บทที่ 7

ทางเลือกในการกำหนดราคาค่าไฟฟ้า

7.1 ความหมายของกำลังผลิตและราคาหน่วยสุดท้าย

จากผลการคำนวณจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในบทที่ 5 และ 6 นั้นจะพบว่า ราคาสินค้าไฟฟ้า เช่น ราคาพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณจากวิธีโปรแกรมเชิงเส้นมีความแตกต่างกับราคาที่มีการเสนอขายในตลาด เนื่องเพราะวิธีการกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีโปรแกรมเชิงเส้นไม่ได้กำหนดจากราคาประมูลขายสูงสุดของเครื่องที่ได้รับการคัดเลือกให้จ่ายโหลด แต่กำหนดจากค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์หรือค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป นอกจากนี้ ผลการจัดสรรกำลังผลิตก็อาจเปลี่ยนแปลงได้เมื่อมีการพิจารณารายละเอียดเงื่อนไขต่างๆ เปลี่ยนแปลงไป

ในอดีตนั้น การกำหนดราคาสินค้าไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าจะอาศัยกำลังการผลิตหน่วยสุดท้าย(Marginal unit)ในการกำหนดราคาหน่วยสุดท้าย(Marginal price) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยตัวอย่างต่อไปนี้

ตารางที่ 7.1 ข้อมูลการเสนอขายไฟฟ้าในตลาดที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 เครื่อง

เครื่อง	ช่วงเสนอที่ 1		ช่วงเสนอที่ 2	
	MW	ราคา($/MWh)	MW	ราคา($/MWh)
G1	30	5	20	7
G2	40	2	30	6
G3	20	3	15	4
G4	25	4	20	6

พิจารณาข้อมูลจากตารางที่ 7.1 และสมมติให้มีโหลดจำนวน 120 MW จะได้ผลการจัดสรรกำลังผลิตดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า เมื่อมีโหลดเท่ากับ 120 MW

เครื่อง	ช่วงเสนอที่ 1		ช่วงเสนอที่ 2	
	MW	ราคา($/MWh)	MW	ราคา($/MWh)
G1	30	5	0	7
G2	40	2	0	6
G3	20	3	5	4
G4	25	4	0	6

พิจารณาตารางที่ 7.2 พบว่า แม้ว่า G1 จะเสนอราคาขายพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ 1 เท่ากับ $5/MWh ซึ่งสูงกว่าราคาในช่วงเสนอที่ 2 ของ G3($4/MWh) แต่ G1 กลับได้รับเลือกให้ได้ผลิตไฟฟ้าด้วยกำลังผลิตทั้งหมดในช่วงเสนอที่ 1 ขณะที่ช่วงเสนอที่ 2 ของ G3 ที่เสนอราคาต่ำกว่ากลับได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าเพียง 5 MW เท่านั้น ทั้งนี้เพราะกำลังผลิตต่ำที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า G1 เท่ากับ 30 MW ถ้าไม่มีข้อกำหนดกำลังผลิตต่ำที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผลการจัดสรรกำลังผลิตจะเป็นดังตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.3 ผลการจัดสรรกำลังผลิตเมื่อละเลยข้อกำหนดกำลังผลิตต่ำที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่อง	ช่วงเสนอที่ 1		ช่วงเสนอที่ 2	
	MW	ราคา($/MWh)	MW	ราคา($/MWh)
G1	20	5	0	7
G2	40	2	0	6
G3	20	3	15	4
G4	25	4	0	6

ถ้าความต้องการโหลดไฟฟ้าของระบบเท่ากับ 121 MW เมื่อทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยข้อมูลตารางที่ 7.1 จะได้ผลดังตารางที่ 7.4

ตารางที่ 7.4 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า กรณีโหลดเท่ากับ 121 MW

เครื่อง	ช่วงเสนอที่ 1		ช่วงเสนอที่ 2	
	MW	ราคา($/MWh)	MW	ราคา($/MWh)
G1	30	5	0	7
G2	40	2	0	6
G3	20	3	6	4
G4	25	4	0	6

