บทที่ 5

การจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย

เนื่องจากการศึกษาต้องการพิจารณาถึงผลของเงื่อนไขที่ส่งผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิต และเพื่อให้สามารถพิจารณาถึงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าและบริการเสริมความมั่นคงฯ ได้ชัดเจน ในบทนี้จึงได้กำหนดให้พิจารณาบริการเสริมความมั่นคงฯ เพียง 1 ชนิด คือ กำลังผลิตพร้อมจ่าย ดังนั้น การจัดสรรกำลังผลิตในบทนี้จึงได้กำหนดให้ตลาดไฟฟ้ามีการซื้อขายสินค้าไฟฟ้า 2 ชนิดได้แก่ พลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย โดยจะทำการจัดสรรกำลังผลิตในลักษณะของตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน ส่วนผลจากการพิจารณาการควบคุมอัตโนมัติจะนำเข้ามาร่วมพิจารณาในบทถัดไป

การศึกษาการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจะใช้แบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าทั้ง 4 ชุด (หัวข้อ 4.4 ถึง 4.7) เพื่อวิเคราะห์และเปรียบเทียบถึงผลของเงื่อนไขต่างๆ ที่มีต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจเป็นพื้นฐานสำคัญที่จะนำไปประยุกต์ใช้ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าไทยในอนาคตต่อไป

5.1 โครงสร้างของข้อมูล

การศึกษาครั้งนี้ต้องการศึกษาผลของเงื่อนไขต่างๆ ที่มีต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้า จึงได้กำหนดระบบทดสอบด้วยระบบขนาดเล็กซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 6 เครื่อง เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลของการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าได้อย่างชัดเจน

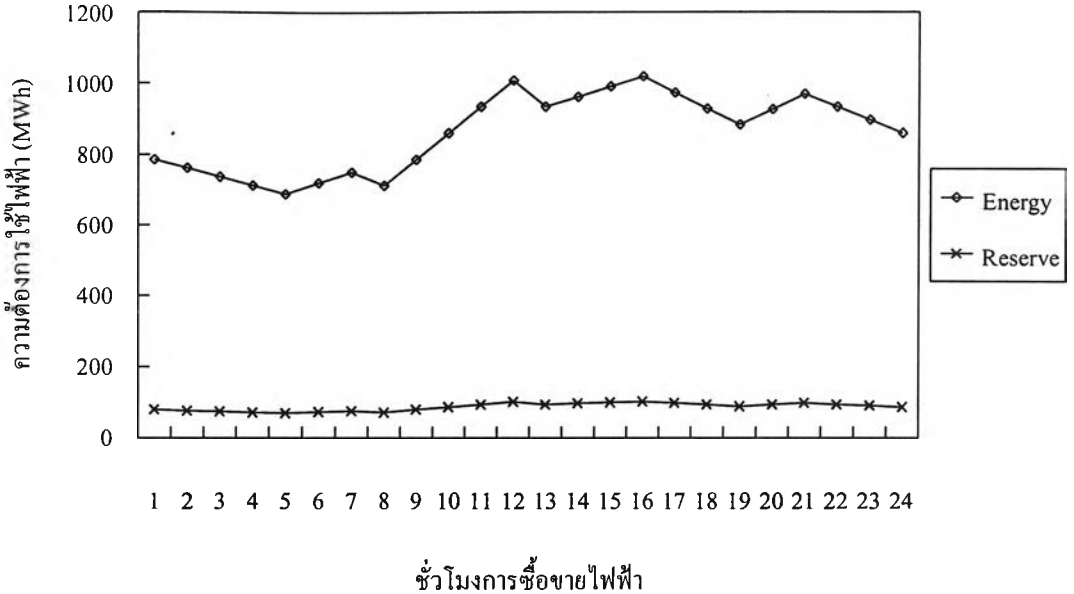
ข้อมูลการเสนอขายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบกำหนดให้เสนอขายพลังงานไฟฟ้าได้ 3 ช่วงผลิต และเสนอขายกำลังผลิตพร้อมจ่าย ได้ 1 ช่วงผลิต โดยแต่ละช่วงที่นำเสนอประกอบด้วยจำนวน MW และราคาต่อหน่วยของ MW ที่เสนอขายให้แก่ตลาด การจัดสรรกำลังผลิตจากแบบจำลองทั้ง 4 ชุดในบทนี้ จะใช้ข้อมูลการเสนอขายไฟฟ้าในตลาดชุดเดียวกันทั้งหมด(ตารางที่ 5.1) เพื่อให้สามารถนำผลการจัดสรรทั้งหมดมาเปรียบเทียบและวิเคราะห์ร่วมกันได้

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลการเสนอขายไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

เครื่อง	การเสนอขายพลังงานไฟฟ้า						กำลังผลิตพร้อมจ่าย		ขนาดกำลังผลิต (MW)	
	ช่วงเสนอที่ 1		ช่วงเสนอที่ 2		ช่วงเสนอที่ 3					
	MW	$/MWh	MW	$/MWh	MW	$/MWh	MW	$/MWh	Pmin	Pmax
G1	5	-2.3	7	23	5	27	5	3.33	5	17
G2	80	-2.6	60	26	60	28	20	2.40	80	200
G3	30	-2	40	22	30	24	10	2.40	70	100
G4	200	-2.4	170	21	150	24	50	1.12	400	520
G5	130	-3	80	17	70	23	50	1.33	200	280
G6	40	-2.4	40	27	30	29	20	2.80	50	110

เนื่องจากผู้ผลิตต้องเสนอขายไฟฟ้าให้ตลาดไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน หรือ 24 ชั่วโมง และ ISO จะทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง ข้อมูลการเสนอขายไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าจึงแบ่งออกเป็น 24 ช่วงเวลา เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลต่างๆ ได้ง่ายและชัดเจน ดังนั้น จึงได้กำหนดให้ใช้ข้อมูลการเสนอขายไฟฟ้าเหมือนกันในทุกชั่วโมง ดังแสดงในตารางที่ 5.1

เนื่องจากเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตที่ใช้ในแบบจำลองชุดที่ 1 ถึง 4 มีความแตกต่างกัน การศึกษาถึงผลของเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตที่แตกต่างกันเหล่านั้น จำเป็นต้องสร้างแบบจำลองโหลดที่เหมาะสม ทั้งนี้ข้อมูลโหลดและความต้องการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าประเภทกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบทดสอบ ตลอด 24 ชั่วโมงซื้อขายไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาแสดงดังรูปที่ 5.1 (ข้อมูลตัวเลขจากตารางที่ ก2)



รูปที่ 5.1 กราฟความต้องการโหลดและกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบไฟฟ้า

5.2 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1

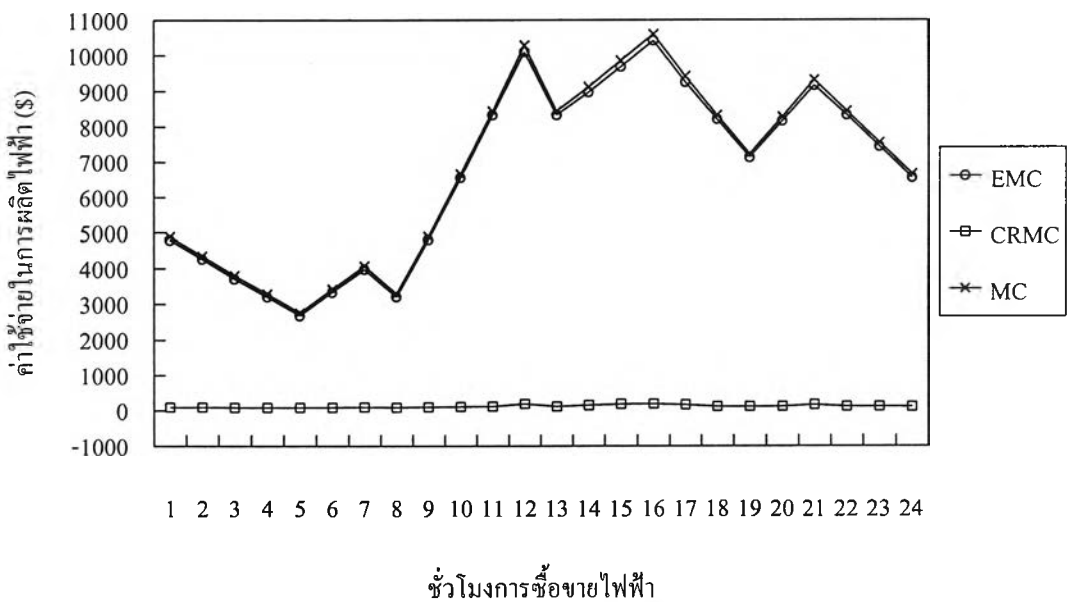
แบบจำลองที่ 1 (หัวข้อ 4.4) เป็นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย อันประกอบด้วยเงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตดังนี้

1) ความพอเพียงในการจ่ายโหลดของระบบ
2) ความพอเพียงของกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบ
3) ข้อจำกัดด้านกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 แสดงไว้ในตารางที่ ก3 (ภาคผนวก) การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมเชิงเส้นในลักษณะของตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วันเป็นการคำนวณหาจุดทำงานของระบบตลอด 24 ชั่วโมงที่ทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าใน 1 วันต่ำที่สุด และเนื่องจากแบบจำลองที่ 1 ไม่มีเงื่อนไขการเชื่อมโยงกำลังผลิตระหว่างชั่วโมงการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ การผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงไม่มีความสัมพันธ์เกี่ยวข้องกัน ดังนั้น จุดทำงานของระบบในแต่ละชั่วโมงหรือกำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าจึงเป็นจุดทำงานที่ทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดในชั่วโมงนั้นๆ ด้วย กล่าวคือ การคำนวณหาจุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องตลอด 24 ชั่วโมงที่ทำให้ค่าใช้จ่ายการผลิตไฟ

ฟ้าใน 1 วันต่ำที่สุด จึงมีค่าเท่ากับการคำนวณหาจุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 24 ชั่วโมงที่มีค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงต่ำที่สุดด้วยเช่นกัน

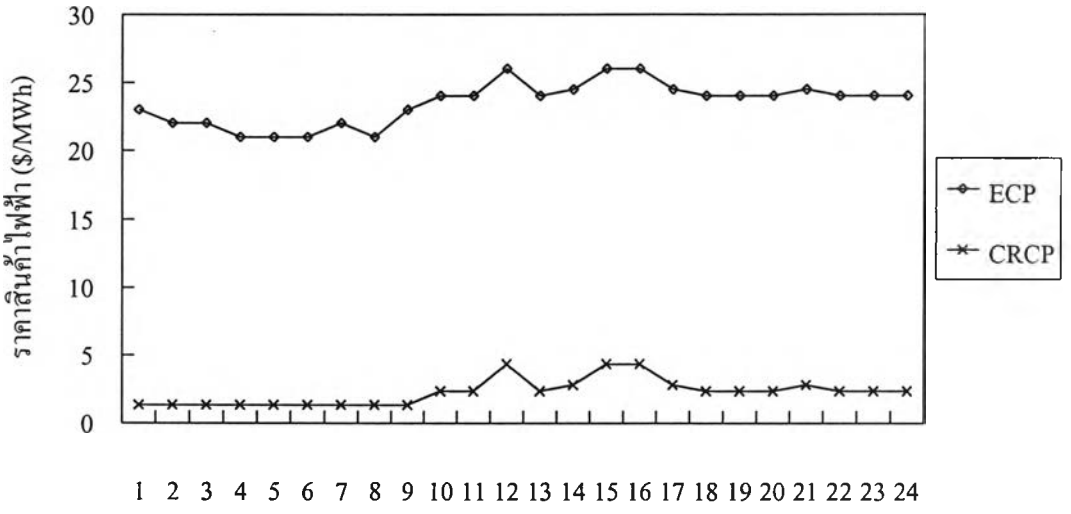
จากกราฟในรูปที่ 5.2 พบว่า ค่าใช้จ่ายกำลังผลิตพร้อมจ่ายของตลาด(Contigency reserve market cost : CRMC)มีค่าต่ำมากเมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายการผลิตพลังงานไฟฟ้า(Energy market cost : EMC) ทั้งนี้เพราะปริมาณความต้องการ MW ของกำลังผลิตพร้อมจ่ายน้อยกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าของระบบมาก อีกทั้งราคาต่อหน่วย MWh ของกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่มีการเสนอขายในตลาดมีค่าต่ำกว่าราคาต่อหน่วย MWh ของพลังงานไฟฟ้ามาก ทำให้ผลคูณซึ่งเท่ากับค่า EMC และ CRMC มีค่าแตกต่างกันมาก หรืออาจกล่าวได้ว่า ค่าใช้จ่ายกำลังผลิตพร้อมจ่ายจึงมีผลต่อค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดของระบบน้อยมาก ดังนั้น ในตัวอย่างนี้ ถ้าต้องการพิจารณาเฉพาะแนวโน้มของค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าของตลาด(Market cost : MC)ในแต่ละชั่วโมงซื้อขายไฟฟ้าก็สามารถใช้กราฟของ EMC แทนกราฟของ MC ได้



รูปที่ 5.2 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของสินค้าทั้ง 2 ประเภทจากแบบจำลองที่ 1

ราคาพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายผันแปรตามปริมาณโหลดในแต่ละชั่วโมง(ดังตารางที่ ก4) พิจารณารูปที่ 5.3 พบว่า ในชั่วโมงที่โหลดมีค่าสูง ราคาพลังงานไฟฟ้า(Energy clearing price - ECP)และราคากำลังผลิตพร้อมจ่าย(Contingency reserve clearing price - CRCP)จะมีค่าสูง ทั้งนี้เพราะตลาดไฟฟ้าจะต้องจัดสรรกำลังผลิตให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เสนอขายไฟฟ้าในราคาที่สูงขึ้นเข้ามาจ่ายโหลด ในชั่วโมงที่ 1 ถึง 8 พบว่า ราคาพลังงานไฟฟ้ามีความผันผวนเกิดขึ้น แต่ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายกลับคงที่ ทั้งนี้เป็นเพราะราคาดังกล่าวเป็นราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายที่ต่ำที่สุดที่มีการ

