

การจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองอย่างเหมาะสมที่สุดในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี

Optimal Allocation of Operating Reserve in Electricity Markets with Bilateral Transactions

ชาญณรงค์ สุขสมานพาณิชย์¹ และ ปานจิต คำรุ่งกุล^{ทสร2}
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
E-mail: scholarly@hotmail.com, fengpj@ku.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการจัดสรรปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุดในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคีและแบบผ่านตลาดกลาง โดยการเพิ่มตัวแปรกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบในฟังก์ชันเป้าหมาย และเพิ่มเงื่อนไขกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบควบคุมแบบเดินเครื่อง และแบบไม่เดินเครื่อง ภายใต้ข้อกำหนดซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของกฎเกณฑ์ในการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยใช้หลักการวิเคราะห์หาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด ทำให้ทราบถึงปริมาณกำลังการผลิตและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทิศทางกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่ง ขนาด และมุมของแรงดันไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่น้อยที่สุดของระบบซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายการซื้อขายกำลังไฟฟ้า ทั้งกรณีผ่านตลาดกลางและทวิภาคี รวมถึงค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองการศึกษาใช้โปรแกรม MATLAB เขียนฟังก์ชันการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองอย่างเหมาะสมที่สุดของระบบทดสอบ IEEE 30 บัส ภายใต้กฎเกณฑ์ที่นำมาจากศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระนิวยอร์ก (New York ISO) และแคลิฟอร์เนีย (California ISO)

คำสำคัญ :

กำลังไฟฟ้าสำรอง ตลาดซื้อขายไฟฟ้า สัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี การไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด

Abstract

This paper proposes the study of optimally allocating the operating reserve in electricity markets that have both bilateral transactions and pool transactions. The additional reserve variables are included in the objective function along with the new constraints on regulation reserve, spinning and non-spinning reserves. The conditions on those reserves are based on parts of reserve regulation in existing electricity markets. The study applies the optimal power



flow to determine the capacity of optimal generation dispatched and operating reserve capacity of generators, power flow in transmission lines, bus voltage magnitude and angle. The minimum total cost of system includes the cost of pool transactions and bilateral transactions and the cost of operating reserve. The proposed algorithm is programmed in MATLAB and tested with a modified IEEE 30 bus system under certain NYISO and CAISO reserve regulations.

Keywords :

operating reserve, electricity markets, bilateral transactions, optimal power flow

1. คำนำ

การจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า นับเป็นสิ่งสำคัญของการบริหารจัดการกำลังไฟฟ้าในระบบ ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบนับเป็นปริมาณที่มีความสำคัญมาก เนื่องจากสามารถทดแทนกำลังไฟฟ้าที่ต้องสูญเสียไปจากเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ส่งผลกระทบต่อทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดขัดข้องและก่อให้เกิดความเสียหายอย่างใหญ่หลวงกับระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นเพื่อลดความเสียหายที่เกิดจากเหตุการณ์เหล่านี้ให้น้อยลง จึงต้องมีการจัดการเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้า ทั้งปริมาณกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติและกำลังไฟฟ้าสำรอง ซึ่งสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรีนั้น ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระ (ISO) เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่เป็นตัวกลางในการจัดสรรกำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสำรองอย่างเหมาะสมที่สุด เพื่อเพิ่มความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง และทำให้เกิดความยุติธรรมมากที่สุดระหว่างผู้ขายกับผู้ซื้อไฟฟ้า [1,2]

ในตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรีนั้นประกอบด้วยการซื้อขายแบบผ่านตลาดกลาง (Pool Transactions) และแบบทวิภาคี (Bilateral Transactions) การซื้อขายแบบผ่านตลาดกลางนั้น คือ การซื้อขายไฟฟ้าโดยมีศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระทำหน้าที่เป็นตัวกลางควบคุมจัดสรรกำลังไฟฟ้าในระบบ [3] ในส่วนของการซื้อขายแบบทวิภาคีนั้น คือ การซื้อขายโดยไม่ผ่านตลาดกลาง แต่เนื่องจากการใช้

สายส่งร่วมกัน ดังนั้นเพื่อไม่ให้เกิดสถานะเกินพิกัดของสายส่ง ทางผู้ขายและผู้ซื้อไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคีกัน ต้องส่งข้อมูลการซื้อขายให้กับทางตลาดกลาง [4,5,6,7,8] ต่อมาเมื่อมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรอง (Operating Reserve) เพิ่มเข้าในระบบซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบควบคุม (Regulation Reserve) แบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) และแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) โดยที่กำลังไฟฟ้าสำรองแบบควบคุมแบ่งออกเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up) และแบบปรับลด (Regulation Down) [9,10] เมื่อระบบมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อความเหมาะสมที่สุดทางศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระต้องนำกฎเกณฑ์ข้อบังคับมาใช้เพื่อความยุติธรรมระหว่างผู้ขายและผู้ซื้อไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ เช่น กฎเกณฑ์ของศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระนิวยอร์ก (NYISO) [1] และแคลิฟอร์เนีย (CAISO) [2] เป็นต้น

บทความนี้นำเสนอการจัดสรรกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุดในตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรี ที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี โดยใช้หลักการหาค่าการไหลกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด ภายใต้กฎเกณฑ์ที่นำมาจากศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระนิวยอร์ก (NYISO) และแคลิฟอร์เนีย (CAISO) นำไปทดสอบกับระบบ IEEE30 บัส ซึ่งแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 3 กรณี เพื่อศึกษาผลที่ได้



ทำให้ทราบถึงปริมาณกำลังการผลิตและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่ง ขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่น้อยที่สุดของระบบซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายการซื้อขายกำลังไฟฟ้า ทั้งกรณีผ่านตลาดกลางและทวิภาคีรวมถึงค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง

2. วิธีการ

บทความนี้พัฒนาโปรแกรม MATLABR 2010a [11,12,13,14] เพื่อทดสอบการจัดสรรกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสำรองในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี โดยใช้หลักการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด ซึ่งมีการปรับเปลี่ยนรูปแบบทั่วไปของสมการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดประกอบด้วยฟังก์ชันเป้าหมาย โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายเนื่องจากการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี และเพิ่มฟังก์ชันเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าสำรองแบบควบคุม (Regulation Reserve) แบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) และแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) ภายใต้กฎเกณฑ์ที่นำมาจากศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระนิวยอร์ก (NYISO) และแคลิฟอร์เนีย (CAISO)

ตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ มีดังต่อไปนี้

- C_{Energy} คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายในระบบ
- $C_{Reserve}$ คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าสำรอง (Operating Reserve) ในระบบ
- C_{Total} คือ ผลรวมค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสำรองในระบบ
- C_i คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i

- C_i^B คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายแบบทวิภาคี (Bilateral Transactions) ที่บัส i
- C_i^{NS} คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าสำรองแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) ที่บัส i
- C_i^P คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายแบบผ่านตลาดกลาง (Pool Transactions) ที่บัส i
- C_i^{RD} คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับลด (Regulation Down) ที่บัส i
- C_i^{RU} คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up) ที่บัส i
- C_i^{SP} คือ ฟังก์ชันราคาของกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) ที่บัส i
- $E_{D_j}^B$ คือ รายจ่ายจากการซื้อกำลังไฟฟ้าแบบทวิภาคีของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^{NS}$ คือ รายจ่ายจากการซื้อกำลังไฟฟ้าสำรองแบบไม่เดินเครื่องของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^P$ คือ รายจ่ายจากการซื้อกำลังไฟฟ้าแบบผ่านตลาดกลางของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^R$ คือ รายจ่ายทั้งหมดจากการซื้อกำลังไฟฟ้าสำรองของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^{RD}$ คือ รายจ่ายจากการซื้อกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับลดของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^{RU}$ คือ รายจ่ายจากการซื้อกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่มของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^{SP}$ คือ รายจ่ายจากการซื้อกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่องของโหลดที่บัส j
- $E_{D_j}^{Total}$ คือ รายจ่ายทั้งหมดของโหลดที่บัส j
- I_{Bus} คือ เซตของบัสทั้งหมดในระบบ



I_{Gen}	คือ เซตของบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ	$Q_{G_i}^{max}$	คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือนสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
I_{Line}	คือ เซตของสายส่งทั้งหมดในระบบ	$Q_{G_i}^{min}$	คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าเสมือนต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
I_{Load}	คือ เซตของบัสโหลดในระบบ	R^{NS}	คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) ในระบบ
I_{NS}	คือ เซตของบัสที่มีกำลังไฟฟ้าสำรองแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve)	R^{RD}	คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับลด (Regulation Down) ในระบบ
I_{RD}	คือ เซตของบัสที่มีกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับลด (Regulation Down)	R^{RU}	คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up) ในระบบ
I_{RU}	คือ เซตของบัสที่มีกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up)	R^{SP}	คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) ในระบบ
I_{SP}	คือ เซตของบัสที่มีกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve)	$R_{G_i}^B$	คือ รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าแบบทวิภาคีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
NS_{G_i}	คือ กำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i	$R_{G_i}^{NS}$	คือ รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าสำรองแบบไม่เดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
$NS_{G_i}^{max}$	คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าสำรองจริงสูงสุดแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i	$R_{G_i}^P$	คือ รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าแบบผ่านตลาดกลางของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
P_{D_i}	คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i	$R_{G_i}^R$	คือ รายได้ทั้งหมดจากการขายกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
P_{G_i}	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i	$R_{G_i}^{RD}$	คือ รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
$P_{G_i}^B$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i เนื่องมาจากสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี (Bilateral Transactions)	$R_{G_i}^{RU}$	คือ รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
$P_{G_i}^P$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i เนื่องมาจากการซื้อขายแบบผ่านตลาดกลาง (Pool Transactions)	$R_{G_i}^{SP}$	คือ รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
$P_{G_i}^{max}$	คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i	$R_{G_i}^{Total}$	คือ รายได้ทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
Q_{D_i}	คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i		
Q_{G_i}	คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i		

