อย่างใด ซึ่งดัชนีชี้วัดนี้สามารถหาได้ตามสมการที่ (4)

$$LOIF_l^k = \begin{cases} \frac{|mpf_l^k|}{|mpf_l^0|} - 1; & |mpf_l^k| > |mpf_l^0| \\ 0 & ; |mpf_l^k| \leq |mpf_l^0| \end{cases} \quad (4)$$

เมื่อ l และ k คือสายส่งเส้นทางที่ได้รับผลกระทบและสายส่งเส้นทางที่ทำให้เกิดผลกระทบตามลำดับ mpf_l^0 และ mpf_l^k คือกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ไหลในสายส่งเส้นทาง l กรณีปกติและกรณีสายส่งเส้นทาง k หลุดออกจากระบบตามลำดับ เมื่อถ่วงน้ำหนักด้วยอัตราการหลุดของสายส่งเส้นทาง k [5] จะได้

$$LORIF_l^k = LOIF_l^k \times FOR^k \quad (5)$$

เมื่อ

FOR^k คือ อัตราการหลุดสายส่งเส้นทาง k ที่จะหลุดออกจากระบบ (hr/yr)

$LORIF_l^k$ คือ ดัชนีชี้วัดผลกระทบบนสายส่ง จากความเชื่อถือได้ของสายส่งวงจร k ที่จะส่งผลกระทบต่อสายส่ง l ดังนั้นต้นทุนความเชื่อถือได้เฉลี่ย (Normalized LORIF) ของสายส่งเส้นทาง l สามารถจัดสรรให้กับสายส่งเส้นทาง k ตามสัดส่วนผลกระทบที่เกิดจากสายส่งเส้นทาง k เทียบกับผลกระทบรวมทุกเส้นทาง ดังสมการที่ (6)

$$NLORIF_l^k = \frac{LORIF_l^k}{\sum_{j=1, j \neq l}^n LORIF_l^j} \quad (6)$$

ส่วนต้นทุนในส่วนของการใช้ความจุของสายส่งสามารถหาได้จากสมการที่ (7)

$$TUC_k = \frac{mpf_k}{TTC_k} \times TF_k \quad (7)$$

เมื่อ

TTC_k คือ ความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งเส้นทาง k (MW) และ

TF_k คือ ต้นทุนของสายส่งเส้นทาง k (\$/MW)

จากสมการที่ (2) ต้นทุนสำหรับความจุสำรองสำหรับรองรับการใช้งานภายในเส้นทาง (Transmission Internal Reliability Margin Cost, TIRMC) ในกรณีวงจรในเส้นทางหลุดออกจากระบบไป วงจรสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (8)

$$TIRMC_k = \frac{TIRM_k}{TTC_k} \times TF_k \quad (8)$$

จากสมการที่ (3) ต้นทุนสำหรับความจุสำรองสำหรับรองรับการใช้งานภายนอกเส้นทาง

(Transmission External Reliability Margin Cost, TERMC) ในกรณีมีสายส่งในระบบหลุดออกไป 1 เส้นทาง ตามเกณฑ์ N-1 สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (9)

$$TERMC_k = \frac{TERM_k}{TTC_k} \times TF_k \quad (9)$$

ค่า TERMC (\$/MW) จะถูกจัดสรรไปยังสายส่งเส้นทางต่าง ๆ (ตัวอย่างกรณีสายส่งเส้นทาง k) โดยการถ่วงน้ำหนักด้วยดัชนีชี้วัดผลกระทบจากการหลุดของสายส่ง $NLORIF_l^k$ และสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (10)

$$TERMC'_k = \sum_{l=1, l \neq k}^n (NLORIF_l^k \times TERMC_l) \quad (10)$$

ดังนั้นต้นทุนทั้งหมดของสายส่งเส้นทาง k ใด ๆ (Total Transmission Charge Price, TTCP; \$/MW) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (11)

$$TTCP_k = TUC_k + TIRMC_k + TERMC'_k \quad (11)$$

ในขั้นตอนนี้ต้นทุนของระบบส่งพร้อมแล้วที่จะถูกจัดสรรให้กับผู้ใช้ระบบส่งทั้งหมด ทั้งด้านผู้ผลิตไฟฟ้าและด้านผู้ใช้กำลังไฟฟ้า โดยสัดส่วนของต้นทุนที่ผู้ใช้งานระบบไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับสัดส่วนการใช้งานระบบส่งซึ่งสามารถหาได้จากการสืบหาสัดส่วนกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการของ Bialek ในทำนองเดียวกันก็สามารถหาต้นทุนการใช้ระบบส่งสำหรับผู้ใช้งานระบบไฟฟ้าแต่ละรายได้ จากสมการที่ (12)