เสนอขายในตลาด อย่างไรก็ดี การคิดราคาพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายด้วยโปรแกรมเชิงเส้นในวิทยานิพนธ์นี้ไม่ได้พิจารณาจากราคาเสนอขายสูงสุดที่ได้รับการจัดสรรให้จ่ายไฟฟ้าดังเช่นที่กำหนดไว้ในกฎของตลาดไฟฟ้าโดยทั่วไป แต่คิดจากค่า Lagrange multiplier ที่เป็นผลมาจากการคำนวณแก้ไขปัญหาเชิงเส้น ซึ่งจะได้อธิบายความหมายและวิธีคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยโปรแกรมเชิงเส้นอย่างละเอียดไว้ในหัวข้อ 5.6



รูปที่ 5.3 ราคาสินค้าไฟฟ้ารายชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 1

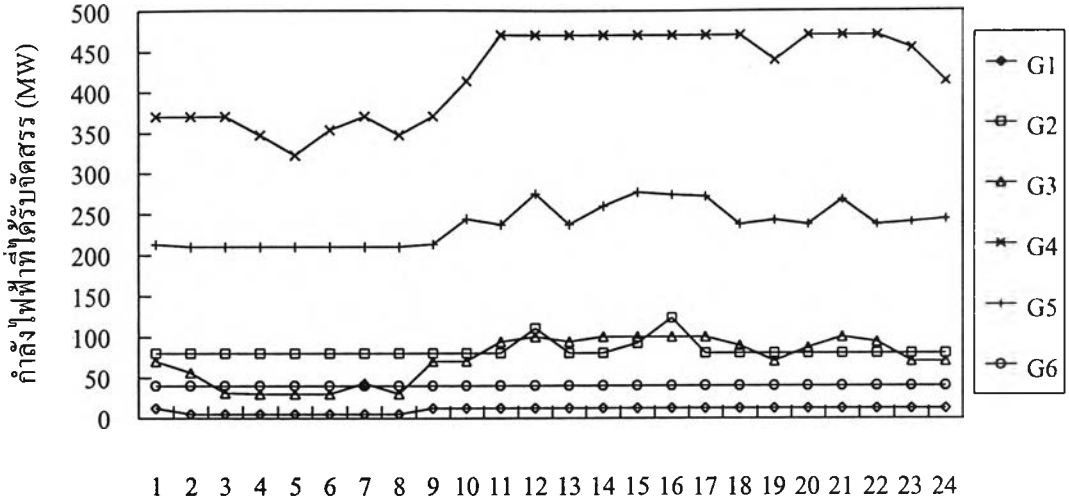
ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า(ดังตารางที่ ก3) พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอขายพลังงานไฟฟ้าในราคาที่ต่ำที่สุดไม่จำเป็นจะต้องได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าก่อนเสมอไป เพราะการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าไม่ได้พิจารณาจัดสรรเพียงเฉพาะแค่กำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น แต่จะคำนวณจัดสรรพลังงานไฟฟ้าควบคู่ไปกับการจัดสรรบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วย(กรณีนี้ได้แก่ กำลังผลิตพร้อมจ่าย) ตัวอย่างเช่น ในชั่วโมงที่ 13 แม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า G5 ซึ่งเสนอราคาขายพลังงานไฟฟ้าต่ำที่สุด โดยมีราคาพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ 3 เท่ากับ $23/MW ซึ่งต่ำกว่าราคาพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ 3 ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า G4 (เท่ากับ $24/MW) ที่ได้รับจัดสรรกำลังผลิต แต่ช่วงเสนอที่ 3 ของ G5 กลับได้รับจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าเพียงส่วนหนึ่ง และช่วงเสนอที่ 3 ของ G4 กลับได้ผลิตไฟฟ้าด้วย ทำให้ G5 ได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียง 237 MW ทั้งที่มีกำลังผลิตสูงสุดถึง 280 MW ทั้งนี้ เป็นเพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้า G5 ได้เสนอขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายในราคาต่ำกว่าผู้ผลิตรายอื่น ทำให้ได้รับจัดสรรให้เป็นกำลังผลิตพร้อมจ่ายจำนวน 43 MW แม้ว่า G5 จะสามารถทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตพร้อมจ่ายได้ถึง 50 MW ก็ตาม ทั้งนี้เพราะ G5 มีกำลังผลิตสูงสุดเท่ากับ 280 MW ทำให้ผลรวมของกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้า

และกำลังผลิตพร้อมจ่ายจะต้องไม่เกินค่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีโปรแกรมเชิงเส้นจะทำการคำนวณหาจุดทำงานที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดต่ำที่สุด ถ้าหากว่า ISO เลือกให้ผู้ผลิต G5 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเต็มที่ 280 MW แล้ว ISO จะต้องพิจารณาเลือกผู้ผลิตรายอื่นให้ทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตพร้อมจ่าย จำนวน 43 MW แทน G5 (เพราะ G5 มีกำลังผลิตสูงสุดเท่ากับ 280 MW) ซึ่งการกระทำดังกล่าวจะทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดสูงขึ้นกว่าเดิม ในทำนองเดียวกัน ถ้าเลือกให้ G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่าย 50 MW ISO จะต้องเลือกผู้ผลิตรายอื่นเข้ามาผลิตพลังงานไฟฟ้าแทน G5 จำนวน 7 MW เพราะเท่ากับว่า G5 จะได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียง 230 MW อันจะส่งผลให้ราคาค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้าของระบบสูงขึ้นกว่าเดิมเช่นกัน

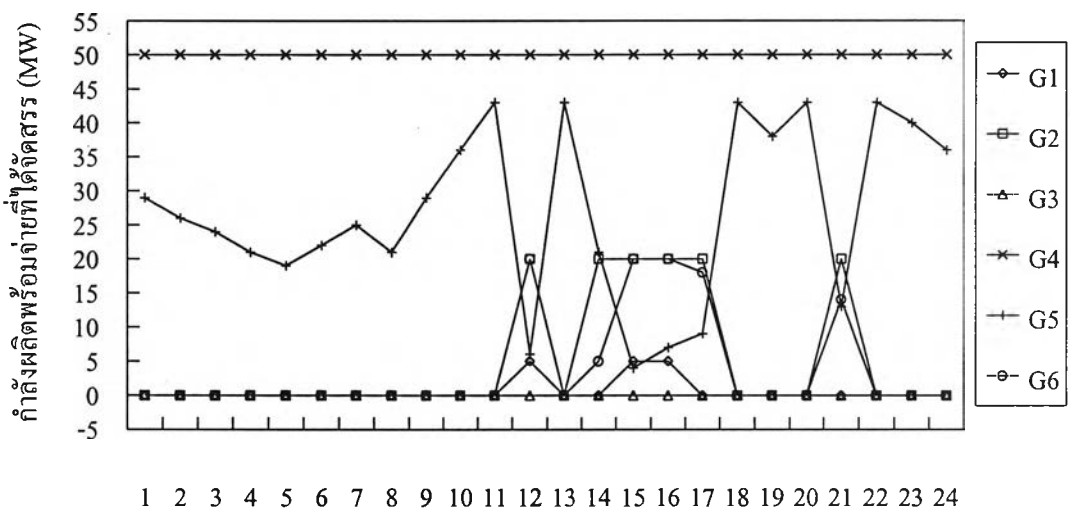
ในทำนองเดียวกัน ชั่วโมงที่ 15 แม้ว่า G5 จะเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่าย เพียง $1.33/MW ซึ่งต่ำกว่าราคาเสนอขายของ G6($2.80/MW) แต่ผลการจัดสรรกำลังผลิตกำหนดให้ G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายเพียง 4 MW ขณะที่ G6 ได้รับจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่าย ถึง 20 MW ทั้งนี้เป็นเพราะ G5 ได้รับจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าถึง 276 MW ทำให้กำลังผลิตรวมเท่ากับ 280 MW ซึ่งเป็นกำลังผลิตสูงสุดของ G5 แล้วนั่นเอง

ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่า การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้านั้นเป็นการพิจารณาความเหมาะสมระหว่างการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและบริการเสริมความมั่นคงของทุกเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อให้ระบบมีค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของระบบมีค่าต่ำที่สุดนั่นเอง

พิจารณารูปที่ 5.4 และ 5.5 พบว่า กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า G1 ถึง G6 ได้รับจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายมีความผันผวนในแต่ละชั่วโมง ความผันผวนดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับความต้องการโหลดและความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบในแต่ละชั่วโมง โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอราคาขายไฟฟ้าต่ำที่สุดจะได้รับการพิจารณาให้ผลิตไฟฟ้าก่อน นอกจากนี้ ความผันผวนของกำลังผลิตไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะได้รับการจัดสรรยังขึ้นอยู่กับการพิจารณาความเหมาะสมระหว่างการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง เพื่อตลาดไฟฟ้ามีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดต่ำที่สุด



รูปที่ 5.4 กำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 1



รูปที่ 5.5 กำลังผลิตพร้อมจ่ายรายชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 1

5.3 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 2

แบบจำลองที่ 2 (หัวข้อ 4.5) เป็นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย อันประกอบด้วยเงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตดังนี้

1) ความพอเพียงในการจ่ายโหลดของระบบ
2) ความพอเพียงของกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบ
3) ข้อจำกัดด้านกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4) อัตราการเปลี่ยนแปลงระดับกำลังผลิตระหว่างชั่วโมงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เนื่องจากเงื่อนไข ramp rate ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่สามารถเพิ่มระดับการผลิตพลังงานไฟฟ้าเกินกว่าขีดจำกัด ดังนั้น ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า ramp rate ต่ำจะส่งผลให้การจัดสรรกำลังผลิตในแต่ละชั่วโมงมีความยืดหยุ่นน้อยลงกว่ากรณีจากแบบจำลองที่ 1 (หัวข้อ 5.2) หากค่า ramp rate มีค่าต่ำก็จะส่งผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตมากด้วยเช่นกัน เพราะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขีดจำกัดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมากขึ้น และทำให้การพิจารณาความเหมาะสมระหว่างการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีความซับซ้อนมากขึ้น ดังนั้น ในแบบจำลองที่ 2 นี้ จึงได้ทำการทดสอบการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเงื่อนไข ramp rate ทั้งหมด 3 ชุด เพื่อวิเคราะห์ถึงผลของเงื่อนไข ramp rate ว่าจะส่งผลอย่างไร มากน้อยเพียงไร ต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ

เงื่อนไข ramp rate ทั้ง 3 ชุดที่ใช้ในแบบจำลองที่ 2 ได้แก่

1. Ramp rate ชุดที่ 1 : up ramp rate = 10% ของ P_{max} และ down ramp rate = 15% ของ P_{max}
2. Ramp rate ชุดที่ 2 : up ramp rate = 15% ของ P_{max} และ down ramp rate = 20% ของ P_{max}
3. Ramp rate ชุดที่ 3 : up ramp rate = 20% ของ P_{max} และ down ramp rate = 25% ของ P_{max}

เนื่องจากโดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความสามารถในการลดขนาดกำลังผลิตได้เร็วกว่าการเพิ่มขนาดกำลังผลิตภายในระยะเวลาเท่ากัน จึงได้สมมติให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้จัดสรรกำลังผลิตมีอัตราการลดกำลังผลิต(down ramp rate)มากกว่าอัตราเพิ่มกำลังผลิต(up ramp rate) 5 % เมื่อเทียบกับค่ากำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า(P_{max})

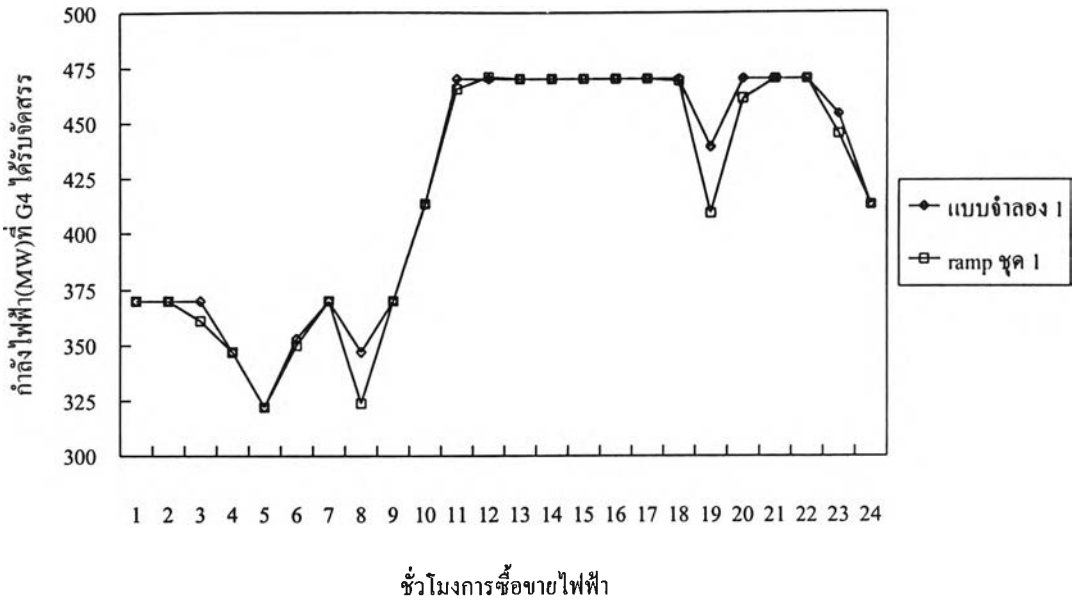
แบบจำลองที่ 2 ชุดที่ 1 เป็นแบบจำลองที่ 2 ชุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า ramp rate ต่ำที่สุด กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความสามารถในการเปลี่ยนระดับกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าระหว่างชั่วโมงน้อยที่สุด อันทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นในการจัดสรรกำลังผลิตน้อยที่สุดในบรรดาแบบจำลอง ramp ชุดที่ 1 ถึง 3 ส่วนแบบจำลองชุดที่ 3 เป็นชุดที่มีความยืดหยุ่นมากที่สุด

ผลการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 2 ทั้ง 3 ชุด ทั้งจำนวน MW ราคา และค่าใช้จ่ายการผลิตสินค้าไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ ก5 ถึง ก10(ภาคผนวก)

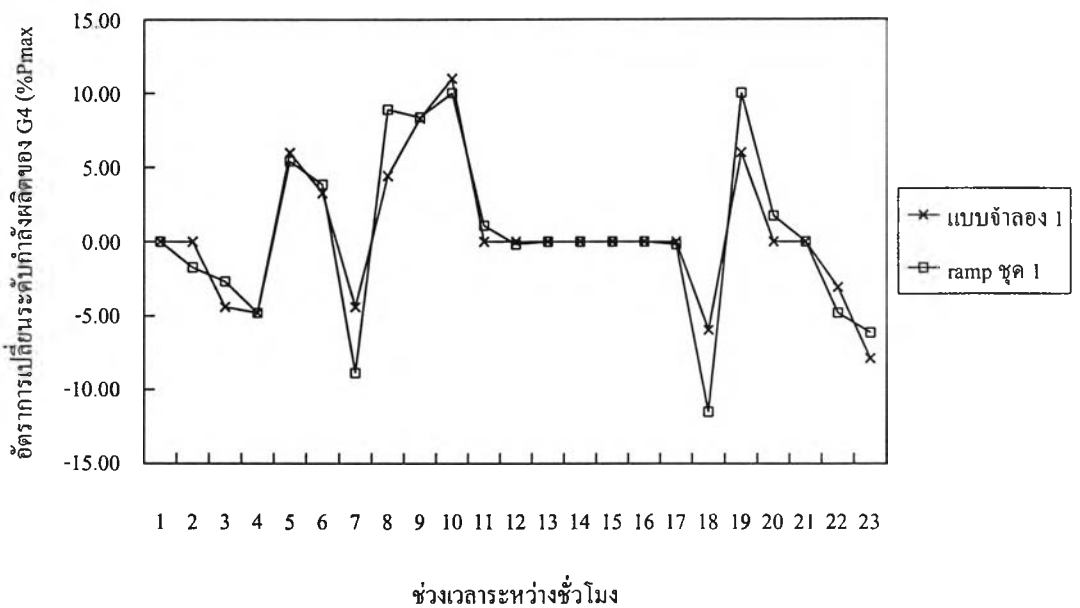
พิจารณากำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า G4 ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 2 ดังแสดงในตารางที่ 5.2) พบว่า เงื่อนไข ramp rate มีผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า (ดังรูปที่ 5.6)

ตารางที่ 5.2 กำลังไฟฟ้าที่ G4 ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 2 (ด้วยค่า ramp rate ชุดที่ 1)

ชม.	กำลังผลิต G4 ที่ได้จัดสรร(MWh)		กำลังผลิต G4 ที่ได้จัดสรร(%Pmax)	
	แบบจำลองที่ 1	ramp ชุดที่ 1	แบบจำลองที่ 1	ramp ชุดที่ 1
1	370	370	71.15	71.15
2	370	370	71.15	71.15
3	370	361	71.15	69.42
4	347	347	66.73	66.73
5	322	322	61.92	61.92
6	353	350	67.88	67.31
7	370	370	71.15	71.15
8	347	323.8	66.73	62.27
9	370	370	71.15	71.15
10	413	413.4	79.42	79.50
11	470	465.4	90.38	89.50
12	470	471	90.38	90.58
13	470	470	90.38	90.38
14	470	470	90.38	90.38
15	470	470	90.38	90.38
16	470	470	90.38	90.38
17	470	470	90.38	90.38
18	470	469	90.38	90.19
19	439	409	84.42	78.65
20	470	461	90.38	88.65
21	470	470	90.38	90.38
22	470	470	90.38	90.38
23	454	445	87.31	85.58
24	413	413	79.42	79.42



รูปที่ 5.6 กำลังไฟฟ้าของ G4 ที่ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 2 (ด้วยค่า ramp ชุดที่ 1)



รูปที่ 5.7 การเพิ่มและลดกำลังผลิตของ G4 (%) เทียบกับกำลังผลิตสูงสุด

พิจารณาการเปลี่ยนระดับกำลังผลิตของ G4 จากชั่วโมงที่ 10 ไปชั่วโมงที่ 11 (ช่วงเวลาระหว่างชั่วโมงที่ 10) ดังรูปที่ 5.7 ถ้าทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 แล้ว G4 จะต้องเพิ่มระดับกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าประมาณ 11% เมื่อเทียบกับกำลังผลิตสูงสุด แต่เมื่อมีการเพิ่มเงื่อนไข ramp rate เข้าไปในแบบจำลองที่ 2 ทำให้ G4 มีข้อจำกัดในการเพิ่มระดับกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น ดังจะเห็นจากรูปที่ 5.7 ได้ว่า จากแบบจำลองที่ 2 ชุดที่ 1 G4 ถูกจำกัดให้อัตราการเพิ่ม

กำลังผลิตอยู่ที่ 10% (เทียบกับ $P_{G4,max}$) ซึ่งเท่ากับค่า ramp rate ที่ใช้เป็นเงื่อนไขในแบบจำลองที่ 2 เงื่อนไข ramp rate ไม่เพียงแต่ส่งผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงชั่วโมงใดชั่วโมงหนึ่งของ G4 เท่านั้น แต่ส่งผลกระทบทั้งต่อการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตกำลังผลิตพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบด้วย ทั้งนี้เพราะเมื่อ G4 ได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลงในชั่วโมงที่ 11 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอื่นก็ต้องได้รับการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อให้ระบบมีกำลังผลิตรวมทั้งหมดเท่าเดิมและเพียงพอต่อการจ่ายโหลด ถ้าจุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องหนึ่งเปลี่ยนไป ย่อมส่งผลกระทบไปถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอื่นในระบบอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เพียงแต่ผลกระทบจะมากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับรูปแบบของโหลดและกลยุทธ์ในการเสนอขายกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบด้วย

การปรับเปลี่ยนจุดทำงานใหม่ของระบบดังกล่าวส่งผลกระทบต่อไปเป็นลูกโซ่ รวมไปถึงผลการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงไปด้วย เพื่อหาจุดทำงานใหม่ที่ระบบจะมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบต่ำที่สุด

ตารางที่ 5.3 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบจากแบบจำลองชุดที่ 1 และ 2

ชุดแบบจำลอง	EMC ($)	CRMC ($)	MC ($)
แบบจำลองที่ 1	160445.0	2806.08	163251.08
แบบจำลองที่ 2 ค่า ramp rate ชุดที่ 1	160494.2	2832.56	163326.76
แบบจำลองที่ 2 ค่า ramp rate ชุดที่ 2	160479.9	2806.08	163285.98
แบบจำลองที่ 2 ค่า ramp rate ชุดที่ 3	160465.2	2806.08	163271.28

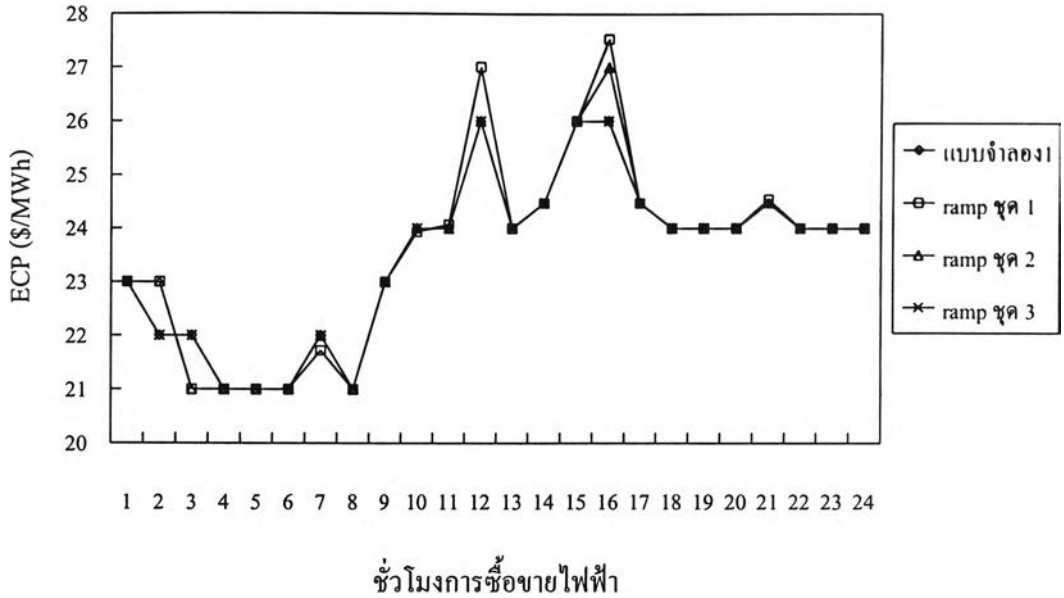
เมื่อ ramp rate มีค่าต่ำ(Ramp rate ชุดที่ 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้เปลี่ยนระดับกำลังผลิตระหว่างชั่วโมงได้น้อย ทำให้บางชั่วโมงจำเป็นต้องเลือกให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเสนอราคาขายไฟฟ้าในราคาที่สูงให้ผลิตไฟฟ้าแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาต่ำกว่า แต่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขของ ramp rate ของที่กำหนดได้ ตารางที่ 5.3 แสดงให้เห็นว่า ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า ramp rate ต่ำ จะทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของระบบ(MC)มีราคาสูงขึ้น และเมื่อยอมผ่อนคลายเงื่อนไข ramp rate ให้มีค่าสูงขึ้น คือ ยอมรับให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงได้มากขึ้น หรือกำหนดค่า ramp rate สูงขึ้น (ดังเงื่อนไข ramp rate ชุดที่ 2 และ 3 ตามลำดับ) จะพบว่า ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของระบบมีค่าลดต่ำลง และถ้าเพิ่ม ramp rate ให้สูงขึ้นถึงจุดๆ หนึ่ง เงื่อนไข ramp rate จะไม่มีผลกระทบกับแบบจำลองจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 2 จะไม่แตกต่างกับแบบจำลองที่ 1

การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 2 มีแนวโน้มจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของตลาดไฟฟ้าใน 1 วันมีค่าสูงขึ้นกว่าแบบจำลองที่ 1 (ดังตารางที่ 5.3) หาก ramp rate มีค่าต่ำ จะทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าน้อยลง อันส่งผลต่อค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบที่สูงขึ้น เมื่อแยกพิจารณาค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์หรือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของระบบออกเป็นค่าใช้จ่ายผลิตพลังงานไฟฟ้า(EMC) และค่าใช้จ่ายกำลังผลิตพร้อมจ่าย(CRMC) พบว่า เมื่อ ramp rate มีค่าต่ำ จะทำให้ค่าใช้จ่ายของพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีค่าสูงขึ้น โดยค่าใช้จ่ายของสินค้าไฟฟ้าทั้ง 2 ชนิดจะค่อยๆ ลดลงเมื่อ ramp rate มีค่าสูงขึ้น

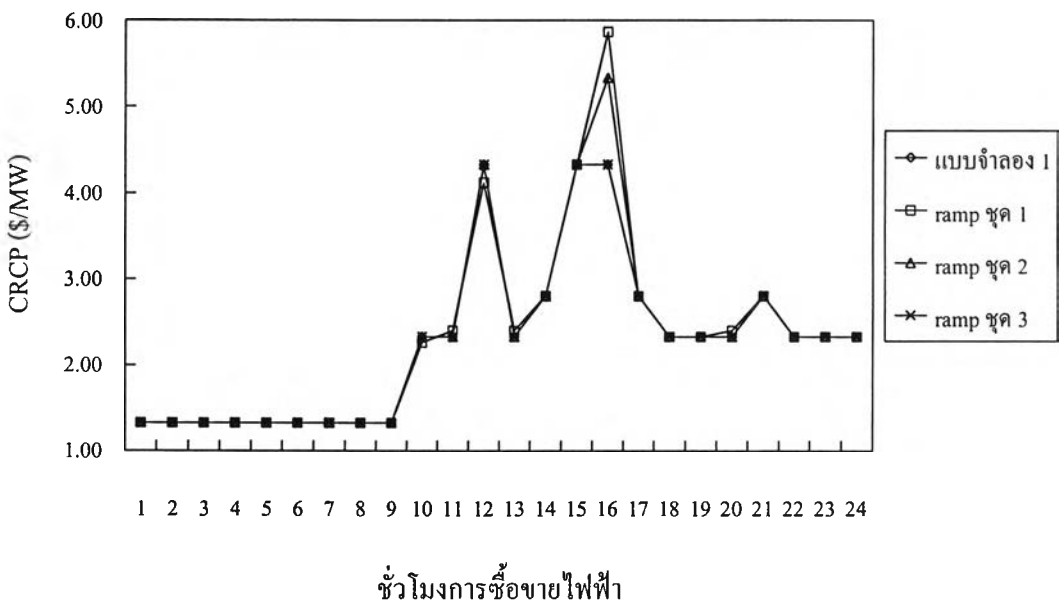
สาเหตุที่แบบจำลองที่ 2 มีค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าแบบจำลองที่ 1 เนื่องมาจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีข้อจำกัดในการเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้า ทำให้ ISO ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตให้ระบบมีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดดังแบบจำลองที่ 1 ได้ เพราะ ISO จำเป็นต้องเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายสูงขึ้นเข้ามาผลิตไฟฟ้า(ทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย)แทนเครื่องที่มีราคาเสนอขายต่ำกว่าแต่ไม่สามารถปรับระดับกำลังผลิตได้เพียงพอตามเงื่อนไขของตลาด

ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่า เงื่อนไข ramp rate จะมีผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าหรือไม่ ขึ้นอยู่กับความผันผวนของโหลดทั้ง 24 ชั่วโมง เพราะถ้าโหลดมีความผันผวนสูงจะส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะได้รับการจัดสรรมีความผันผวน ซึ่งจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องมีการเพิ่มและลดระดับกำลังผลิตในแต่ละชั่วโมงสูงตามไปด้วย อีกทั้งเงื่อนไข ramp rate ซึ่งมีผลต่อการจำกัดการเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงนั้น ไม่ได้ส่งผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง เช่น การปรับกำลังผลิตเฉพาะชั่วโมงที่ต้องมีการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตมากเกินไป แต่จะทำการจัดสรรกำลังผลิตทั้ง 24 ชั่วโมงเพื่อให้ราคาค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าตลอดทั้งวันมีค่าต่ำที่สุด

นอกจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะสูงขึ้นแล้ว ราคาสินค้าไฟฟ้าทั้ง ECP และ CRCP ยังมีความผันผวนมากขึ้นด้วย ดังรูปที่ 5.8 และ 5.9 ตามลำดับ การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาขายกำลังผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าให้ตลาดแทนเครื่องที่เสนอราคาขายต่ำกว่า ทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 2 มีค่าสูงกว่าแบบจำลองที่ 1 และจะเห็นได้ว่ายิ่งเงื่อนไข ramp rate จำกัดการเพิ่มและลดระดับกำลังผลิตไฟฟ้ามากเท่าไร(ค่า ramp rate ยิ่งมีค่าน้อย) จะยิ่งทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าของระบบมีค่าสูงขึ้น



รูปที่ 5.8 ราคาพลังงานไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 และ 2 (ด้วยค่า ramp rate ทั้ง 3 ชุด)



รูปที่ 5.9 ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายจากแบบจำลองที่ 1 และ 2 (ด้วยค่า ramp rate ทั้ง 3 ชุด)

แม้ว่าเงื่อนไข ramp rate จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาสูงได้รับการจัดสรรกำลังผลิตเพิ่มมากขึ้น แต่เมื่อพิจารณารูปที่ 5.8 และ 5.9 จะพบว่า ทั้งราคาพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายกลับมีค่าสูงกว่าราคาสูงสุดของช่วงเสนอที่ได้รับการจัดสรรกำลังผลิตในตลาดไฟฟ้าเสียอีก เช่น ในชั่วโมงที่ 16 ราคาพลังงานไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 2 ชุดที่ 1 สูงถึง $27.53/MWh ทั้งๆ ที่ราคาเสนอขายพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของช่วงเสนอที่ได้รับการคัดเลือกให้ผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ $27/MWh และ

ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายจากแบบจำลองที่ 2 ชุดที่ 1 ที่สูงถึง $5.86/MW ทั้งที่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายสูงสุดอยู่ที่ $3.33/MW เท่านั้น ปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 5.6 วิธีคำนวณและความหมายของราคาค่าไฟฟ้า

ถึงแม้ว่าราคาสินค้าไฟฟ้าในบางชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 2 จะมีค่าสูงมาก แต่ไม่ได้หมายความว่าจะทำให้มูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งวันสูงขึ้นมากตามไปด้วย เพราะราคาสินค้าไฟฟ้าที่สูงมากนั้นจะใช้คิดกับหน่วยของสินค้าไฟฟ้าในชั่วโมงหนึ่งๆ เท่านั้น และเพื่อวิเคราะห์ถึงมูลค่าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของสินค้าไฟฟ้าแต่ละประเภท จึงได้คำนวณหามูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดใน 1 วันด้วยการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้าด้วยสมการ (5.1) ซึ่งแสดงดังตารางที่ 5.4

$$\overline{X} = \frac{\sum_{i=1}^{24} X_i W_i}{\sum_{i=1}^{24} W_i} \qquad \text{.....(5.1)}$$

เมื่อ X_i = ราคาสินค้าไฟฟ้าต่อหน่วย (ECP $/MWh หรือ CRCP $/MW) ในแต่ละชั่วโมง

W_i = จำนวนหน่วยของสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง (MWh หรือ MW)

i = ชั่วโมงการซื้อขายไฟฟ้าที่ 1, 2, 3, ..., 23, 24

ตารางที่ 5.4 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของ ECP และ CRCP จากแบบจำลองที่ 1 และ 2

ชุดแบบจำลอง		ค่าเฉลี่ย ($/MWh)	
		ECP	CRCP
แบบจำลองที่ 1		23.65	2.37
แบบจำลองที่ 2	ramp rate ชุดที่ 1	23.77	2.44
	ramp rate ชุดที่ 2	23.70	2.42
	ramp rate ชุดที่ 3	23.65	2.37

พิจารณาตารางที่ 5.4 เมื่อเปรียบเทียบแบบจำลองที่ 1 กับแบบจำลองที่ 2 ชุดที่ 1 จะพบว่าแม้ว่าในชั่วโมงที่ 16 ค่า ECP จากแบบจำลองที่ 2 จะสูงถึง $27.53/MWh แต่ค่า ECP เฉลี่ยตลอดทั้งวันเท่ากับ $23.77/MWh ซึ่งสูงกว่าค่า ECP เฉลี่ยจากแบบจำลองที่ 1 เพียง $0.12/MWh เท่านั้น และในทำนองเดียวกันพบว่า ค่า CRCP เฉลี่ยจากแบบจำลองที่ 2 สูงกว่าจากแบบจำลองที่ 1 เพียง $0.07/MW พิจารณาโหลดตลอด 1 วันมีทั้งสิ้น 20,711 MWh และกำลังผลิตพร้อมจ่ายรวมเท่ากับ

2,073 MW ถ้าทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 2 และ ramp rate ชุดที่ 1 จะทำให้มูลค่าของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดสูงขึ้นเท่ากับ 20,711 x 0.12 = $2,485.32 และมูลค่าของกำลังผลิตพร้อมจ่ายทั้งหมดสูงขึ้นเท่ากับ 2,073 x 0.07 = $145.11 ดังนั้น ถึงแม้ว่าค่า ECP และ CRCP จะมีความผันผวนในแต่ละชั่วโมงมาก หรือมีค่าสูงขึ้นอันเนื่องมาจากการใช้เงื่อนไข ramp rate ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า แต่มูลค่าของสินค้าไฟฟ้าโดยรวมจะไม่สูงขึ้นมากนัก กล่าวคือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่ซื้อขายในตลาดจะสูงขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

เนื่องจากค่า ECP และ CRCP ในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนตามความต้องการของโหลด บางชั่วโมงราคาสินค้าไฟฟ้ามีค่าสูง บางชั่วโมงมีค่าต่ำ จึงได้ใช้สมการ (5.2) คำนวณค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง และสมการ (5.3) คำนวณค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้า เพื่อนำไปวิเคราห์ถึงความผันผวนของราคาค่าไฟฟ้าต่อไป

$$\overline{X} = \frac{\sum_{i=1}^{24} X_i}{24} \qquad \text{.....(5.2)}$$

เมื่อ $\overline{X}$ = ค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้า

X_i = ราคาสินค้าไฟฟ้าต่อหน่วย (ECP $/MWh หรือ CRCP $/MW) ในแต่ละชั่วโมง

i = ชั่วโมงการซื้อขายไฟฟ้าที่ 1, 2, 3, ..., 23, 24

$$S.D. = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (X_i - \overline{X})^2}{n-1}} \qquad \text{.....(5.3)}$$

เมื่อ S.D. = ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้า

X_i = ราคาสินค้าไฟฟ้าต่อหน่วย (ECP $/MWh หรือ CRCP $/MW) ในแต่ละชั่วโมง

i = ชั่วโมงการซื้อขายไฟฟ้าที่ 1, 2, 3, ..., 23, 24

$\overline{X}$ = ค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการ (5.2)

n = จำนวนชั่วโมงที่ใช้ในการคำนวณจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า ในที่นี้เท่ากับ 24

เนื่องจากราคาสินค้าไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละชั่วโมง จึงได้พิจารณาคำนวณค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดดังแสดงในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 และ 2

ชุดแบบจำลอง		ค่าเฉลี่ย ($/MWh)		S.D.		S.D. ต่อ $1/MWh	
		ECP	CRCP	ECP	CRCP	ECP	CRCP
แบบจำลองที่ 1		23.48	2.26	1.56	0.97	0.07	0.43
แบบจำลองที่ 2	ramp ชุดที่ 1	23.57	2.32	1.81	1.13	0.08	0.49
	ramp ชุดที่ 2	23.52	2.31	1.67	1.08	0.07	0.47
	ramp ชุดที่ 3	23.48	2.26	1.56	0.97	0.07	0.43

เหตุที่นำค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานมาใช้เป็นดัชนีวัดความผันผวนของราคาสินค้าไฟฟ้า เพราะค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานจะบอกถึงความแตกต่างเฉลี่ยของข้อมูลและค่าเฉลี่ยของข้อมูล กรณีนี้จึงมีความหมายถึง ค่าเฉลี่ยที่ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจะมีค่าแตกต่างกับค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้า และเพราะค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 และ 2 ทั้ง 3 ชุดมีค่าต่างกัน ทำให้ไม่สามารถนำค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้า(S.D.)มาเปรียบเทียบกันโดยตรงได้ จึงได้นำค่า S.D. มาหารด้วยค่าเฉลี่ยเสียก่อน ทำให้ได้ค่า S.D. ของราคาสินค้าไฟฟ้า 1 หน่วย จากนั้นจึงจะสามารถนำค่า S.D. ต่อหน่วยราคามาใช้เปรียบเทียบกันได้

จากตารางที่ 5.5 พบว่า เงื่อนไข ramp rate มีผลทำให้ค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้า(ทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย)ในแต่ละชั่วโมงสูงขึ้น เมื่อผ่อนคลายเงื่อนไข ramp rate มากขึ้นด้วยการเพิ่มค่า ramp rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มากขึ้น ราคาสินค้าไฟฟ้ามีแนวโน้มจะลดลง ดังจะเห็นจากการที่ค่าเฉลี่ยราคาสินค้าไฟฟ้าที่ได้จากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย ramp rate ชุดที่ 3 มีค่าใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยที่ได้จากแบบจำลองที่ 1

ความผันผวนของราคาสินค้าไฟฟ้าคือ ความเปลี่ยนแปลงของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงการซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากค่า S.D. ของราคาสินค้าไฟฟ้า 1 หน่วย มีความหมายว่า ถ้าราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ยเท่ากับ 1 หน่วยแล้ว ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจะมีค่าต่างกับค่าเฉลี่ยประมาณเท่ากับค่า S.D. นั้น จึงสามารถนำค่า S.D. ต่อหน่วยราคาสินค้าไฟฟ้ามาใช้เป็นตัววัดความผันผวนของราคาสินค้าไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าได้

จากตารางที่ 5.5 พบว่า เงื่อนไข ramp rate ที่เข้มงวด คือการที่ระบบกำหนดค่า ramp rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ต่ำ นอกจากจะทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละชั่วโมงสูงขึ้นแล้ว ยังทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนเพิ่มมากขึ้นด้วย และเมื่อมีการผ่อนคลายเงื่อนไข ramp rate มากขึ้นด้วยการเพิ่มค่า ramp rate ราคาสินค้าไฟฟ้าจะมีความผันผวนน้อยลงจนใกล้เคียงกับแบบจำลองที่ 1

ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่า เงื่อนไข ramp rate หรืออัตราการเปลี่ยนแปลงระดับกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นมีผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตทั้งในส่วนของพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย ซึ่งจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบ(MC,EMC,CRMC)มีค่าสูงขึ้น ระบบจะมีราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ย($\overline{\text{ECP}}, \overline{\text{CRCP}}$)สูงขึ้น ราคาสินค้าไฟฟ้ามีความผันผวน(S.D. ต่อหน่วยราคา)ในแต่ละชั่วโมงมากขึ้น และมูลค่าของสินค้าไฟฟ้ารวมทั้งวันซึ่งพิจารณาจากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้าจะสูงขึ้นด้วย

5.4 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 3

แบบจำลองที่ 3 (หัวข้อ 4.6) เป็นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย อันประกอบด้วยเงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตดังนี้

1) ความพอเพียงในการจ่ายโหลดของระบบ
2) ความพอเพียงของกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบ
3) ข้อจำกัดด้านกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4) ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย

เนื่องจากเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและการทำหน้าที่บริการเสริมความมั่นคงฯ (อันได้แก่ กำลังผลิตพร้อมจ่าย)ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกจำกัดให้ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เต็มพิกัด 100% ในแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายนี้ ยิ่งเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดมีค่า P_c ต่ำเท่าไร(หัวข้อ 4.6) จะยิ่งส่งผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตมากเท่านั้น เพราะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขีดจำกัดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายในแต่ละชั่วโมงมากขึ้น และทำให้การพิจารณาความเหมาะสมระหว่างการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีความซับซ้อนมากขึ้น

ในแบบจำลองที่ 3 นี้จะได้ทำการทดสอบการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตแต่ละชนิดทั้งหมด 3 ชุด เพื่อวิเคราะห์ถึงผลของเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย ว่าจะส่งผลอย่างไร มากน้อยเพียงไร ต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ

เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตแต่ละชนิดทั้ง 3 ชุดที่ใช้ในแบบจำลองที่ 3 ได้แก่

1. ค่า P_c ชุดที่ 1 : $P_c = 70\%$ ของ P_{max}
2. ค่า P_c ชุดที่ 2 : $P_c = 80\%$ ของ P_{max}
3. ค่า P_c ชุดที่ 3 : $P_c = 90\%$ ของ P_{max}