พิจารณาตารางที่ 7.4 เปรียบเทียบกับตารางที่ 7.2 พบว่า ความต้องการโหลดไฟฟ้าจำนวน 1 MW ที่เพิ่มขึ้นมานั้น จะทำให้ G3 ได้รับการจัดสรรกำลังผลิตเพิ่มขึ้น 1 MW จึงอาจกล่าวได้ว่า ความต้องการโหลดไฟฟ้านี้ทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น $4/MW หรืออีกนัยหนึ่ง ราคาพลังงานไฟฟ้า 1 MW นี้มีราคาเท่ากับ $4 นั่นเอง ดังนั้น G3 จึงเป็นกำลังผลิตหน่วยสุดท้ายในกรณีนี้ เพราะถ้ามีโหลดไฟฟ้าเพิ่มขึ้น G3 จะได้รับจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น การคิดราคาพลังงานไฟฟ้าจะกำหนดได้จากราคาหน่วยสุดท้ายซึ่งก็คือราคาของช่วงเสนอที่สูงที่สุดซึ่งได้รับการจัดสรรกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เป็นกำลังผลิตหน่วยสุดท้ายในที่นี้ได้แก่ G3 ทำให้ราคาพลังงานไฟฟ้าของระบบเท่ากับ $4/MW แม้ว่าราคาที่สูงที่สุดที่ได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้าจะเท่ากับ $5/MW (ช่วงเสนอที่ 1 ของ G1) จะเห็นได้ว่า ราคาพลังงานไฟฟ้า(หรือสินค้าไฟฟ้า)ไม่ได้กำหนดจากราคาสูงสุดที่ได้รับจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้า แต่กำหนดจากราคาหน่วยสุดท้ายของกำลังผลิตหน่วยสุดท้าย

7.2 หลักเกณฑ์ในการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าฟ้าไทยในอนาคต

หลักเกณฑ์ที่จะใช้คิดราคาค่าไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าของไทยในอนาคตได้ถูกกำหนดในเบื้องต้นว่าจะทำการคิดราคาค่าไฟฟ้าจากราคาสูงสุดที่มีการเสนอขายและได้รับการจัดสรรให้ผลิตไฟฟ้า เช่น กรณีตัวอย่างในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน(Day ahead market) ในหัวข้อ 7.1 พิจารณาตารางที่ 7.2 และ 7.4 การกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าด้วยราคาสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรจะเท่ากับ $5/MW ไม่ใช่ $4/MW ดังอธิบายในหัวข้อ 7.1 ทั้งนี้เพราะการกำหนดราคาไม่ได้พิจารณาในเรื่องของกำลังผลิตหน่วยสุดท้ายและราคาหน่วยสุดท้าย

7.3 ค่า Lagrange multiplier ของวิธีโปรแกรมเชิงเส้นและราคาหน่วยสุดท้าย

กรณีการมีสินค้าไฟฟ้าอยู่เพียงประเภทเดียว การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าจะสามารถกำหนดเครื่องที่เป็นกำลังผลิตหน่วยสุดท้ายได้ ซึ่งจะสามารถกำหนดราคาหน่วยสุดท้ายได้ด้วย แต่กรณีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เช่น กำลังผลิตพร้อมจ่าย (บทที่ 5) การจัดสรรกำลังผลิตด้วยแบบจำลองที่ 4 (หัวข้อ 5.5 และ 5.6) พบว่า การเพิ่มขึ้นของโหลดไฟฟ้าจำนวน 1 MW จะส่งผลต่อการจัดสรรกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งระบบ จึงไม่สามารถกำหนดกำลังผลิตหน่วยสุดท้ายได้ เพราะกำลังผลิตของทุกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างได้รับการจัดสรรกำลังผลิตเปลี่ยนแปลงไป ต่อมาจึงได้มีการพัฒนาวิธีโปรแกรมเชิงเส้นขึ้น โดยอาศัยหลักการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบ(ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์)มากำหนดราคาสินค้าไฟฟ้าแต่ละประเภท หรืออีกนัยหนึ่งคือการใช้ค่า Lagrange multiplier ในการกำหนดราคาค่าไฟฟ้า (หัวข้อ 5.6 หรือ 6.6) อย่างไรก็ดี โดยหลักการแล้วจะพบว่า การคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วย Lagrange multiplier ของวิธีโปรแกรมเชิงเส้นและราคาหน่วยสุดท้ายมีความหมายเหมือนกัน คือเป็นการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบที่จะเพิ่มขึ้นเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้า(สินค้าไฟฟ้าชนิดนั้นๆ)เพิ่มขึ้น 1 หน่วย