- RD_{G_i} คือ กำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับลด (Regulation Down) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
- $RD_{G_i}^{max}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าสำรองจริงสูงสุดแบบปรับลด (Regulation Down) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
- $RR_{G_i}^{OP}$ คือ อัตราความชันของผลรวมระหว่างกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) และแบบไม่เดินเครื่อง (Non-Spinning Reserve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ภายในเวลา 10 นาที
- $RR_{G_i}^{RU}$ คือ อัตราความชันของกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ภายในเวลา 10 นาที
- RU_{G_i} คือ กำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
- $RU_{G_i}^{max}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าสำรองจริงสูงสุดแบบปรับเพิ่ม (Regulation Up) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
- S_{L_i} คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลผ่านสายส่งเส้นที่ i
- $S_{L_i}^{max}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดของโหลดที่ไหลผ่านสายส่งเส้นที่ i
- SP_{G_i} คือ กำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
- $SP_{G_i}^{max}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าสำรองจริงสูงสุดแบบเดินเครื่อง (Spinning Reserve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

- V_i คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i
- V_i^{max} คือ พิกัดแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่บัส i
- V_i^{min} คือ พิกัดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดที่บัส i
- δ_i คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i

2.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าที่ให้ผลดีที่สุด (OPF) เมื่อมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมที่สุดในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี

ฟังก์ชันเป้าหมายในการคำนวณ คือ การทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายในระบบ และค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าสำรองสามารถเขียนได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\text{Min } C_{Total} = C_{Energy} + C_{Reserve} \quad (1)$$

เมื่อ
$$C_{Energy} = \sum_{i \in I_{Gen}} C_i^P (P_{G_i}^P) + \sum_{i \in I_{Gen}} C_i^B (P_{G_i}^B) \quad (2)$$

$$C_{Reserve} = \sum_{i \in I_{RU}} C_i^{RU} (RU_{G_i}) + \sum_{i \in I_{SP}} C_i^{SP} (SP_{G_i}) + \sum_{i \in I_{NS}} C_i^{NS} (NS_{G_i}) + \sum_{i \in I_{RD}} C_i^{RD} (RD_{G_i}) \quad (3)$$

โดยค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายในระบบประกอบด้วยค่าใช้จ่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าแบบผ่านตลาดกลางและแบบทวิภาคีพิจารณาได้จากสมการที่ (2) และค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าสำรองในระบบประกอบด้วยค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่มแบบเดินเครื่อง แบบไม่เดินเครื่อง และแบบปรับลด ดังสมการที่ (3)

เงื่อนไขสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i แสดงได้ดังสมการที่ (4) และ (5)

$$P_i (V_i, \delta_i) = P_{G_i} - P_{D_i} \quad ; i \in I_{Bus} \quad (4)$$

$$Q_i (V_i, \delta_i) = Q_{G_i} - Q_{D_i} \quad ; i \in I_{Bus} \quad (5)$$



เงื่อนไขพิกัดสูงสุดของกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ซึ่งผลรวมของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าสำรองต้องมีค่าไม่เกินค่าพิกัดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i นั้นๆ ดังสมการที่ (6)

$$P_{G_i} + RU_{G_i} + SP_{G_i} + NS_{G_i} \leq P_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (6)$$

เงื่อนไขพิกัดต่ำสุดของกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อมีการปรับลดจากกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับลดต้องมีค่าไม่น้อยกว่ากำลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีที่ได้ตกลงกันไว้แสดงดังสมการที่ (7)

$$P_{G_i}^B \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (7)$$

เงื่อนไขพิกัดสูงสุดและต่ำสุดของกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่บัส i แสดงได้ดังสมการที่ (8) และ (9) ตามลำดับ

$$Q_{G_i}^{min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (8)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} ; i \in I_{Bus} \quad (9)$$

เงื่อนไขพิกัดสูงสุดของกำลังไฟฟ้าสุทธิที่ไหลในสายส่ง i ซึ่งพิจารณาเฉพาะขนาดของกำลังไฟฟ้าปรากฏที่เกิดขึ้นในสายส่ง ดังสมการที่ (10)

$$|S_{L_i}(V_i, \delta_i)| \leq S_{L_i}^{max} ; i \in I_{Line} \quad (10)$$

เงื่อนไขพิกัดสูงสุดและต่ำสุดของกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม แบบเดินเครื่อง แบบไม่เดินเครื่อง และแบบปรับลด ตามสมการที่ (11)-(14) ตามลำดับ

$$0 \leq RU_{G_i} \leq RU_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (11)$$

$$0 \leq SP_{G_i} \leq SP_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (12)$$

$$0 \leq NS_{G_i} \leq NS_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (13)$$