$$TC_{G_i,k} = \alpha_G (TTCP_k \times P_{G_i,k} (gross)) \quad (12)$$

$$TC_{D_d,k} = \alpha_D (TTCP_k \times P_{D_d,k} (net))$$

โดยที่

$$\alpha_G + \alpha_D = 1 \quad (13)$$

เมื่อ $TC_{Gi,k}$ คือ ต้นทุนระบบส่งที่จัดสรรให้กับผู้ผลิตหรือโรงไฟฟ้า i จากสายส่งเส้นทาง k (\$) และ $TC_{Dd,k}$ คือต้นทุนระบบส่งที่ถูกจัดสรรให้กับโหลด d จากสายส่งเส้นทาง k (\$) ขณะที่ $P_{Gi,k}(gross)$ คือกำลังไฟฟ้าทั้งหมดของโรงไฟฟ้า i ที่จ่ายเข้าสู่สายส่งเส้นทาง k (MW) และ $P_{i,k}(net)$ คือ กำลังไฟฟ้าสุทธิของโหลด d ที่ได้รับมาจากสายส่งเส้นทาง k (MW) ส่วนค่า α_G และ α_D คือ ค่าสัมประสิทธิ์การจัดสรรสัดส่วนต้นทุนระบบส่งระหว่างโรงไฟฟ้าและโหลดค่าสัมประสิทธิ์ทั้ง 2 ค่าสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสมโดยองค์กรกำกับดูแล (Regulator)

3. กรณีศึกษา

วิธีการที่นำเสนอในบทความนี้ถูกนำไปทดสอบกับระบบ 4 บัส ดังรูปที่ 5 โดยมีข้อมูลต่าง ๆ ดังตารางที่ 2 และ 3 ส่วนต้นทุนของสายส่งแต่ละเส้นทาง ในส่วนของผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณกำลังไฟฟ้า (AC Load Flow Program) ความจุกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละเส้นทาง และอัตราการหลุดของสายส่งได้แสดงไว้ในตารางที่ 3 ส่วนตารางที่ 4 และ 5 แสดงสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นทางของโรงไฟฟ้าและโหลดตามลำดับลำดับขั้นตอนของวิธีการคำนวณมีดังนี้

3.1 คำนวณ AC Load Flow

คำนวณหาปริมาณการใช้บริการระบบส่งของสายส่งแต่ละเส้นทางด้วย AC Load Flow Base Case ตามเกณฑ์ N-1 และจากสมการที่ (4) และ (5) สามารถคำนวณดัชนีชี้วัดผลกระทบออกมาได้ตามตารางที่ 7

ตารางที่ 2 ข้อมูลระบบทดสอบ 4 บัส

L N	From Bus	To Bus	No. of Circuit	R (P.U.)	X (P.U.)	Bc (P.U.)
1	1	3	3	0.00744	0.0372	0.03875
2	1	4	2	0.01008	0.0504	0.05125
3	2	3	3	0.01272	0.0636	0.06375
4	2	4	4	0.00744	0.0372	0.03875

ตารางที่ 3 ต้นทุนของสายส่ง อัตราการหลุดของสายส่ง ความจุของสายส่ง และกำลังไฟฟ้าสูงสุดในสายส่ง

Line k No.	TF_k (M\$/Year)	FOR^k (hr/year)	TTC_k (MW)	mPf_k (MW)
1	0.5	18	100	98.357
2	1.5	12	100	38.690
3	5	24	200	104.660
4	3	10	300	133.340

เมื่อ R = line resistance; X = line reactance;
 B_c = shunt susceptance

3.2 จัดสรรต้นทุนระบบส่ง

ต้นทุนการใช้ความจุของสายส่ง (Total Transfer Capacity, TTC) จะพิจารณาจากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลอยู่ในสายส่งกับต้นทุนของสายส่งแต่ละเส้นทาง ในส่วนของการจัดสรรต้นทุน TIRMC และ TERMC ขึ้นอยู่กับปริมาณความจุสำรองของสายส่งสำหรับรองรับการใช้งานภายในและภายนอกตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 4 สัดส่วนการใช้ความจุของสายส่งของโรงไฟฟ้า

Line No.	Bus				Total
	1	2	3	4	
1	1	0	0	0	1.0
2	1	0	0	0	1.0
3	0	1	0	0	1.0
4	0	1	0	0	1.0

ตารางที่ 5 สัดส่วนการใช้ความจุของสายส่งของโหลดหรือผู้ใช้ไฟฟ้า

Line No.	Bus				Total
	1	2	3	4	
1	0	0	1	0	1.0
2	0	0	0	1	1.0
3	0	0	1	0	1.0
4	0	0	0	1	1.0