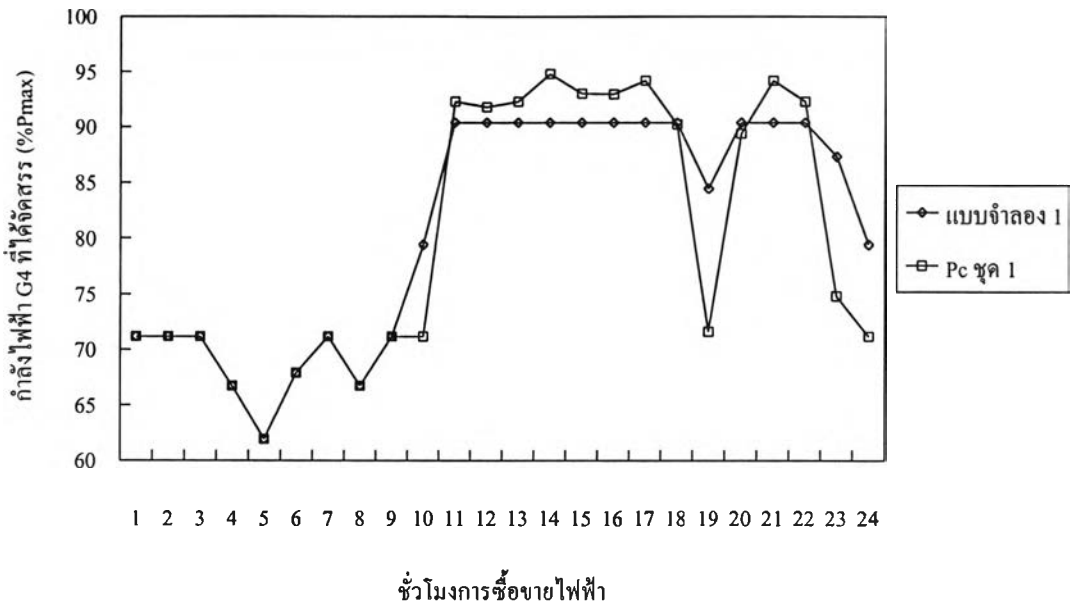
แบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 ซึ่งมีค่า P_c น้อยที่สุด ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความสามารถในการผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายในเวลาเดียวกันน้อยที่สุด อันทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นในการจัดสรรกำลังผลิตน้อยที่สุดในบรรดาแบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 ถึง 3 ส่วนแบบจำลองชุดที่ 3 เป็นชุดที่มีความยืดหยุ่นมากที่สุด

ผลการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 3 ทั้ง 3 ชุด ทั้งจำนวน MW ราคา และค่าใช้จ่ายในการผลิตสินค้าไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ ก11 ถึง ก16(ภาคผนวก)

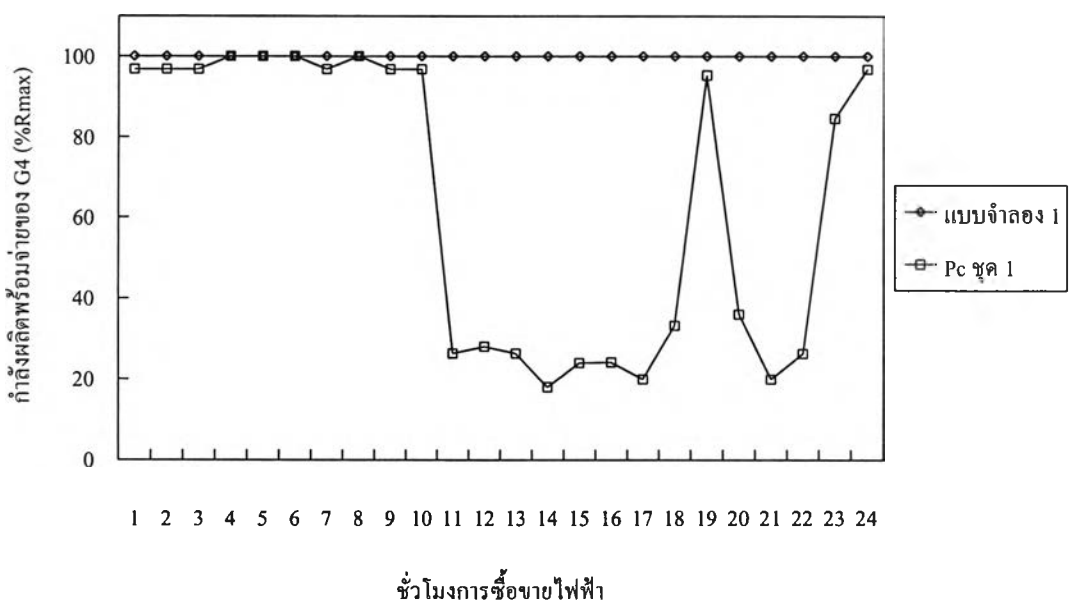
ตารางที่ 5.6 กำลังไฟฟ้า(EMW)และกำลังผลิตพร้อมจ่าย(CRMW) ที่ G4 ได้รับการจัดสรร จากแบบจำลองที่ 1 และ 3 ชุดที่ 1 (หรือ P_c ชุดที่ 1)

ชม.	กำลังผลิต G4 ที่ได้รับจัดสรร							
	แบบจำลองที่ 1				แบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1			
	EMW	%Pmax	CRMW	%Rmax	EMW	%Pmax	CRMW	%Rmax
1	370	71.15	50	100	370	71.15	48.41	96.82
2	370	71.15	50	100	370	71.15	48.41	96.82
3	370	71.15	50	100	370	71.15	48.41	96.82
4	347	66.73	50	100	347	66.73	50	100
5	322	61.92	50	100	322	61.92	50	100
6	353	67.88	50	100	353	67.88	50	100
7	370	71.15	50	100	370	71.15	48.41	96.82
8	347	66.73	50	100	347	66.73	50	100
9	370	71.15	50	100	370	71.15	48.41	96.82
10	413	79.42	50	100	370	71.15	48.41	96.82
11	470	90.38	50	100	479.96	92.3	13.17	26.33
12	470	90.38	50	100	477.36	91.8	14	28
13	470	90.38	50	100	479.96	92.3	13.17	26.33
14	470	90.38	50	100	492.96	94.8	9	18
15	470	90.38	50	100	483.6	93	12	24
16	470	90.38	50	100	483.36	92.95	12.08	24.15
17	470	90.38	50	100	489.84	94.2	10	20
18	470	90.38	50	100	469.13	90.22	16.64	33.28
19	439	84.42	50	100	372.34	71.60	47.66	95.32
20	470	90.38	50	100	464.79	89.38	18.03	36.06
21	470	90.38	50	100	489.84	94.2	10	20
22	470	90.38	50	100	479.96	92.3	13.17	26.33
23	454	87.31	50	100	388.87	74.78	42.36	84.72
24	413	79.42	50	100	370	71.15	48.41	96.82

พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า G4 ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 3 (ดังตารางที่ 5.6) พบว่า เงื่อนไขการเชื่อมโยงกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดมีผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 5.10 และ 5.11



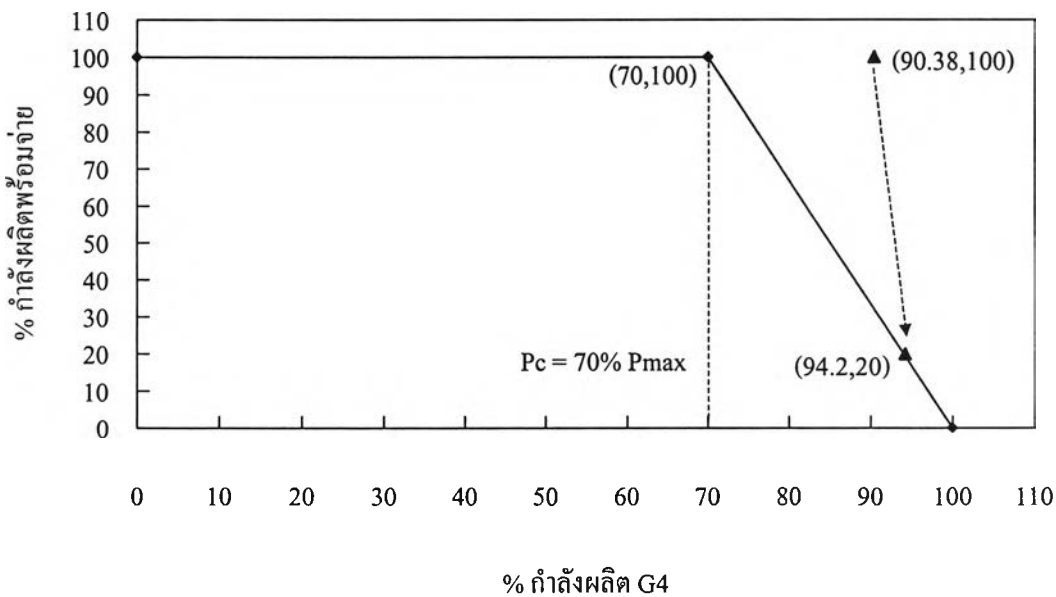
รูปที่ 5.10 กำลังไฟฟ้าของ G4 ที่ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 3 (ด้วยค่า P_c ชุดที่ 1)



รูปที่ 5.11 กำลังผลิตพร้อมจ่ายของ G4 ที่ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 3 (ด้วยค่า P_c ชุดที่ 1)

พิจารณาการกำลังผลิตของ G4 ในชั่วโมงที่ 21 ดังรูปที่ 5.12 ถ้าทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 แล้ว G4 จะได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ระดับกำลังผลิต 90.38%

เมื่อเทียบกับกำลังผลิตสูงสุด และให้ทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่ระดับ 100% เมื่อเทียบกับความสามารถสูงสุดในการเป็นกำลังผลิตพร้อมจ่ายของ G4 แต่เมื่อมีการเพิ่มเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดด้วยค่า P_c ชุดที่ 1 จะทำให้ G4 มีข้อจำกัดในผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ดังจะเห็นจากรูปที่ 5.12 ได้ว่า จากแบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 แม้ว่า G4 จะได้รับการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ระดับ 94.2% (เทียบกับ $P_{G4,max}$) แต่ G4 ได้ถูกจำกัดให้ทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่ระดับ 20% (เทียบกับ R_{max}) ทั้งนี้เพราะเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตแต่ละชนิดในแบบจำลองที่ 3 นี้กำหนดให้จุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องอยู่ในพื้นที่สี่เหลี่ยมคางหมู



รูปที่ 5.12 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่ G4 ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 และ 3 (ด้วยค่า P_c ชุดที่ 1)

ผลการจัดสรรกำลังผลิต พบว่า เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดไม่เพียงแต่ส่งผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงชั่วโมงใดชั่วโมงหนึ่งของ G4 เท่านั้น แต่ยังส่งผลกระทบทั้งต่อการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่นๆ ในระบบด้วย ทั้งนี้เพราะเมื่อ G4 ได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและผลิตกำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลงในชั่วโมงที่ 21 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวอื่นจึงได้รับการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลงและกำลังผลิตพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เพื่อให้ระบบมีกำลังผลิตรวมทั้งหมดเท่าเดิมและเพียงพอต่อการจ่ายโหลด ถ้าจุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องหนึ่งเปลี่ยนไป ย่อมส่งผลกระทบไปถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่นในระบบอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

เพียงแต่ผลกระทบจะมากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับรูปแบบของโหลดและกลยุทธ์การเสนอขายกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบด้วย

การปรับเปลี่ยนจุดทำงานใหม่ของระบบดังกล่าวส่งผลกระทบต่อไปเป็นลูกโซ่ รวมไปถึงผลการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงไปด้วย เพื่อหาจุดทำงานใหม่ที่ระบบจะมีค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบต่ำที่สุด

ตารางที่ 5.7 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบจากแบบจำลองชุดที่ 1 และ 3

ชุดแบบจำลอง	EMC ($)	CRMC ($)	MC ($)
แบบจำลองที่ 1	160445.00	2806.08	163251.08
แบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1	161376.53	3462.21	164838.74
แบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 2	160451.19	3347.46	163798.66
แบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 3	160451.00	2814.90	163265.90

เมื่อเทียบแบบจำลองที่ 3 กับแบบจำลองที่ 1 กรณี P_c มีค่าน้อย(P_c ชุดที่ 1) ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าในปริมาณมาก จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับการจัดสรรให้ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายในปริมาณน้อยลง ในทางกลับกัน ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับการจัดสรรให้ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายในปริมาณมาก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะได้รับการจัดสรรให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าในปริมาณที่น้อยลง ทำให้ในบางชั่วโมง ISO ต้องเลือกให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเสนอราคาขายไฟฟ้าในราคาที่สูงขึ้นเข้ามาผลิตไฟฟ้าแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาต่ำกว่าแต่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดที่กำหนดได้ ตารางที่ 5.7 แสดงให้เห็นว่า ถ้า ISO ใช้กำหนดค่า P_c ไว้ต่ำ(P_c ชุดที่ 1) จะทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบมีค่าสูงขึ้น และเมื่อยอมผ่อนคลายเงื่อนไขให้ P_c มีค่าสูงขึ้น คือ ยอมรับให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถทำหน้าที่ผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายพร้อมกันในแต่ละชั่วโมงได้มากขึ้น (ดังเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดด้วยค่า P_c ชุดที่ 2 และ 3 ตามลำดับ) จะพบว่า ค่าใช้จ่ายผลิตสินค้าไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าลดลง และถ้าเพิ่มค่า P_c ให้สูงขึ้นถึงจุดๆ หนึ่ง เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างการผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายจะไม่มีผลกระทบกับแบบจำลองจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 3 จะไม่แตกต่างกับแบบจำลองที่ 1

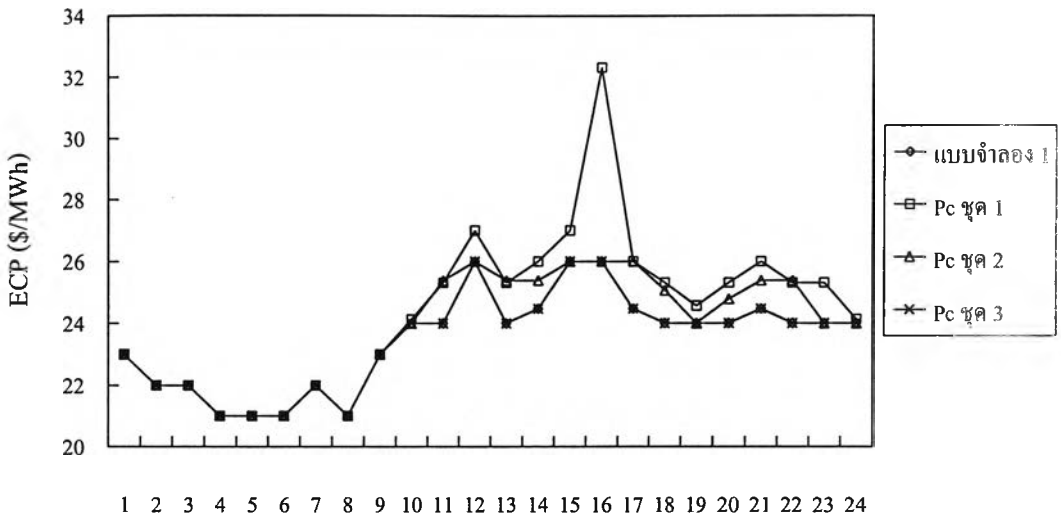
การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 3 ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของตลาดไฟฟ้าใน 1 วันมีค่าสูงขึ้นกว่าแบบจำลองที่ 1 และหากกำหนดให้ P_c มีค่าต่ำ จะทำให้