$$0 \leq RD_{G_i} \leq RD_{G_i}^{max} ; i \in I_{Gen} \quad (14)$$

เงื่อนไขกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i โดยผลรวมของกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ต้องมีค่าไม่น้อยกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองแต่ละประเภทในระบบ ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม แบบเดินเครื่อง แบบไม่เดินเครื่อง และแบบปรับลด ตามสมการที่ (15)-(18) ตามลำดับ

$$R^{RU} \leq \sum_i RU_{G_i} ; i \in I_{Gen} \quad (15)$$

$$R^{SP} \leq \sum_i SP_{G_i} ; i \in I_{Gen} \quad (16)$$

$$R^{NS} \leq \sum_i NS_{G_i} ; i \in I_{Gen} \quad (17)$$

$$R^{RD} \leq \sum_i RD_{G_i} ; i \in I_{Gen} \quad (18)$$

เงื่อนไขเสถียรภาพของระบบพิจารณาจากผลรวมของอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับเพิ่ม (RU_{G_i}) และอัตราความชันของกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบปรับเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ($RR_{G_i}^{RU}$) กับอัตราส่วนผลรวมของกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบเดินเครื่อง (SP_{G_i}) และแบบไม่เดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (NS_{G_i}) และอัตราความชันของผลรวมระหว่างกำลังไฟฟ้าสำรองจริงแบบเดินเครื่อง และแบบไม่เดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ($RR_{G_i}^{OP}$) ต้องมีค่าไม่เกินภายในเวลา 10 นาที [9,10] ตามสมการที่ (19)

$$\frac{RU_{G_i} + SP_{G_i} + NS_{G_i}}{RR_{G_i}^{RU} + RR_{G_i}^{OP}} \leq 10 ; i \in I_{Gen} \quad (19)$$

เงื่อนไขสมการรายได้ซึ่งพิจารณาจากรายได้ทั้งหมดของผู้ขายไฟฟ้าประกอบด้วยรายได้จากการขายไฟฟ้าแบบผ่านตลาดกลาง แบบทวิภาคี และกำลังไฟฟ้าสำรอง ตามสมการที่ (20)

$$R_{G_i}^{Total} = R_{G_i}^P + R_{G_i}^B + R_{G_i}^R \quad ; i \in I_{Gen} \quad (20)$$

โดยรายได้ทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าสำรอง ประกอบด้วยรายได้กำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม แบบเดินเครื่อง แบบไม่เดินเครื่อง และแบบปรับลด ตามสมการที่ (21)

$$R_{G_i}^R = R_{G_i}^{RU} + R_{G_i}^{SP} + R_{G_i}^{NS} + R_{G_i}^{RD} \quad ; i \in I_{Gen} \quad (21)$$

ในทำนองเดียวกันเงื่อนไขสมการรายจ่าย ทั้งหมดของผู้ซื้อไฟฟ้าประกอบด้วยรายจ่ายจากการซื้อไฟฟ้าแบบผ่านตลาดกลาง แบบทวิภาคี และกำลังไฟฟ้าสำรอง ตามสมการที่ (22)

$$E_{D_i}^{Total} = E_{D_i}^P + E_{D_i}^B + E_{D_i}^R \quad ; i \in I_{Load} \quad (22)$$

โดยรายจ่ายทั้งหมดของกำลังไฟฟ้าสำรอง ประกอบด้วยรายจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่ม แบบเดินเครื่อง แบบไม่เดินเครื่อง และแบบปรับลด ตามสมการที่ (23)

$$E_{D_i}^R = E_{D_i}^{RU} + E_{D_i}^{SP} + E_{D_i}^{NS} + E_{D_i}^{RD} \quad ; i \in I_{Load} \quad (23)$$

2.2 เส้นโค้งราคา

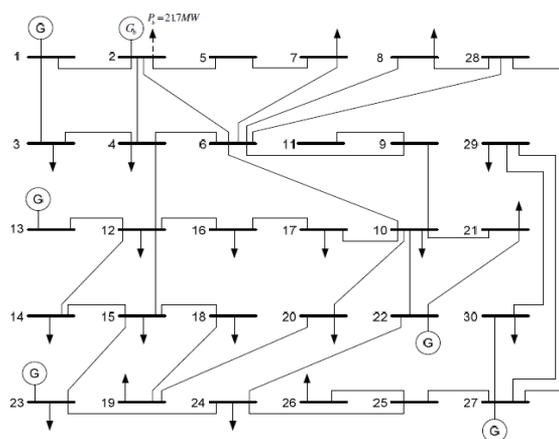
การคำนวณหาเส้นโค้งราคาเริ่มจากการนำข้อมูลราคาเสนอขาย เพื่อหาค่าใช้จ่ายของการผลิตกำลังไฟฟ้า นำไปสร้างเส้นกราฟคำนวณหาค่าสัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายซึ่งอยู่ในรูปของสมการพหุนามยกกำลังสอง (Polynomial) ตามสมการที่ (24)

$$C_i = a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i \quad ; i \in I_{Gen} \quad (24)$$

3. กรณีศึกษา

การศึกษาวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อระบบมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี ได้นำมา

ทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE 30 บัสที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 6 เครื่อง ติดตั้งอยู่ที่บัสที่ 1, 2, 13, 22, 23 และ 27 โดยระบบประกอบด้วยสายส่งจำนวน 41 เส้น และมีโหลดรวมทั้งหมด 189.2 MW โดยเฉพาะบัสที่ 2 มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคี จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 ไปยังโหลดบัสที่ 2 ดังภาพที่ 1



ภาพที่ 1 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

ค่าสัมประสิทธิ์ต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทดสอบ IEEE 30 บัส แสดงอยู่ในรูปของสมการพหุนามยกกำลัง 2 (Polynomial) ตามสมการที่ (24) และแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เส้นโค้งราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

บัส	ราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าจริง		
	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)
1	0.02	2	0
2	0.175	1.75	0
13	0.025	3	0
22	0.0625	1	0
23	0.025	3	0
27	0.00834	3.25	0



ตารางที่ 2 พิกัดสูงสุดกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

บัส	กำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)			
	$SP_{G_i}^{max}$	$NS_{G_i}^{max}$	$RU_{G_i}^{max}$	$RD_{G_i}^{max}$
1	15	20	3	3
2	15	20	6	6
13	10	10	2	2
22	10	10	2	2
23	5	5	3	3
27	5	10	2	2

ตารางที่ 3 ข้อมูลการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองในระบบภายใต้กฎเกณฑ์ของศูนย์ควบคุมอิสระ นิวยอร์กและแคลิฟอร์เนียที่ใช้ร่วมกัน

กรณีศึกษา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองในระบบ (MW)			
	R^{SP}	R^{NS}	R^{RU}	R^{RD}
1	0	0	0	0
2 และ 3	40	40	6	6

ในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอกรณีศึกษา 3 กรณีดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระไม่มีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองไว้ในระบบ โดยผู้ซื้อและผู้ขายทำการซื้อขายผ่านตลาดกลางและทวิภาคีเท่านั้น (แสดงในตารางที่ 1)

กรณีศึกษาที่ 2 ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรอง 1 เท่าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุด (80 MW) ซึ่งประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่อง และไม่เดินเครื่อง 40 และ 40 MW ตามลำดับ ในส่วนของกำลังไฟฟ้าสำรองแบบควบคุมต้องมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 3% ของโหลดรวมทั้งหมด ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่มและปรับลดอย่างละ 6 MW (แสดงในตารางที่ 1,2,3 และ 4)

กรณีศึกษาที่ 3 ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรอง 1 เท่าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุด (80 MW) ซึ่งประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่อง และไม่เดินเครื่อง 40 และ 40 MW ตามลำดับ ในส่วนของกำลังไฟฟ้าสำรองแบบควบคุมต้องมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 3% ของโหลดรวมทั้งหมด ประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปรับเพิ่มและปรับลดอย่างละ 6 MW โดยราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสที่ 1 ปรับเพิ่มขึ้น 10 เท่า (แสดงในตารางที่ 1,2,3 และ 4)

ตารางที่ 4 ข้อมูลราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 และ 3

บัส	ราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรอง (\$/MWh)							
	กรณีศึกษาที่ 2				กรณีศึกษาที่ 3			
	C_i^{SP}	C_i^{NS}	C_i^{RU}	C_i^{RD}	C_i^{SP}	C_i^{NS}	C_i^{RU}	C_i^{RD}
1	2	1	3	3	20	10	30	30
2	3	1.5	5	4	3	1.5	5	4
13	6	3.5	8	6	6	3.5	8	6
22	3.5	3	4	7	3.5	3	4	7
23	5	2.5	6.5	5.5	5	2.5	6.5	5.5
27	4	2	6	5	4	2	6	5

4. ผลการคำนวณ

ผลจากการคำนวณหาค่าการไหลกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด ตามสมการที่ (1)-(24) ของกรณีศึกษาทั้งหมด ได้ผลดังต่อไปนี้

4.1 กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบซึ่งประกอบด้วยกรณีศึกษาที่มีสัญญาซื้อขายแบบผ่านตลาดกลาง แบบทวิภาคีและการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองของทุกกรณีศึกษา (แสดงในตารางที่ 5)

4.2 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายการซื้อขายกำลังไฟฟ้าทั้งกรณีผ่านตลาดกลางและทวิภาคีรวมถึงค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองของทุกกรณีศึกษา (แสดงในตารางที่ 6)



ตารางที่ 5 ข้อมูลกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบของทุกกรณีศึกษา

กรณีศึกษา	บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)			กำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)				
		$P_{G_i}^P$	$P_{G_i}^B$	รวม	SP_{G_i}	NS_{G_i}	RU_{G_i}	RD_{G_i}	รวม
1	1	40.37	-	40.37	-	-	-	-	-
	2	32.35	21.70	54.05	-	-	-	-	-
	13	15.89	-	15.89	-	-	-	-	-
	22	22.73	-	22.73	-	-	-	-	-
	23	16.62	-	16.62	-	-	-	-	-
	27	42.51	-	42.51	-	-	-	-	-
	รวม	170.47	21.70	192.17	-	-	-	-	-
2	1	42.00	-	42.00	15.00	20.00	3.00	3.00	38.00
	2	23.68	21.70	45.38	15.00	18.62	1.00	3.00	34.62
	13	18.82	-	18.82	-	-	-	-	-
	22	23.75	-	23.75	10.00	-	2.00	-	12.00
	23	18.34	-	18.34	-	-	-	-	-
	27	43.67	-	43.67	-	1.38	-	-	1.38
	รวม	170.26	21.70	191.96	40.00	40.00	6.00	6.00	86.00
3	1	44.84	-	44.84	-	-	-	-	-
	2	19.30	21.70	41.00	15.00	20.00	4.00	6.00	39.00
	13	20.47	-	20.47	5.00	-	-	-	5.00
	22	24.63	-	24.63	10.00	6.05	2.00	-	18.05
	23	20.00	-	20.00	5.00	5.00	-	-	10.00
	27	41.05	-	41.05	5.00	8.95	-	-	13.95
	รวม	170.29	21.70	191.99	40.00	40.00	6.00	6.00	86.00

ตารางที่ 6 ข้อมูลค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบของทุกกรณีศึกษา

กรณีศึกษา	บัส	ค่าใช้จ่าย (\$/h)							
		กำลังไฟฟ้าจริง			กำลังไฟฟ้าสำรอง				
		ตลาดกลาง	ทวิภาคี	รวม	เดินเครื่อง	ไม่เดินเครื่อง	ปรับเพิ่ม	ปรับลด	รวม
1	1	113.34	-	113.34	-	-	-	-	-
	2	124.01	21.70	145.71	-	-	-	-	-
	13	53.99	-	53.99	-	-	-	-	-
	22	55.04	-	55.04	-	-	-	-	-
	23	56.75	-	56.75	-	-	-	-	-
	27	153.22	-	153.22	-	-	-	-	-
	รวม	556.34	21.70	578.04	-	-	-	-	-
2	1	119.28	-	119.28	30.00	20.00	9.00	9.00	68.00
	2	93.77	21.70	115.47	45.00	27.92	5.00	12.00	89.92
	13	65.30	-	65.30	-	-	-	-	-
	22	58.99	-	58.99	35.00	-	8.00	-	43.00
	23	63.43	-	63.43	-	-	-	-	-
	27	157.82	-	157.82	-	2.77	-	-	2.77
	รวม	558.58	21.70	580.28	110.00	50.69	22.00	21.00	203.69
3	1	-	-	129.90	-	-	-	-	-
	2	79.47	21.70	101.17	45.00	30.00	20.00	24.00	119.00
	13	71.87	-	71.87	30.00	-	-	-	30.00
	22	62.55	-	62.55	35.00	18.16	8.00	-	61.16
	23	70.00	-	70.00	25.00	12.50	-	-	37.50
	27	147.47	-	147.47	20.00	17.90	-	-	37.90
	รวม	561.26	21.70	582.96	155.00	78.55	28.00	24.00	285.55

ผลจากการวิจัยสรุปได้ดังนี้

ผลจากการทดลองกรณีศึกษาที่ 1 เนื่องจากศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระไม่มีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองไว้ในระบบ โดยผู้ซื้อและผู้ขายทำการซื้อขายผ่านตลาดกลางและทวิภาคี โดยเกิดสถานะเต็มพิกัดขนาดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดบัสที่ 8 และสูงสุดบัสที่ 13 และ 27 ตามเงื่อนไขสมการที่ (9) และเกิดสถานะเต็มพิกัดสายส่งเส้นที่ 1029 และ 35 ซึ่งประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งจากบัสที่ 622 และ 27 ไปบัสที่ 821 และ 25 ตามลำดับตามเงื่อนไขสมการที่ (10) ส่งผลกระทบต่อระบบโดยทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบเพิ่มขึ้น เนื่องจากสถานะดังกล่าวทำให้ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระต้องพิจารณาซื้อกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายเพิ่มขึ้น ส่งผลทำให้ผู้ขายไฟฟ้าได้กำไรเพิ่มขึ้น แต่ผู้ซื้อไฟฟ้าต้องจ่ายเงินมากขึ้นในการซื้อไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง

ผลจากการทดลองกรณีศึกษาที่ 2 เนื่องจากศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระมีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองไว้ในระบบ ซึ่งประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบเดินเครื่อง ไม่เดินเครื่อง ปรับเพิ่ม และปรับลดอยู่ 40406 และ 6 MW ตามลำดับ ส่งผลกระทบต่อระบบโดยทำให้กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 1 และ 2 ลดลง เพราะถูกจองด้วยการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรอง แต่กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 132223 และ 27 เพิ่มขึ้น โดยราคาเสนอขายของบัสที่ 132223 และ 27 มีราคาเสนอขายมากกว่า ดังนั้นค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายในระบบแบบผ่านตลาดกลางเพิ่มขึ้นเท่ากับ $558.58 - 556.34 = 2.24$ \$/h ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง 203.69 \$/h และค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบเพิ่มขึ้นเท่ากับ $783.97 - 578.04 = 205.93$ \$/h คิดเป็น 35.63% ของค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบกรณีศึกษาที่ 1