7.4 ทางเลือกในการกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้า

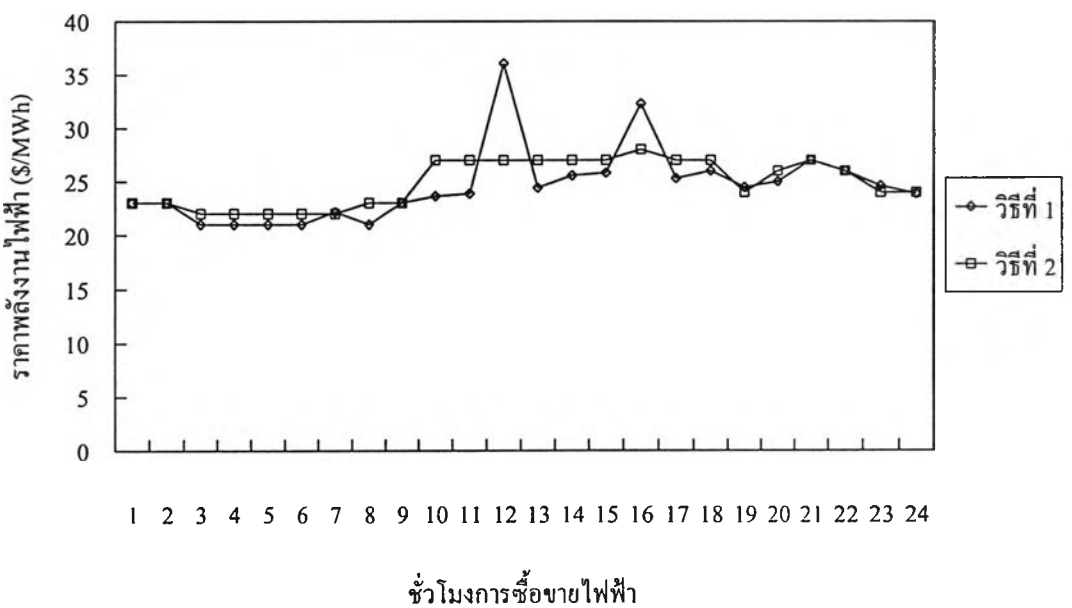
การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ไม่สามารถกำหนดราคาค่าไฟฟ้าด้วยราคาหน่วยสุดท้ายได้ (หัวข้อ 7.3) ทำให้มีทางเลือกในการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าอยู่ 2 วิธี ได้แก่

วิธีที่ 1 ได้แก่ การกำหนดราคาค่าไฟฟ้าด้วยค่า Lagrange multiplier (วิธีโปรแกรมเชิงเส้น)
วิธีที่ 2 ได้แก่ การกำหนดราคาค่าไฟฟ้าด้วยราคาสูงสุดที่ได้รับการจัดสรร (วิธีคิดราคาค่าไฟฟ้าของตลาดไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต)

พิจารณาการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่ายด้วยแบบจำลองที่ 4 (หัวข้อ 5.5) โดยเปรียบเทียบราคาพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงที่กำหนดจากค่า Lagrange mulitplier (วิธีที่ 1) และที่กำหนดจากราคาสูงสุดที่ได้รับจัดสรร (วิธีที่ 2) ดังตารางที่ 7.5

ตารางที่ 7.5 ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลองที่ 4 ในหัวข้อ 5.6

ชั่วโมง	ECP ($/MWh)		ชั่วโมง	ECP ($/MWh)	
	วิธีที่ 1	วิธีที่ 2		วิธีที่ 1	วิธีที่ 2
1	23	23	13	24.42	27
2	23	23	14	25.56	27
3	21	22	15	25.81	27
4	21	22	16	32.31	28
5	21	22	17	25.31	27
6	21	22	18	26	27
7	22.18	22	19	24.46	24
8	21	23	20	25	26
9	23	23	21	27	27.00
10	23.64	27	22	26	26
11	23.88	27	23	24.63	24
12	36.07	27	24	23.88	24