ระบบมีความยืดหยุ่นในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าน้อยลง อันส่งผลต่อค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบที่สูงขึ้น โดยแบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 มีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า(MC)สูงกว่าแบบจำลองที่ 1 มาก และค่า MC จะค่อยๆ ลดลงเมื่อกำหนดให้ P_c มีค่าสูงขึ้น(P_c ชุดที่ 2 และ 3 ตามลำดับ) เมื่อแยกพิจารณาค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์หรือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของระบบออกเป็นค่าใช้จ่ายผลิตพลังงานไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายกำลังผลิตพร้อมจ่าย พบว่า เมื่อ P_c มีค่าต่ำ จะทำให้ค่าใช้จ่ายของพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีค่าสูงขึ้น และค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้าจะค่อยๆ ลดลงเมื่อ P_c มีค่าสูงขึ้น

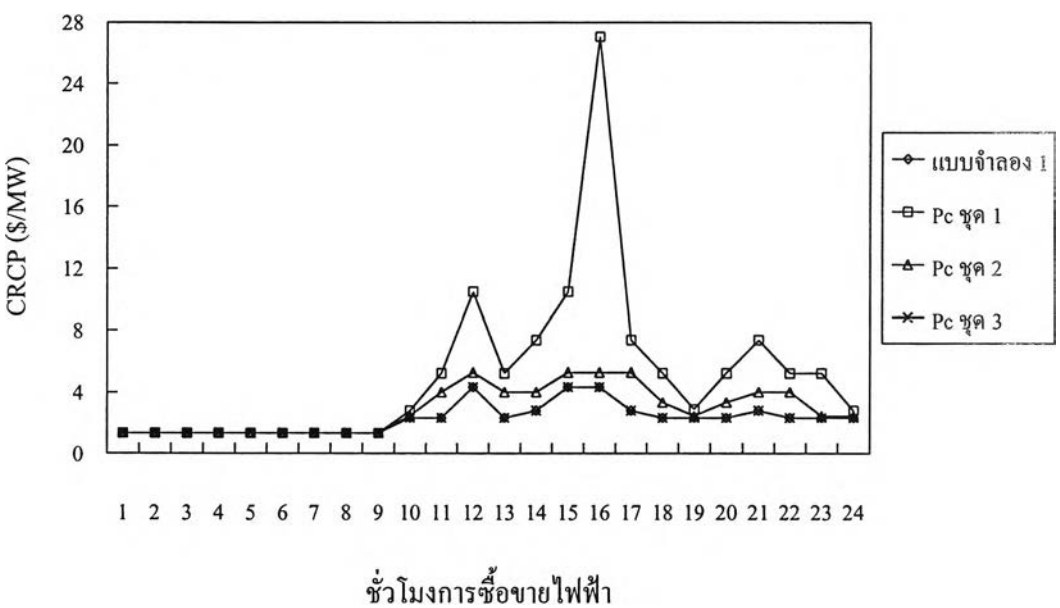
สาเหตุที่แบบจำลองที่ 3 มีค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าแบบจำลองที่ 1 เนื่องมาจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีข้อจำกัดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย ทำให้ ISO ไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตให้ระบบมีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดดังแบบจำลองที่ 1 ได้ เพราะ ISO จำเป็นต้องเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาเสนอขายสูงขึ้นเข้ามาผลิตไฟฟ้า(ทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย)แทนเครื่องที่มีราคาเสนอขายต่ำกว่าแต่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่อันเนื่องมาจากเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิด

นอกจากค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าจะสูงขึ้นแล้ว ราคาสินค้าไฟฟ้าทั้ง ECP และ CRCP ยังมีความผันผวนมากขึ้นด้วย ดังรูปที่ 5.13 และ 5.14 ตามลำดับ การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอราคาขายกำลังผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าให้ตลาดแทนเครื่องที่มีราคาต่ำกว่า ทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 3 มีค่าสูงกว่าแบบจำลองที่ 1 และจะเห็นได้ว่า ยิ่งเงื่อนไข P_c จำกัดการผลิตไฟฟ้ามากเท่าไร(ค่า P_c ยิ่งมีค่าน้อย) จะยิ่งทำให้ราคาสินค้าไฟของระบบมีค่าสูงขึ้นมากเท่านั้น

แม้ว่าเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาสูงได้รับการจัดสรรกำลังผลิตเพิ่มมากขึ้น แต่เมื่อพิจารณารูปที่ 5.13 และ 5.14 จะพบว่า ทั้งราคาพลังงานไฟฟ้าและราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายกลับมีค่าสูงกว่าราคาสูงสุดของช่วงเสนอขายกำลังผลิตที่ได้รับการจัดสรรในตลาดไฟฟ้าเสียอีก เช่น ในชั่วโมงที่ 16 ราคาพลังงานไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 สูงถึง $32.31/MWh ทั้งๆ ที่ราคาเสนอขายพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของช่วงเสนอที่ได้รับการจัดสรรอยู่ที่ $27/MWh และราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายจากแบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 ที่สูงถึง $27.06/MW ทั้งๆ ที่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายสูงสุดอยู่ที่ $3.33/MW เท่านั้น ปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 5.6 วิธีคำนวณและความหมายของราคาค่าไฟฟ้า



รูปที่ 5.13 ราคาพลังงานไฟฟ้าไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 และ 3 (ด้วยค่า P_c ชุดที่ 1)



รูปที่ 5.14 ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายจากแบบจำลองที่ 1 และ 3 (ด้วยค่า P_c ชุดที่ 1)

ถึงแม้ว่าราคาสินค้าไฟฟ้าต่อหน่วยในบางชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 3 จะมีค่าสูงมาก แต่ไม่ได้หมายความว่าจะทำให้มูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งวันสูงขึ้นมากตามไปด้วย เพราะราคาสินค้าไฟฟ้าที่สูงมากนั้นจะใช้คิดกับหน่วยของสินค้าไฟฟ้าในชั่วโมงหนึ่งๆ เท่านั้น และเพื่อวิเคราะห์ถึงมูลค่าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของสินค้าไฟฟ้าแต่ละประเภท จึงได้คำนวณหามูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้ง

หมดใน 1 วันด้วยการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้าด้วยสมการ (5.1) (ในหัวข้อ 5.3) ซึ่งแสดงดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของ ECP และ CRCP จากแบบจำลองที่ 1 และ 3

ชุดแบบจำลอง		ค่าเฉลี่ย ($/MWh)	
		ECP	CRCP
แบบจำลองที่ 1		23.65	2.37
แบบจำลองที่ 3	P_c ชุดที่ 1	24.66	5.55
	P_c ชุดที่ 2	24.08	3.07
	P_c ชุดที่ 3	23.65	2.37

พิจารณาตารางที่ 5.8 เมื่อเปรียบเทียบแบบจำลองที่ 1 กับแบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 จะพบว่า แม้ว่าในชั่วโมงที่ 16 ค่า ECP จากแบบจำลองที่ 3 จะสูงถึง $32.31/MWh แต่ค่า ECP เฉลี่ยตลอดทั้งวันเท่ากับ $24.66/MWh ซึ่งสูงกว่าค่า ECP เฉลี่ยจากแบบจำลองที่ 1 เพียง $1.01/MWh เท่านั้น และในทำนองเดียวกันพบว่า ค่า CRCP เฉลี่ยจากแบบจำลองที่ 3 สูงกว่าจากแบบจำลองที่ 1 เพียง $3.18/MW พิจารณาโหลดตลอด 1 วันมีทั้งสิ้น 20,711 MWh และกำลังผลิตพร้อมจ่ายรวมเท่ากับ 2,073 MW ดังนั้น ถ้าทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 3 ด้วยค่า P_c ชุดที่ 1 จะทำให้มูลค่าของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดสูงขึ้นเท่ากับ 20,711 x 1.01 = $20,918.11 และมูลค่าของกำลังผลิตพร้อมจ่ายทั้งหมดสูงขึ้นเท่ากับ 2,073 x 3.18 = $6,592.14 ทำให้มูลค่าของสินค้าไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นเท่ากับ $27,510.25

จึงกล่าวได้ว่า เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตแต่ละชนิด ทำให้ราคาและมูลค่าของสินค้าไฟฟ้าทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายสูงขึ้น(เมื่อเทียบกับแบบจำลองที่ 1) ซึ่งราคาสินค้าไฟฟ้าจะลดลงได้เมื่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าผ่อนคลายเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดลง โดยการเพิ่มค่า P_c ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ

เนื่องจากค่า ECP และ CRCP ในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนตามความต้องการของโหลด บางชั่วโมงราคาสินค้าไฟฟ้ามีค่าสูง บางชั่วโมงมีค่าต่ำ จึงได้พิจารณาคำนวณค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดดังตารางที่ 5.9 โดยใช้สมการ (5.2) (หัวข้อ 5.3) ในการคำนวณค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง และใช้สมการ (5.3) (หัวข้อ 5.3) ในการคำนวณค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้า เพื่อนำไปวิเคราห์ถึงความผันผวนของราคาค่าไฟฟ้าต่อไป

ตารางที่ 5.9 ค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 และ 3

ชุดแบบจำลอง		ค่าเฉลี่ย ($/MWh)		S.D.		S.D. ต่อ $1/MWh	
		ECP	CRCP	ECP	CRCP	ECP	CRCP
แบบจำลองที่ 1		23.48	2.26	1.56	0.97	0.07	0.43
แบบจำลองที่ 3	Pc ชุดที่ 1	24.38	5.08	2.61	5.51	0.11	1.09
	Pc ชุดที่ 2	23.87	2.90	1.83	1.50	0.08	0.52
	Pc ชุดที่ 3	23.48	2.26	1.56	0.97	0.07	0.43

พิจารณาตารางที่ 5.9 พบว่า เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดมีผลทำให้ค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงสูงขึ้น เมื่อผ่อนคลายเงื่อนไขดังกล่าวด้วยการเพิ่มค่า P_c ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากขึ้น ราคาสินค้าไฟฟ้ามีแนวโน้มจะลดลง ดังจะเห็นจากการที่ค่าเฉลี่ยราคาสินค้าไฟฟ้าที่ได้จากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย P_c ชุดที่ 3 มีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยจากแบบจำลองที่ 1

นอกจากนี้ยังพบว่า เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดที่เข้มงวดหรือการที่ตลาดกำหนดค่า P_c ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ต่ำ นอกจากจะทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละชั่วโมงสูงขึ้นแล้ว ยังทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนเพิ่มมากขึ้นด้วย ซึ่งพิจารณาได้จากค่า S.D. ต่อหน่วยราคา(ตารางที่ 5.9) และเมื่อมีการผ่อนคลายเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดมากขึ้นด้วยการเพิ่มค่า P_c ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ราคาสินค้าไฟฟ้าจะมีความผันผวนน้อยลงจนเท่ากับแบบจำลองที่ 1

ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่า เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดมีผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตทั้งในส่วนของพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบ(MC,EMC,CRMC)มีค่าสูงขึ้น ระบบจะมีราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ย $(\overline{ECP}, \overline{CRCP})$สูงขึ้น ราคาสินค้าไฟฟ้ามีความผันผวน(S.D. ต่อหน่วยราคา)ในแต่ละชั่วโมงมากขึ้นและมูลค่าของสินค้าไฟฟ้ารวมทั้งวันซึ่งพิจารณาจากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้าสูงขึ้น

5.5 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 4

แบบจำลองที่ 4 (**หัวข้อ** 4.7) **เป็นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย** อันประกอบด้วย**เงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตดังนี้**

1) **ความพอเพียงในการจ่ายโหลดของระบบ**
2) **ความพอเพียงของกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบ**
3) **ข้อจำกัดด้านกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า**
4) **อัตราการเปลี่ยนแปลงระดับกำลังผลิตระหว่างชั่วโมงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า**
5) **ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย**

แบบจำลองที่ 4 เป็นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเงื่อนไขทุกชุดที่ใช้ในแบบจำลองที่ 1 ถึง 3 มาพิจารณาจัดสรรกำลังผลิตในตลาดไฟฟ้า กล่าวคือ มีการเพิ่มเงื่อนไข ramp rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในแบบจำลองที่ 1 โดยการศึกษากำหนดค่าของเงื่อนไขทั้งสองในแบบจำลองที่ 4 ดังนี้

1. up ramp rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 10% ของกำลังผลิตสูงสุด(P_{max})
2. down ramp rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 15% ของกำลังผลิตสูงสุด(P_{max})
3. ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำหนดให้ P_c เท่ากับ 70% ของกำลังผลิตสูงสุด(P_{max})

ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 4 ทั้งจำนวน MW ที่ได้รับจัดสรร ราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิตสินค้าไฟฟ้า(ทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย) แสดงดังตารางที่ ก17 และ ก18(ภาคผนวก)