ในกรณีศึกษาที่เกิดขึ้นภาวะเต็มพิกัดขนาดแรงดันไฟฟ้าสูงสุดบัลต์ที่ 27 ตามเงื่อนไขของสมการที่ (9) แต่สถานะเต็มพิกัดของสายส่งไม่เกิดในกรณีศึกษาเพราะว่ามีการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรอง ทำให้ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระต้องพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบสูงขึ้น และเกิดสถานะเต็มพิกัดกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลต์ที่ 1 และ 2 ตามเงื่อนไขของสมการที่ (6) เนื่องจากการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองได้จูงกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลต์ที่ 1 และ 2 ไว้ก่อนล่วงหน้าซึ่งราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรองของบัลต์ที่ 1 และ 2 มีราคาน้อยกว่าบัลต์อื่นๆ ในระบบ

ผลจากการทดลองกรณีศึกษาที่ 3 เนื่องจากราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลต์ที่ 1 มีราคาสูงขึ้น 10 เท่าของราคาในกรณีศึกษาที่ 2 (แสดงในตารางที่ 4) ทำให้ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระต้องพิจารณาซื้อกำลังไฟฟ้าสำรองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรองที่มีราคาสูงกว่าราคาของกรณีศึกษาที่ 2 ดังนั้นส่งผลกระทบต่อทั้งค่าใช้จ่ายทั้งระบบซึ่งประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายการซื้อขายกำลังไฟฟ้าทั้งกรณีผ่านตลาดกลางและทริภาคีเพิ่มขึ้นเท่ากับ $582.96 - 580.28 = 2.68\$/h$ คิดเป็น 0.46% ของค่าใช้จ่ายการซื้อขายกำลังไฟฟ้าทั้งกรณีผ่านตลาดกลางและทริภาคี ในกรณีศึกษาที่ 2 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองเพิ่มขึ้นเท่ากับ $285.55 - 203.69 = 81.59\$/h$ คิดเป็น 40% ของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองในกรณีศึกษาที่ 2 และค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบเพิ่มขึ้นเท่ากับ $868.51 - 783.97 = 84.54\$/h$ คิดเป็น 10.78% ของค่าใช้จ่ายในกรณีศึกษาที่ 2 ดังนั้นการปรับราคาเสนอขายกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลต์ที่ 1 เพิ่มขึ้น ส่งผลกระทบต่อระบบทั้งหมด โดยทำให้ค่าใช้จ่ายการซื้อขายไฟฟ้าแบบผ่านตลาดกลางเพิ่มขึ้น เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสำรอง

ไปจูงพื้นที่กำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ก่อนล่วงหน้า ทำให้ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าต้องเลือกซื้อไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายเพิ่มขึ้น และปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งในกรณีซื้อขายแบบ ผ่านตลาดกลาง ทริภาคี และกำลังไฟฟ้าสำรอง อยู่ใน ค่าพิกัดเดียวกัน

ในกรณีศึกษาที่เกิดขึ้นภาวะเต็มพิกัดขนาดแรงดันไฟฟ้าสูงสุดบัลต์ที่ 1327 และต่ำสุดบัลต์ที่ 8 ตามเงื่อนไขของสมการที่ (9) และเกิดสถานะเต็มพิกัดของสายส่งเส้นที่ 10 และ 29 ซึ่งประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งจากบัลต์ที่ 6 และ 22 ไปบัลต์ที่ 8 และ 21 ตามลำดับตามเงื่อนไขของสมการที่ (10) ส่งผลกระทบต่อระบบโดยทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบเพิ่มขึ้น เนื่องจากสถานะดังที่กล่าวมาทำให้ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระต้องพิจารณาซื้อกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ผู้ขายไฟฟ้าได้กำไรมากขึ้น แต่ผู้ซื้อไฟฟ้าต้องจ่ายเงินมากขึ้นในการซื้อไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง และเกิดสถานะเต็มพิกัดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลต์ที่ 2 ตามเงื่อนไขของสมการที่ (6) เนื่องจากการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองไปจูงกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัลต์ที่ 2 ไว้ก่อนล่วงหน้า

การจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองมีผลกระทบต่อระบบทั้งหมด เพราะกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าสำรองและกำลังไฟฟ้าจริงอยู่ในค่าพิกัดกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดที่เดียวกัน ดังนั้นศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระต้องให้ความสำคัญในการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองในระบบ แต่ทั้งนี้การเพิ่มการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองเข้ามาในระบบส่งผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบมีค่าเพิ่มสูงขึ้นตามปริมาณของกำลังไฟฟ้าสำรอง ดังนั้นเพื่อความยุติธรรมต่อผู้ซื้อขายไฟฟ้าและเสถียรภาพในระบบ ศูนย์ควบคุมไฟฟ้าอิสระมีหน้าที่จัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองอย่างเหมาะสมที่สุด