รูปที่ 7.1 ราคาพลังงานไฟฟ้าของวิธีที่ 1 และวิธีที่ 2

พิจารณารูปที่ 7.1 พบว่า รูปแบบของราคาพลังงานไฟฟ้าตลอด 1 วันของวิธีที่ 1 ซึ่งกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าด้วยค่า Lagrange multiplier มีความผันผวนและเกิดการแกว่งมากกว่าวิธีที่ 2 ซึ่งกำหนดจากราคาเสนอขายสูงสุดที่ได้รับการจัดสรร

เนื่องจากราคาพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงของวิธีที่ 1 และ 2 มีความแตกต่างกัน จึงได้คำนวณหามูลค่าทั้งหมดของปริมาณพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเท่ากับผลรวมของผลคูณของราคาพลังงานไฟฟ้าและปริมาณความต้องการโหลดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง แสดงได้ดังตารางที่ 7.6

ตารางที่ 7.6 เปรียบเทียบมูลค่าทั้งหมดของปริมาณพลังงานไฟฟ้าตลอดวันด้วยวิธีที่ 1 และ 2

วิธีคิด ECP	มูลค่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด	
	($)	(%)
วิธีที่ 1	516235.27	100.00
วิธีที่ 2	520265.00	100.78

ตารางที่ 7.6 แสดงให้เห็นว่า วิธีที่ 2 ซึ่งกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าจากราคาเสนอขายสูงสุดที่ได้รับจัดสรร ทำให้มูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายในตลาดสูงขึ้นเล็กน้อย คิดเป็นประมาณ 0.78% เมื่อเทียบกับวิธีที่ 1 ซึ่งกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าจากค่า Lagrange multiplier ของวิธีโปรแกรมเชิงเส้น

ถึงแม้ว่าราคาพลังงานไฟฟ้าของวิธีที่ 1 ในบางชั่วโมงจะมีค่าสูงมาก ไม่ได้หมายความว่าจะทำให้มูลค่าเฉลี่ยของพลังงานไฟฟ้าทั้งวันสูงขึ้นมากตามไปด้วย เพราะราคาพลังงานไฟฟ้าที่สูงมากนั้นจะใช้คิดกับหน่วยของพลังงานไฟฟ้าในชั่วโมงหนึ่งๆ เท่านั้น และเพื่อวิเคราะห์ถึงมูลค่าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของพลังงานไฟฟ้า จึงได้คำนวณหามูลค่าเฉลี่ยของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดใน 1 วันด้วยการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาพลังงานไฟฟ้า ซึ่งแสดงดังตารางที่ 7.7

ค่า ECP ในแต่ละชั่วโมงมีความผันผวนตามความต้องการของโหลดไฟฟ้า บางชั่วโมงราคาพลังงานไฟฟ้ามีค่าสูง บางชั่วโมงมีค่าต่ำ จึงได้คำนวณค่าเฉลี่ยของราคาพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาพลังงานไฟฟ้า (ดังตารางที่ 7.7) เพื่อนำไปวิเคราห์ถึงความผันผวนของราคาพลังงานไฟฟ้าต่อไป

เหตุที่นำค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานมาใช้เป็นดัชนีวัดความผันผวนของราคาค่าสินค้าไฟฟ้า เพราะค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานจะบอกถึงความแตกต่างเฉลี่ยของข้อมูลและค่าเฉลี่ยของข้อมูล กรณีนี้

จึงมีความหมายถึง ค่าเฉลี่ยที่ราคาพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงแตกต่างกับค่าเฉลี่ยของราคาพลังงานไฟฟ้า และเพราะค่าเฉลี่ยของราคาพลังงานไฟฟ้ามีค่าต่างกัน ทำให้ไม่สามารถนำค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาพลังงานไฟฟ้า(S.D.)มาเปรียบเทียบกันโดยตรงได้ จึงได้นำค่า S.D. มาหารด้วยค่าเฉลี่ยเสียก่อน ทำให้ได้ค่า S.D. ของราคาพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย

ตารางที่ 7.7 เปรียบเทียบค่าเฉลี่ยและความผันผวนของราคาพลังงานไฟฟ้า

วิธีคิด ECP	ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้า ($/MWh)		S.D.	S.D. ต่อ $1/MWh
	ถ่วงน้ำหนัก	รายชั่วโมง		
วิธีที่ 1	24.93	24.59	3.51	0.143
วิธีที่ 2	25.12	24.88	2.19	0.088

พิจารณาตารางที่ 7.7 พบว่า ค่าเฉลี่ยราคาพลังงานไฟฟ้าของวิธีที่ 1 จะต่ำกว่าวิธีที่ 2 อยู่เล็กน้อย ซึ่งสอดคล้องกับตารางที่ 7.6 ที่มูลค่าพลังงานไฟฟ้าของวิธีที่ 2 สูงกว่าวิธีที่ 1 เล็กน้อย อย่างไรก็ดี เนื่องจากค่า S.D. ต่อราคาพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยของวิธีที่ 1 สูงกว่าวิธีที่ 2 เกือบ 2 เท่า ทำให้กล่าวได้ว่า สำหรับตัวอย่างแบบจำลองที่ใช้จัดสรรกำลังผลิตนี้ การกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 1 ทำให้ราคาพลังงานไฟฟ้ามีความผันผวนในแต่ละชั่วโมงมากกว่าด้วยวิธีที่ 2

ดังนั้น วิธีที่ 2 ในการกำหนดราคาพลังงานไฟฟ้าจะทำให้ราคาพลังงานไฟฟ้ามีเสถียรภาพมั่นคงกว่าวิธีที่ 1 เพราะมีความผันผวนในแต่ละชั่วโมงน้อยกว่า

7.5 ทางเลือกในการกำหนดราคาบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ทั้งกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติด้วยแบบจำลองที่ 4 พบว่า ราคาของสินค้าไฟฟ้าทั้งสองชนิดมีความผันผวนและบางชั่วโมงมีค่าสูงมาก จนอาจทำให้ค่าไฟฟ้าของระบบสูงขึ้น วิทยานิพนธ์นี้จึงได้ทำการเสนอแนวทางในการกำหนดราคาของสินค้าไฟฟ้าทั้งสองชนิดดังต่อไปนี้

7.5.1 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย

การศึกษาได้เปรียบเทียบผลการจัดสรรของแบบจำลองที่ 4 ในบทที่ 5 (หัวข้อ 5.5) ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า และผลการจัดสรรกำลังผลิตของวิธีซึ่งเป็นทางเลือกที่นำเสนอดังต่อไปนี้

ทางเลือกในการคิดราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายอาศัยวิธีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลองที่ 4 ในบทที่ 5 เพียงแต่สมมติให้ไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายให้กับตลาดไฟฟ้า แต่ผู้ผลิตจะต้องเสนอกำลังผลิต MW ของกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่มีให้ตลาดไฟฟ้า เพื่อนำไปจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายให้พอเพียงกับความต้องการพร้อมจ่ายของระบบ

ข้อกำหนดที่ใช้ในการศึกษาได้แก่การใช้แบบจำลองที่ 4 ในบทที่ 5 และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าดังตารางที่ ก2 โดยวิธีการจัดสรร 2 วิธีที่ใช้จะแตกต่างกันที่ข้อมูลการเสนอขายสินค้าไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าดังนี้

วิธีที่ 1 : กำหนดให้มีการเสนอราคาขายพลังงานไฟฟ้าและกำลังผลิตพร้อมจ่าย ใช้ข้อมูลจากตารางที่ ก1

วิธีที่ 2 : กำหนดให้มีการเสนอราคาขายเฉพาะพลังงานไฟฟ้า ไม่มีการเสนอขายราคากำลังผลิตพร้อมจ่าย แต่ต้องเสนอกำลังผลิตพร้อมจ่ายให้ตลาดไฟฟ้าด้วย ข้อมูลการเสนอขายสินค้าไฟฟ้าทั้งหมด ยกเว้นราคากำลังผลิตพร้อมจ่าย ใช้ข้อมูลจากตารางที่ ก1