ตารางที่ 6 ต้นทุนที่ได้รับการจัดสรร

Line No.	Revenue (M\$/year)			
	TUC	TIRMC	TERMC'	TILC
1	0.492	0	0.386	0.878
2	0.580	0	0.108	0.688
3	2.616	2.500	0.706	5.822
4	1.333	1.000	0.278	2.612
Total	5.022	3.5	1.4780	10

ตารางที่ 7 คำนวณชีวิตผลกระทบบนสายส่ง $LORIF_l^k$

Impacted line	Failed line				Total
	1	2	3	4	
1	0	0.157	0.843	0	1.0
2	0.494	0	0.151	0.355	1.0
3	0.584	0	0	0.416	1.0
4	0	0.160	0.840	0	1.0

3.3 การพิจารณาต้นทุนระบบส่ง

จากข้อมูลระบบทดสอบพบว่าต้นทุนของระบบส่งนี้เท่ากับ 22.88 M\$/year ต้นทุนทั้งหมดนี้จะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วนใหญ่คือ TUC TIRMC และ TERMC ดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 8 โดยที่ต้นทุนรวมในส่วนของ TUC คือ 5.022 M\$/year (คิดเป็น 50.22% ของต้นทุนทั้งหมด) ต้นทุนรวมในส่วนของ TIRMC คือ 3.5 M\$/year (35%) และต้นทุนรวมในส่วนของ TERMC is 1.478 M\$/year (14.78%) จากผลที่ได้ในตารางที่ 6 พบว่าต้นทุนที่ได้หลังจากการจัดสรรรวมของสายส่งเส้นที่ 1 สูงกว่าต้นทุนของสายส่งเอง ซึ่งหมายความว่า ความจุสำรองของสายส่งเส้นที่ 1 ถูกใช้โดยสายส่งเส้นที่อื่นมากกว่ากรณีที่สายส่งเส้นที่ 1 จะไปใช้ความจุสำรองของ

เส้นทางอื่น ในทางกลับกันพบว่าต้นทุนสายส่งเส้นที่ 2 สูงกว่ารายได้รวมของสายส่ง ซึ่งหมายความว่า สายส่งเส้นที่ 2 จะใช้ขนาดความจุสำรองของสายส่งเส้นที่อื่นมากกว่าที่สายส่งเส้นที่ 2 จะใช้ขนาดความจุสำรองของตัวเอง

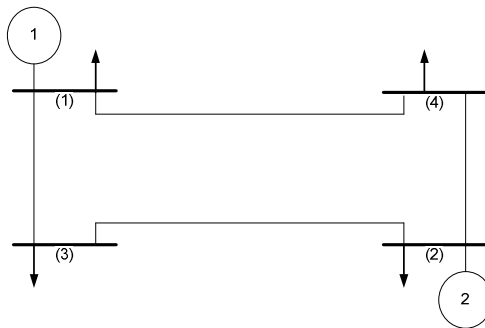
3.4 จัดสรรต้นทุนให้กับผู้ใช้งานระบบส่ง

ต้นทุนค่าบริการระบบส่งจะถูกจัดสรรให้กับผู้ใช้บริการระบบส่งทั้งด้านผู้ผลิตไฟฟ้าและโหลด โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณีคือ กรณีที่ 1 เป็นการจัดสรรต้นทุนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมด กรณีที่ 2 เป็นการจัดสรรต้นทุนให้กับโหลดเพียงด้านเดียว และกรณีที่ 3 เป็นการจัดสรรต้นทุนเท่า ๆ กันทั้งผู้ใช้บริการทั้ง 2 ด้าน ($\alpha_G = \alpha_D = 0.5$) ดังที่แสดงในตารางที่ 8, 9 และ 10

3.5 วิเคราะห์ผล

ต้นทุนค่าบริการระบบส่งสำหรับผู้ใช้บริการต่อเมกกะวัตต์ต่อปีสามารถหาได้โดยหารต้นทุนรวมของบัสด้วยกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่บัส ดังแสดงในตารางที่ 11 ซึ่งพบว่าโรงไฟฟ้าที่ 2 ต้องจ่ายค่าบริการสูงสุดเนื่องจาก โรงไฟฟ้าที่ 2 ได้ใช้ความจุของสายส่งในสถานะปกติของสายส่งเส้นที่ 3 และ 4 ซึ่งมีต้นทุนสูงสุดทั้งหมดเพียงรายเดียว จากผลของการใช้ปริมาณความจุในสถานะปกติที่ปริมาณสูงและใช้สายส่งจำนวนมากทำให้ต้องรับภาระต้นทุนค่าบริการความจุสำรองสำหรับรองรับความเชื่อถือได้ในสัดส่วนที่สูงด้วย