5. สรุปผลการวิจัย

บทความฉบับนี้ ศึกษาการจัลดสรปริมาณกำลังไฟฟ่าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ่าอย่างเหมาะสมที่สุดในตลาดซื้อขายไฟฟ่าที่มีสัญญาซื้อขายแบบทวิภาคี และแบบผ่านตลาดกลาง โดยการเพิ่มตัวแปรกำลังไฟฟ่าสำรองของระบบในฟังก์ชันเป้าหมาย และเพิ่มเงื่อนไขกำลังไฟฟ่าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ่าที่ประกอบด้วยกำลังไฟฟ่าสำรองแบบควบคุมแบบเดินเครื่อง และแบบไม่เดินเครื่องภายใต้ข้อกำหนดซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของกฎเกณฑ์ในการจัลดสรกำลังไฟฟ่าสำรอง โดยใช้หลักการวิเคราะห์หาค่าการไหลของกำลังไฟฟ่าที่ดีที่สุด ซึ่งศึกษาผ่านระบบทดสอบ IEEE 30 บัสภายใต้กฎเกณฑ์ที่นำมาจากศูนย์ควบคุม ไฟฟ่าอิสระนิวยอร์ก (New York ISO) และแคลิฟอร์เนีย (California ISO) ผลที่ได้จากการศึกษาทำให้ทราบถึงปริมาณกำลังการผลิตและปริมาณกำลังไฟฟ่าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ่า ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ่าในแต่ละสายส่งขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ่า ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่น้อยที่สุดของระบบ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายการซื้อขายกำลังไฟฟ่าทั้งกรณีผ่านตลาดกลางและทวิภาคี รวมถึงค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ่าสำรองเพื่อให้เกิดความยุติธรรมที่สุดต่อผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ่าในระบบ แต่ทั้งนี้ การเพิ่มการจัลดสรกำลังไฟฟ่าสำรองเข้ามาในระบบส่งผลกระทบทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบ มีค่าเพิ่มสูงขึ้นตามปริมาณของกำลังไฟฟ่าสำรอง ดังนั้นศูนย์ควบคุมไฟฟ่าอิสระมีหน้าที่จัลดสรกำลังไฟฟ่าสำรองอย่างเหมาะสมที่สุด เพื่อให้ระบบมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด และมีความมั่นคงมากที่สุด เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินระบบจะได้รับผลกระทบน้อยที่สุด

เอกสารอ้างอิง

- [1] New York Independent System Operator, (2011), **“Ancillary Services Manual,”** [Online] <http://www.nyiso.com>
- [2] Gomez T., Marnay C., Siddiqui A., Liew L. and Khavkin M., (1999), **“Ancillary Services Markets in California,”** [Online] <http://www.caiso.com>
- [3] Wakefield R.A., Graves J.S. and Vojdani A.F., (1997), **“A transmission services costing framework,”** *IEEE Trans. Power Syst.*, 12 : 622 - 628.
- [4] จตุรวิทย์ บุชรา, (2554), **“การจัดการสถานะเกินพิกัดของระบบสายส่งในตลาดซื้อขายไฟฟ่าแบบผสม โดยใช้การเสนอราคาไม่ให้ปรับลดสัญญา,”** วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- [5] ณรงค์ศักดิ์ เรืองโณม, (2551), **“การทำธุรกิจไฟฟ่าแบบทวิภาคีในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ่าในด้านการจัลดสรกำลังไฟฟ่าและค่าใช้จ่ายสายส่ง,”** วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- [6] เอกสกล เทพสุภรณ์กุล, (2547), **“การศึกษาการซื้อขายไฟฟ่านอกตลาดกลางในตลาดซื้อขายไฟฟ่าเสรี”** วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- [7] Galina F.D., Kockar I. and Franco P.C., (2002), **“Combined Pool/Bilateral Dispatch – Path I : Performance of Trading Strategies,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, 17 : 92 - 99.



- [8] Galina F.D. and Kockar I., (2002), **“Combined Pool/Bilateral Dispatch – Path II : Curtailment of Firm and Nonfarm Contract,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, 17 : 1184 - 1190.
- [9] Papalexopoulos A.D., Wu T., Rothleder M. and Alaywan Z., (2004), **“Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 : 339 - 347.
- [10] Cuervo P. and Stacke F., (2008), **“A Combined Pool/Bilateral/Reserve Electricity Market Operating Under Pay-as-Bid Pricing,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, 23 : 1601 - 1610.
- [11] Alsac O. and Stott B., (1974), **“Optimal Load Flow with Steady State Security,”** *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 93 : 745 - 751.
- [12] Ferrero R.W., Shahidehpour S.M. and Ramesh V.C., (1997), **“Transaction analysis in deregulated power systems using game theory,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, 12 : 1340 - 1347.
- [13] ปริญญา สงวนลัตย์, (2553), **“คู่มือ MATLAB ฉบับสมบูรณ์,”** คณะเทคโนโลยีสารสนเทศ, มหาวิทยาลัยรังสิต.
- [14] ปานจิต ดำรงกุลกำจร, (2543), **“เอกสารประกอบการสอนวิชา Computer Methods in Power System Analysis,”** ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.