ตารางที่ 7.8 ความแตกต่างในการจัดสรรกำลังผลิตสินค้าไฟฟ้า 2 ประเภทของวิธีที่ 1 และ 2

วิธีที่	รูปแบบการเสนอขายกำลังผลิต			
	กำลังผลิตพลังงานไฟฟ้า		กำลังผลิตพร้อมจ่าย	
	จำนวน MW	ราคาขาย	จำนวน MW	ราคาขาย
1	เสนอให้ตลาด	เสนอให้ตลาด	เสนอให้ตลาด	เสนอให้ตลาด
2	เสนอให้ตลาด	เสนอให้ตลาด	เสนอให้ตลาด	ไม่เสนอ

แม้ว่าจะวิธีที่ 2 จะไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่าย แต่ที่จำเป็นจะต้องเสนอกำลังผลิตพร้อมจ่ายให้ตลาด เป็นเพราะการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบด้วย เพราะถ้าทำการจัดสรรกำลังผลิตเฉพาะพลังงานไฟฟ้า อาจทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำได้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเต็มกำลังผลิต และทำให้ไม่สามารถทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายได้ ในกรณีที่ความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีค่าสูง จะทำให้ผลรวมกำลังผลิตพร้อมจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหลืออยู่ไม่เพียงพอต่อความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบได้ ดังนั้น จึงจำเป็นจะต้องทำการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายไปพร้อมๆ กับการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วย

ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 1 และวิธีที่ 2 แสดงราคาพลังงานไฟฟ้าและราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายดังตารางที่ 7.9

ตารางที่ 7.9 ราคาสินค้าไฟฟ้า 2 ประเภทที่ได้จากการจัดสรรกำลังผลิตด้วยวิธีที่ 1 และ 2

ชม.	วิธีที่ 1		วิธีที่ 2	
	ECP	CRCP	ECP	CRCP*
1	23	1.33	23	0
2	23	1.33	23	0
3	21	1.33	21	0
4	21	1.33	21	0
5	21	1.33	21	0
6	21	1.33	21	0
7	22.18	1.33	23	0
8	21	1.33	21	0
9	23	1.33	23	0
10	23.64	2.4	23	0
11	23.88	2.8	23	0
12	36.07	34.28	37.67	36.4
13	24.42	2.8	24	0
14	25.56	5.64	25.17	3.64
15	25.81	6.78	26.21	6.9
16	32.31	27.06	32.17	25.48
17	25.31	5.21	25.46	4.54
18	26	7.36	26	6.24
19	24.46	2.8	23.96	0
20	25	4.69	25	3.36
21	27	9.80	27	9
22	26	7.36	26	6.24
23	24.63	3.07	24	0
24	23.88	2.8	24	0

หมายเหตุ – CRCP* หมายถึง ค่า Lagrange multiplier ที่ผูกติดกับเงื่อนไขความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายในแต่ละชั่วโมง

เนื่องจากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 2 ไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่าย ทำให้ผลการจัดสรรกำลังผลิตไม่มีราคากำลังผลิตพร้อมจ่าย หรือ CRCP ในแต่ละชั่วโมง ดังตารางที่ 7.9 แต่เหตุที่มีค่า CRCP* ซึ่งเป็นค่า Lagrange multiplier ที่ผูกติดกับสมการความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่าย เนื่องจากวิธีโปรแกรมเชิงเส้นได้มีการใช้ค่า Lagrange multiplier ผูกติดกับสมการความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายไว้ด้วย ค่า Lagrange multiplier มีความหมายว่า ถ้าความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายในชั่วโมงนั้นๆ เพิ่มขึ้น 1 หน่วย จะทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบเพิ่มขึ้นเท่ากับค่า Lagrange multiplier ดังกล่าว โดยการเพิ่มขึ้นดังกล่าวเกิดจากผลการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดสูงขึ้นได้ และโปรแกรมเชิงเส้นจะใช้ค่า Lagrange multiplier นี้ในการกำหนดราคากำลังผลิตพร้อมจ่าย ดังนั้น ราคา CRCP* จึงเปรียบเสมือนกับราคาแฝงของกำลังผลิตพร้อมจ่ายนั่นเอง