สำหรับโหลดไฟฟ้าที่ต้องจ่ายค่าบริการสูงสุดคือ โหลดที่บัส 3 เนื่องจากได้ใช้ความจุของสายส่งเส้นที่ 1 และ 3 มีต้นทุนสูงสุดสำหรับโหลดที่บัส 1 และ 2 ไม่ต้องเสียค่าบริการระบบส่งเพราะโหลดได้รับกำลังไฟฟ้าทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าที่บัสทั้งหมด



รูปที่ 5 ระบบทดสอบ 4 บัส

ตารางที่ 8 การจัดสรรต้นทุนระบบส่งให้กับโรงไฟฟ้าเพียงด้านเดียว

Line No.	Case 1: Transmission charge at generator buses (M\$/year)				
	1	2	3	4	Total
1	0.878	0	0	0	0.878
2	0.688	0	0	0	0.688
3	0	5.822	0	0	5.822
4	0	2.611	0	0	2.612
Total	1.566	8.434	0	0	10

4. สรุป

บทความนี้ได้นำเสนอการกำหนดอัตราค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าตามหลักการจัดสรรต้นทุนตามปริมาณการใช้และผลประโยชน์ที่ได้รับจากความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า โดยนำเสนอการจัดสรรต้นทุนความเชื่อถือได้สำหรับสายส่งที่จัดวงจรแบบขนาน และใช้วิธีสืบหาผู้ให้บริการทั้งฝั่งผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า แล้วจัดสรรตามสัดส่วน วิธีที่นำเสนอนี้ได้ทดสอบกับระบบไฟฟ้า 4 บัส ผลการทดสอบชี้ให้เห็นว่าอัตราค่าบริการที่ได้รับจากวิธีนี้มีความเป็นธรรมและรายได้ครอบคลุมต้นทุนของระบบส่ง นอกจากนี้ยังสะท้อนถึงประสิทธิภาพการให้บริการระบบส่งของผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า อันจะทำให้การตัดสินใจวางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและเลือกตำแหน่งใช้ไฟฟ้าส่งเสริมให้ระบบส่งถูกใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 9 การจัดสรรต้นทุนระบบส่งให้กับโหลดเพียงด้านเดียว

Line No.	Case 2: Transmission charge at load buses (M\$/year)				Total
	1	2	3	4	
1	0	0	0.878	0	0.878
2	0	0	0	0.688	0.688
3	0	0	5.822	0	5.822
4	0	0	0	2.611	2.612
Total	0	0	6.7	3.3	10

ตารางที่ 10 การจัดสรรต้นทุนระบบส่งให้กับทั้งโรงไฟฟ้าและโหลดเท่านั้น

Line No.	Case 3: Transmission charge at both generator and load bus (M\$/year)				
	Generator buses		Load buses		Total
	1	2	3	4	
1	0.439	0	0.439	0	0.878
2	0.344	0	0	0.3441	0.688
3	0	2.911	2.911	0	5.822
4	0	1.306	0	1.306	2.612
Total	0.7831	4.2169	3.35	1.65	10

ตารางที่ 11 ต้นทุนค่าบริการระบบส่งสำหรับผู้ให้บริการต่อเมกะวัตต์ต่อปี

Generator (\$/MW/year)		Load (\$/MW/year)	
1	2	3	4
4186.5	13261	16750	9705.8

5. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนสนับสนุนจากสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) หมายเลขทุนที่ MRG4880075

6. เอกสารอ้างอิง

- [1] J. Pan, Y. Teklu, S.Rahman and K.Jun, Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, p. 1218-122, 2000.

- [2] J. Bialek., Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 12, No.3, p. 1185-1193, 1997.
- [3] C.W. Yu, A.K.David, Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 12, No.1, p. 503-510, 1997.
- [4] Don Hur , J.-K.Park, Won-goo Lee , Balho H. Kim, Young-Hwan Chun, “An Alternative Method for the Reliability Differentiated Transmission Pricing.” *Electric Power Systems Research*, Vol. 68, p. 11-17, 2004.
- [5] K.-H. Chung, B.H. Kim, D. Hur and J.-K. Park, Transmission Reliability Cost Allocation Method Based on Market Participants' Reliability Contribution Factors, *Electric Power Systems Research*, 2004.
- [6] D. Hur,C.-I. Yoo, B.H. Kim and J.-K. Park, Transmission Embedded Cost Allocation Methodology with Consideration of System Reliability, *IEE Proc-Gener Transm Distrib*, Vol. 151, No.4, p. 427-432, 2004.