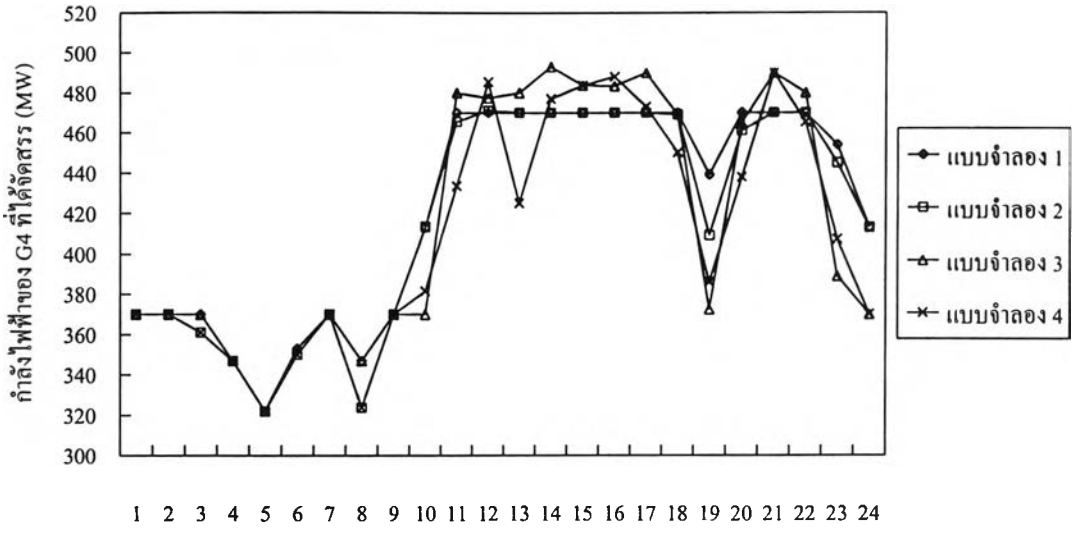
การเปรียบเทียบผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4 ได้ใช้แบบจำลองที่ 2 ชุดที่ 1 ซึ่งมีค่า up ramp rate และ down ramp rate เท่ากันกับที่ใช้ในแบบจำลองที่ 4 และใช้แบบจำลองที่ 3 ชุดที่ 1 ซึ่งมีค่า P_c เท่ากันค่าที่ใช้ในแบบจำลองที่ 4 จึงทำให้สามารถนำผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 3 มาวิเคราะห์เปรียบเทียบผลกับแบบจำลองที่ 4 ได้

ตารางที่ 5.10 ผลการจัดสรรกำลังไฟฟ้าของ G4 ที่ได้รับจัดสรรจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4

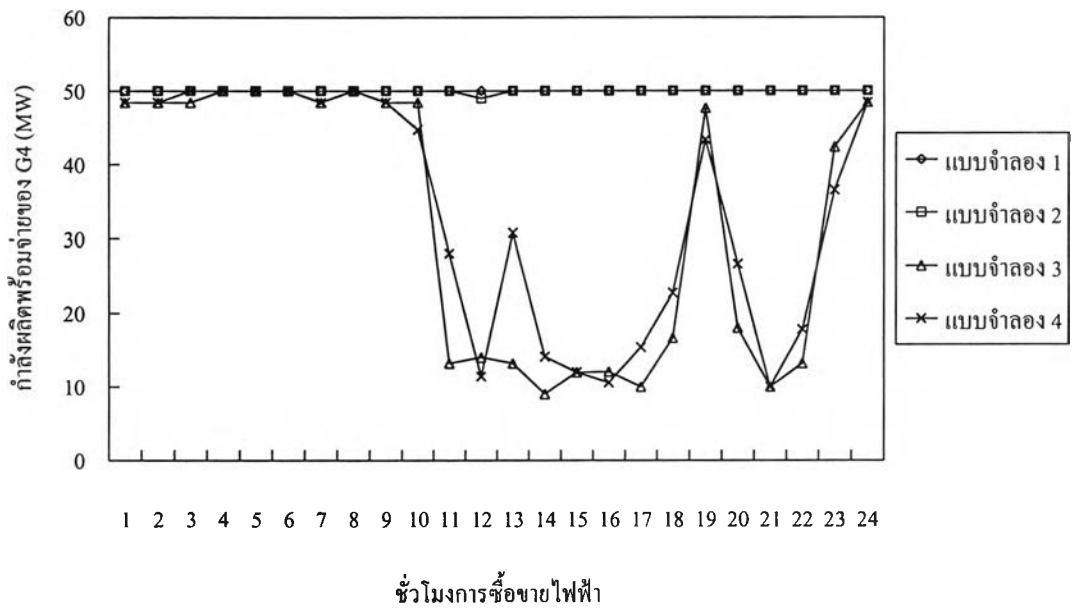
ชม.	กำลังไฟฟ้าของ G4 ที่ได้รับการจัดสรร (MWh)			
	แบบจำลอง 1	แบบจำลอง 2	แบบจำลอง 3	แบบจำลอง 4
1	370	370	370	370
2	370	370	370	370
3	370	361	370	361
4	347	347	347	347
5	322	322	322	322
6	353	350	353	350
7	370	370	370	370
8	347	323.8	347	323.8
9	370	370	370	370
10	413	413.4	370	381.51
11	470	465.4	479.96	433.51
12	470	471	477.36	485.51
13	470	470	479.96	425.01
14	470	470	492.96	477.01
15	470	470	483.6	483.6
16	470	470	483.36	488.02
17	470	470	489.84	473.07
18	470	469	469.13	450.02
19	439	409	372.34	385.84
20	470	461	464.79	437.84
21	470	470	489.84	489.84
22	470	470	479.96	465.31
23	454	445	388.87	407.07
24	413	413	370	370

ตารางที่ 5.11 ผลการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายของ G4 จากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4

ชม.	กำลังผลิตพร้อมจ่ายของ G4 ที่ได้รับการจัดสรร (MWh)			
	แบบจำลอง 1	แบบจำลอง 2	แบบจำลอง 3	แบบจำลอง 4
1	50	50	48.41	48.41
2	50	50	48.41	48.41
3	50	50	48.41	50
4	50	50	50	50
5	50	50	50	50
6	50	50	50	50
7	50	50	48.41	48.41
8	50	50	50	50
9	50	50	48.41	48.41
10	50	50	48.41	44.72
11	50	50	13.17	28.05
12	50	49	14	11.39
13	50	50	13.17	30.78
14	50	50	9	14.11
15	50	50	12	12
16	50	50	12.08	10.58
17	50	50	10	15.375
18	50	50	16.64	22.76
19	50	50	47.66	43.33
20	50	50	18.03	26.67
21	50	50	10	10
22	50	50	13.17	17.86
23	50	50	42.36	36.53
24	50	50	48.41	48.41



รูปที่ 5.15 ผลการจัดสรรกำลังไฟฟ้าของ G4 จากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4



รูปที่ 5.16 ผลการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายของ G4 จากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4

พิจารณาตารางที่ 5.10 และ 5.11 หรือรูปที่ 5.15 และ 5.16 ผลการจัดสรรกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า G4 จากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4 พบว่า ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 4 ให้ผลที่แตกต่างกับแบบจำลองที่ 1 ถึง 3 แสดงว่า เงื่อนไขทั้ง ramp rate และความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ส่งผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ

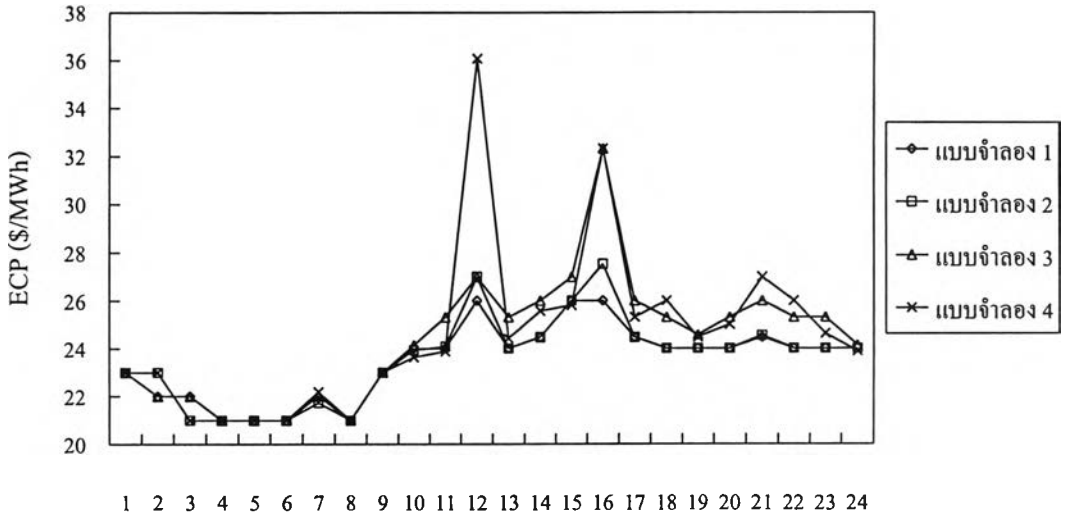
พิจารณาตารางที่ 5.12 เนื่องจากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีโปรแกรมเชิงเส้นจากแบบจำลองที่ 4 มีการใช้เงื่อนไขข้อจำกัดมากกว่าแบบจำลองที่ 1 ถึง 3 จึงทำให้พื้นที่ของคำตอบที่เป็นไปได้ของปัญหาการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้ามีขนาดเล็กลง ดังนั้น คำตอบของวิธีโปรแกรมเชิงเส้นในแบบจำลองที่ 4 จึงมีแนวโน้มที่จะทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์หรือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบสูงขึ้น ทั้งนี้เพราะผลการจัดสรรกำลังผลิตในแบบจำลองที่ 4 ได้กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอขายไฟฟ้าในราคาสูงได้ผลิตไฟฟ้า อันเนื่องมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอราคาขายไฟฟ้าต่ำกว่าไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอ เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกจำกัดการผลิตไฟฟ้าด้วยเงื่อนไข ramp rate และความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิด ซึ่งทำให้ค่าใช้จ่ายการผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบมีค่าสูงขึ้น

ตารางที่ 5.12 ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบจากแบบจำลองชุดที่ 1 ถึง 4

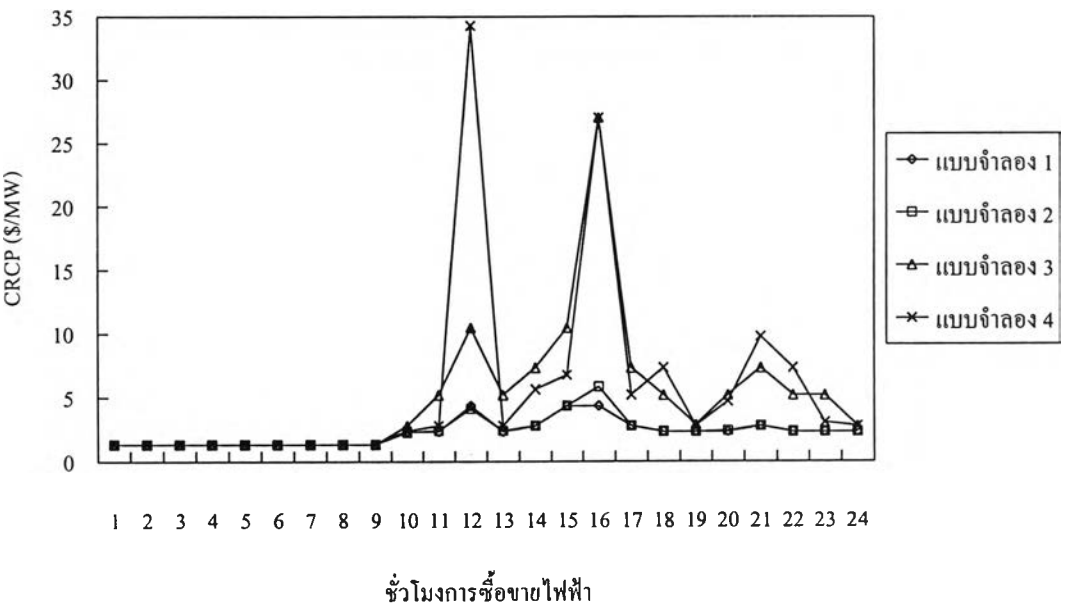
ชุดแบบจำลอง	EMC ($)	CRMC ($)	MC ($)
แบบจำลองที่ 1	160445.0	2806.08	163251.08
แบบจำลองที่ 2	160494.2	2832.56	163326.76
แบบจำลองที่ 3	161376.5	3462.21	164838.74
แบบจำลองที่ 4	161847.6	3382.12	165229.73

พิจารณาตารางที่ 5.12 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 4 ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของตลาดไฟฟ้าใน 1 วันมีค่าสูงขึ้นกว่าแบบจำลองที่ 1 ถึง 3 และยิ่งระบบมีเงื่อนไขข้อจำกัดมากเท่าไร ก็ยิ่งทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าน้อยลง อันส่งผลต่อค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าของระบบที่สูงขึ้น และเมื่อแยกพิจารณาค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์หรือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบออกเป็นค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายกำลังผลิตพร้อมจ่าย จะเห็นว่า แบบจำลองที่ 4 มีค่าใช้จ่ายในการผลิตสินค้าไฟฟ้าทั้ง 2 ชนิดสูงกว่าแบบจำลองที่ 2 เพราะนอกจากแบบจำลองที่ 4 จะมีการใช้เงื่อนไข ramp rate เช่นเดียวกับแบบจำลองที่ 2 แล้วยังมีการใช้เงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างกำลังผลิตของสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดเพิ่มเติม ทำให้ผลการจัดสรรกำลังผลิตจากแบบจำลองที่ 4 มีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าแบบจำลองที่ 2 และในทำนองเดียวกัน แบบจำลองที่ 4 มีเงื่อนไข ramp rate ในการจัดสรรกำลังผลิต ซึ่งแบบจำลองที่ 3 ไม่มีเงื่อนไขดังกล่าว ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 4 สูงกว่าแบบจำลองที่ 3 และเพราะแบบจำลองที่ 1 มีเงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุดในบรรดาแบบจำลองทั้ง 4 ชุด จึงทำให้แบบจำลองที่ 1 มีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดนั่นเอง

นอกจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะสูงขึ้นแล้ว ราคาสินค้าไฟฟ้าทั้ง ECP และ CRCP ยังมีความผันผวนมากขึ้นด้วย ดังรูปที่ 5.17 และ 5.18 ตามลำดับ การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาขายกำลังผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าให้ตลาดแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราคาถูก ทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 4 มีค่าสูงกว่าแบบจำลองที่ 1 ถึง 3



รูปที่ 5.17 ราคาพลังงานไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4



รูปที่ 5.18 ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4

การจัดสรรกำลังผลิตจากแบบจำลองที่ 4 เกิดปรากฏการณ์ที่ราคาพลังงานไฟฟ้าและราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายในบางชั่วโมงที่สูงมาก เช่น ในชั่วโมงที่ 12 ราคาพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ $36.07/MWh ทั้งที่ราคาเสนอขายพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในตลาดมีค่าเพียง $29/MWh และราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายที่สูงถึง $34.28/MW ทั้งที่ราคาเสนอขายสูงสุดมีค่าเพียง $3.33/MW ถึงแม้ว่าราคาสินค้าไฟฟ้าในบางชั่วโมงจากแบบจำลองที่ 4 จะมีค่าสูงมาก ไม่ได้หมายความว่าจะทำให้มูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งวันสูงขึ้นมากตามไปด้วย เพราะราคาสินค้าไฟฟ้าที่สูงมากนั้นจะใช้คิดกับหน่วยของสินค้าไฟฟ้าในชั่วโมงหนึ่งๆ เท่านั้น และเพื่อวิเคราะห์ถึงมูลค่าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของสินค้าไฟฟ้าแต่ละประเภท จึงได้คำนวณหามูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดใน 1 วันด้วยการคำนวณค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้าด้วยสมการ (5.1) (ในหัวข้อ 5.3) ซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของ ECP และ CRCP จากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4

ชุดแบบจำลอง	ค่าเฉลี่ย ($/MWh)	
	ECP	CRCP
แบบจำลองที่ 1	23.65	2.37
แบบจำลองที่ 2	23.77	2.44
แบบจำลองที่ 3	24.66	5.55
แบบจำลองที่ 4	24.93	6.31

พิจารณาตารางที่ 5.13 เมื่อเปรียบเทียบแบบจำลองที่ 1 ถึง 4 เนื่องจากโหลดตลอด 1 วันมีทั้งสิ้น 20,711 MWh และกำลังผลิตพร้อมจ่ายเท่ากับ 2,073 MW จะได้ว่า การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองทั้ง 4 ชุดจะทำให้สินค้าไฟฟ้ามีมูลค่ารวมทั้งวัน ดังนี้

1. แบบจำลองที่ 1 มูลค่าพลังงานไฟฟ้า = 20,711 x 23.65 = $489,815.15 และมูลค่า กำลังผลิตพร้อมจ่าย = 2,073 x 2.37 = $4,913.01 ดังนั้น มูลค่าสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ $494,728.16
2. แบบจำลองที่ 2 มูลค่าพลังงานไฟฟ้า = 20,711 x 23.77 = $492,300.47 และมูลค่า กำลังผลิตพร้อมจ่าย = 2,073 x 2.44 = $5,058.12 ดังนั้น มูลค่าสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ $497,358.59
3. แบบจำลองที่ 3 มูลค่าพลังงานไฟฟ้า = 20,711 x 24.66 = $510,733.26 และมูลค่า กำลังผลิตพร้อมจ่าย = 2,073 x 5.55 = $11,505.15 ดังนั้น มูลค่าสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ $522,238.41

4. แบบจำลองที่ 4 มูลค่าพลังงานไฟฟ้า = 20,711 x 24.93 = $516,325.23 และมูลค่า กำลังผลิตพร้อมจ่าย = 2,073 x 6.31 = $13,080.63 ดังนั้น มูลค่าสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ $529,405.86

จะเห็นได้ว่า แบบจำลองที่ 4 ซึ่งใช้เงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตมากที่สุด จะทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้ามีค่าสูงมากผลจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 3 ทำให้มูลค่าสินค้าไฟฟ้าในตลาดสูงขึ้นด้วย จึงสามารถกล่าวได้ว่า จำนวนและชนิดของเงื่อนไขในการกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากขึ้น(ดังแบบจำลองที่ 4) ทำให้ราคาและมูลค่าของสินค้าไฟฟ้าทั้งพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายสูงขึ้น(เมื่อเทียบกับแบบจำลองที่ 1 ถึง 3)

เนื่องจากค่า ECP และ CRCP ในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนตามความต้องการของโหลด บางชั่วโมงราคาสินค้าไฟฟ้ามีค่าสูง บางชั่วโมงมีค่าต่ำ จึงได้พิจารณาคำนวณค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้าแต่ละชนิดดังตารางที่ 5.14 โดยใช้สมการ (5.2) (ในหัวข้อ 5.3) ในการคำนวณค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง และใช้สมการ (5.3) (ในหัวข้อ 5.3) ในการคำนวณค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้า เพื่อนำไปวิเคราห์ถึงความผันผวนของราคาค่าไฟฟ้าต่อไป

ตารางที่ 5.14 ค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาสินค้าไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4

ชุดแบบจำลอง	ค่าเฉลี่ย ($/MWh)		S.D.		S.D. ต่อ $1/MWh	
	ECP	CRCP	ECP	CRCP	ECP	CRCP
แบบจำลองที่ 1	23.48	2.26	1.56	0.97	0.07	0.43
แบบจำลองที่ 2	23.57	2.32	1.81	1.13	0.08	0.49
แบบจำลองที่ 3	24.38	5.08	2.61	5.51	0.11	1.09
แบบจำลองที่ 4	24.59	5.70	3.51	8.13	0.14	1.43

พิจารณาตารางที่ 5.14 พบว่า จำนวนและชนิดเงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น(ดังแบบจำลองที่ 4) ทำให้ค่าเฉลี่ยของราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงสูงขึ้น เมื่อลดจำนวนและชนิดของเงื่อนไขในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า ราคาสินค้าไฟฟ้ามีแนวโน้มจะลดลง(ดังแบบจำลองที่ 1 ถึง 3) นอกจากนี้ยังจะทำให้ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนเพิ่มมากขึ้นด้วย และเมื่อมีการลดจำนวนและชนิดของเงื่อนไขการผลิตไฟฟ้าลง ราคาสินค้าไฟฟ้าจะมีความผันผวนน้อยลงจนใกล้เคียงกับแบบจำลองที่ 1 ได้

ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่า จำนวนและชนิดของเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้ามีผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตทั้งในส่วนของพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย ทำให้ค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าของระบบ(MC,EMC,CRMC)มีค่าสูงขึ้น ระบบจะมีราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ย($\overline{ECP}, \overline{CRCP}$)สูงขึ้น ราคาสินค้าไฟฟ้ามีความผันผวน(S.D. ต่อหน่วยราคา)ในแต่ละชั่วโมงมากขึ้น และมูลค่าของสินค้าไฟฟ้ารวมทั้งวันซึ่งพิจารณาจากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้าสูงขึ้นด้วย

5.6 วิธีคำนวณและความหมายของราคาค่าไฟฟ้า

พิจารณาผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 1 ถึง 4 (หัวข้อ 5.2 ถึง 5.5) พบว่าในบางชั่วโมงการซื้อขายไฟฟ้า สินค้าไฟฟ้าทั้งส่วนของพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีราคาสูงมากและอาจสูงกว่าราคาที่มีการเสนอขายไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้า จึงกล่าวได้ว่า ราคาสินค้าไฟฟ้าที่ได้จากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรมเชิงเส้นไม่ได้กำหนดจากราคาสินค้าไฟฟ้าของช่วงเสนอที่สูงที่สุดที่ได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้า แต่โปรแกรมเชิงเส้นได้กำหนดราคาสินค้าไฟฟ้าจากค่า Lagrange multiplier ที่สัมพันธ์อยู่กับสมการเงื่อนไขความต้องการสินค้าไฟฟ้าชนิดนั้น

ราคาสินค้าไฟฟ้า ซึ่งเท่ากับ ค่า Lagrange multiplier ที่สัมพันธ์อยู่กับเงื่อนไขความต้องการสินค้าไฟฟ้า มีความหมายว่า ถ้าความต้องการสินค้าไฟฟ้าชนิดนั้นเพิ่มขึ้น 1 หน่วยแล้ว จะทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของวิธีโปรแกรมเชิงเส้นเพิ่มขึ้นในปริมาณเท่ากับค่า Lagrange multiplier นั้น สำหรับกรณีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้า ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ(MC) ซึ่งเป็นผลคูณของจำนวน MW ที่ได้รับจัดสรรกับราคาเสนอขายสินค้าไฟฟ้าของช่วงเสนอนั้นๆ จึงกล่าวได้ว่า ราคาสินค้าไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงที่กำหนดโดยค่า Lagrange multiplier ของโปรแกรมเชิงเส้น จึงเท่ากับค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นเมื่อมีความต้องการสินค้าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1 หน่วยในชั่วโมงนั้นๆ

ผลการจัดสรรกำลังผลิตจากแบบจำลองที่ 4 (ตารางที่ ก17 และ ก18) ในชั่วโมงที่ 12 พบว่าราคาพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ $36.07/MWh และราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายเท่ากับ $34.28/MW ซึ่งสูงกว่าราคาพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่มีการเสนอขายในตลาดไฟฟ้า ซึ่งสาเหตุที่เป็นเช่นนี้จะได้อธิบายต่อไป

กำหนดให้ในชั่วโมงที่ 12 มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากเดิม 1 MW เมื่อทำการจัดการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองที่ 4 (ดูตารางที่ ก19 และ ก20) พบว่า กำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้รับจัดสรรเปลี่ยนไปจากเดิม(ชุดโหลดก่อนเพิ่มความต้องการพลังงานไฟฟ้า 1 MW ดูตารางที่ ก17 และ ก18) ดังนี้

1. ในชั่วโมงที่ 1 G1 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3.55 MW และ G5 ผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง 3.55 MW
2. ในชั่วโมงที่ 2 G1 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1 MW และ G5 ผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง 1 MW

3. ในชั่วโมงที่ 10 G2 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลง 0.6 MW G4 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลง 0.32 MW และ G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 0.92 MW
4. ในชั่วโมงที่ 11 G4 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1 MW G5 ผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง 1.54 MW และ G6 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.54 MW
5. ในชั่วโมงที่ 11 G4 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลง 0.32 MW G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 0.92 MW และ G6 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลง 0.6 MW
6. ในชั่วโมงที่ 12 G4 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1 MW G5 ผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง 1.54 MW และ G6 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.54 MW
7. ในชั่วโมงที่ 12 G4 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลง 0.32 MW และ G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 0.32 MW
8. ในชั่วโมงที่ 13 G5 ผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง 0.54 MW และ G6 ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.54 MW
9. ในชั่วโมงที่ 13 G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น 0.32 MW และ G5 ทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลง 0.32 MW

เมื่อจุดทำงานของระบบหรือกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบเปลี่ยนแปลงไป ย่อมส่งผลต่อค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของโปรแกรมเชิงเส้นหรือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้า ด้วยโหลดชุดเดิมก่อนเพิ่มความต้องการพลังงานไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 12 ระบบมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ $165,229.72 (ตารางที่ ก18) เมื่อเพิ่มความต้องการโหลดในชั่วโมงที่ 12 เพิ่มขึ้น 1 MW ระบบมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ $165,265.79 (ตารางที่ ก20) ดังนั้น ผลต่างของค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของทั้ง 2 กรณีเท่ากับ $36.07 ซึ่งมีค่าเท่ากับค่า Lagrange multiplier ของโปรแกรมเชิงเส้นที่สัมพันธ์อยู่กับเงื่อนไขความต้องการพลังงานไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 12 และค่านี้เองได้ถูกนำไปใช้กำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 12 เท่ากับ $36.07/MWh ซึ่งมีความหมายว่า ถ้าระบบต้องการพลังงานไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 12 เพิ่มขึ้น 1 MW แล้ว ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบจะเพิ่มขึ้น $36.07 ซึ่งค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นนี้เปรียบเสมือนว่าเป็นราคาของพลังงานไฟฟ้าจำนวน 1 MW ที่เพิ่มขึ้นมานั่นเอง

ในทำนองเดียวกัน ก่อนเพิ่มความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายในชั่วโมงที่ 12 ระบบมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ $165,229.72 (ตารางที่ ก18) เมื่อเพิ่มความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายในชั่วโมงที่ 12 ขึ้นอีก 1 MW จะพบว่า ผลการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป(ตารางที่ ก21) ระบบมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเท่า

กับ \$165,264.01 (ตารางที่ ก22) ทำให้ค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้าของระบบเพิ่มขึ้นจากเดิมเท่ากับ \$34.28 ซึ่งมีค่าเท่ากับค่า Lagrange multiplier ของโปรแกรมเชิงเส้นที่สัมพันธ์อยู่กับเงื่อนไขความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายในชั่วโมงที่ 12 และค่านี้เองได้ถูกนำไปใช้กำหนดราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายในชั่วโมงที่ 12 เท่ากับ \$34.28/MW ซึ่งมีความหมายว่า ถ้าระบบต้องการ กำลังผลิตพร้อมจ่าย ในชั่วโมงที่ 12 เพิ่มขึ้น 1 MW แล้ว ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบจะเพิ่มขึ้น \$34.28 ซึ่งค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นนี้เปรียบเสมือนว่าเป็นราคาของกำลังผลิตพร้อมจ่ายจำนวน 1 MW ที่เพิ่มขึ้น

จึงกล่าวได้ว่า ราคาสินค้าไฟฟ้าซึ่งกำหนดโดยค่า Lagrange multiplier ที่สัมพันธ์อยู่กับเงื่อนไขความต้องการสินค้าไฟฟ้านั้นๆ หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าหรือค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่เพิ่มขึ้นเมื่อมีความต้องการสินค้าไฟฟ้านั้นๆ เพิ่มขึ้น 1 หน่วย