ถึงแม้ว่าราคาค่าสินค้าไฟฟ้าต่อหน่วยในบางชั่วโมงจะมีค่าสูงมาก ไม่ได้หมายความว่าจะทำให้มูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งวันสูงขึ้นมากตามไปด้วย เพราะราคาสินค้าไฟฟ้าที่สูงมากนั้นจะใช้คิดกับหน่วยของสินค้าไฟฟ้าในชั่วโมงหนึ่งๆ เท่านั้น และเพื่อวิเคราะห์ถึงมูลค่าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของสินค้าไฟฟ้าแต่ละประเภท จึงได้คำนวณหามูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดใน 1 วันด้วยการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้า ซึ่งแสดงดังตารางที่ 7.10 และเพราะผลการจัดสรรกำลังผลิตด้วยวิธีที่ 2 ทำให้มีราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายเพียงบางชั่วโมงเท่านั้น จึงนำมาคำนวณเฉลี่ยในแต่ละชั่วโมง แสดงดังตารางที่ 7.10

ตารางที่ 7.10 แสดงราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ยของการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 1 และ 2

วิธีที่	การเสนอขายกำลังผลิต				($/MWh)		% CRCP เทียบกับ ECP
	พลังงานไฟฟ้า		กำลังผลิตพร้อมจ่าย				
	MW	ราคา	MW	ราคา	ECP	CRCP	
1	เสนอ	เสนอ	เสนอ	เสนอ	24.93	6.31	25.3
2	เสนอ	เสนอ	เสนอ	-	24.91	4.87	19.55

จากตารางที่ 7.10 พบว่า ราคาพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยของทั้งสองวิธีมีค่าใกล้เคียงกัน แสดงว่าในกรณีนี้ราคาเสนอขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายมีผลกระทบต่อราคาพลังงานไฟฟ้าไม่มากนัก ส่วนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 2 มีราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายเฉลี่ยต่อชั่วโมงเพียง $4.87/MW เท่านั้น หรือประมาณ 20% เมื่อเทียบกับราคาพลังงานไฟฟ้า ขณะที่ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของวิธีที่ 1 สูงถึง 25% เมื่อเทียบกับราคาพลังงานไฟฟ้า หรือถ้าเทียบอัตราส่วนระหว่างราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของวิธีที่ 1 และ 2 เป็นเปอร์เซ็นต์แล้วจะได้ว่า ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของวิธีที่ 2 เท่ากับ 77%

ของวิธีที่ 1 จากตัวอย่างนี้ ปริมาณความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายตลอดวันรวมเท่ากับ 2,073 MW ดังนั้น การคิดราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบด้วยวิธีที่ 2 จะทำให้มูลค่าของกำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลงเท่ากับ (6.31 – 4.87) x 2,073 = $2,985.12 เลยทีเดียว หรือกล่าวได้ว่า มูลค่าของกำลังผลิตพร้อมจ่ายจะลดลงถึง 23% เลยทีเดียว

ดังนั้น ถ้าใช้วิธีที่ 2 ในการจัดสรรกำลังผลิต หรือไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายในตลาด จะทำให้ค่าใช้จ่ายและราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของระบบลดลง ซึ่งจะเป็นผลดีต่อตลาดไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะสามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่ต่ำลง แต่จะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าได้กำไรลดน้อยลง ส่วนจะลดลงมากน้อยเพียงไรขึ้นอยู่กับรูปแบบของโหลดไฟฟ้าและการเสนอราคาขายไฟฟ้าในตลาด

7.5.2 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า กำลังผลิตพร้อมจ่าย และการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ

การศึกษาได้เปรียบเทียบผลการจัดสรรของแบบจำลองที่ 4 ในบทที่ 6 (หัวข้อ 6.5) ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า และผลการจัดสรรกำลังผลิตของวิธีซึ่งเป็นทางเลือกที่นำเสนอดังต่อไปนี้

ทางเลือกในการคิดราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติอาศัยวิธีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลองที่ 4 ในบทที่ 6 เพียงแต่สมมติให้ไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติให้กับตลาดไฟฟ้า แต่ผู้ผลิตจะต้องเสนอกำลังผลิต MW ของกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติที่มีให้ตลาดไฟฟ้า เพื่อนำไปจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติให้พอเพียงกับความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของระบบ

ข้อกำหนดที่ใช้ในการศึกษาได้แก่การใช้แบบจำลองที่ 4 ในบทที่ 6 และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าดังตารางที่ ข2 โดยวิธีการจัดสรร 2 วิธีที่ใช้จะแตกต่างกันที่ข้อมูลการเสนอขายสินค้าไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าดังนี้

วิธีที่ 1 : กำหนดให้มีการเสนอราคาขายทั้งพลังงานไฟฟ้า กำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ ดังตารางที่ ข1

วิธีที่ 2 : กำหนดให้มีการเสนอราคาขายเฉพาะพลังงานไฟฟ้า ไม่มีการเสนอขายราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ แต่ต้องเสนอกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติให้ตลาดไฟฟ้าด้วย ข้อมูลการเสนอขายสิน

ค้าไฟฟ้าทั้งหมด ยกเว้นราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ ใช้ข้อมูลจากตารางที่ ข1

ตารางที่ 7.11 ความแตกต่างในการจัดสรรกำลังผลิตสินค้าไฟฟ้า 3 ประเภทของวิธีที่ 1 และ 2

วิธีที่	รูปแบบการเสนอขายกำลังผลิต					
	กำลังผลิตพลังงานไฟฟ้า		กำลังผลิตพร้อมจ่าย		การควบคุมการผลิต ฯ	
	จำนวน MW	ราคาขาย	จำนวน MW	ราคาขาย	จำนวน MW	ราคาขาย
1	เสนอ	เสนอ	เสนอ	เสนอ	เสนอ	เสนอ
2	เสนอ	เสนอ	เสนอ	ไม่เสนอ	เสนอ	ไม่เสนอ

แม้ว่าจะวิธีที่ 2 จะไม่มีการเสนอขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ แต่ที่จำเป็นจะต้องเสนอกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติให้ตลาดเป็นเพราะการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีผลกระทบต่อการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบด้วย เพราะถ้าทำการจัดสรรกำลังผลิตเฉพาะพลังงานไฟฟ้า อาจทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำได้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเต็มกำลังผลิต และทำให้ไม่สามารถทำหน้าที่กำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติได้ ในกรณีที่ความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของระบบมีค่าสูง จะทำให้ผลรวมกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหลืออยู่ไม่เพียงพอต่อความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของระบบได้ ดังนั้น จึงจำเป็นจะต้องทำการจัดสรรกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปพร้อมๆ กับการจัดสรรกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้า

ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 1 และวิธีที่ 2 แสดงราคาพลังงานไฟฟ้า ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ ดังตารางที่ 7.12

ตารางที่ 7.12 ราคาสินค้าไฟฟ้า 3 ประเภทที่ได้จากการจัดสรรกำลังผลิตด้วยวิธีที่ 1 และ 2

ชม.	วิธีที่ 1			วิธีที่ 2		
	ECP	CRCP	AGCCP	ECP	CRCP*	AGCCP*
1	23	1.33	0.95	23	0	0
2	23	1.33	0.95	23	0	0
3	21	1.33	0.95	21	0	0
4	21	1.33	0.95	21	0	0
5	21	1.33	0.95	21	0	0
6	21	1.33	0.95	21	0	0
7	21.75	1.33	0.95	23	0	0
8	21	1.33	0.95	21	0	0
9	23	1.33	0.95	23	0	0
10	23.83	2.4	1.6	23	0	0
11	24.07	2.8	1.6	23	0	0
12	35.43	24.87	16.30	37.67	28.57	15.67
13	24.67	2.8	1.6	24	0	0
14	25.38	4.25	3.12	25.17	2.56	2.17
15	26.62	6.82	5.69	26.83	3.83	10.01
16	32.38	14.08	27.13	32.91	9.91	33.64
17	25.47	4.43	3.30	25.46	2.46	4.17
18	26	5.53	4.40	26	4.26	3.96
19	24.67	2.8	1.6	23.96	0	0
20	25	3.82	2.69	25	2.36	2
21	27	7.25	6.12	27	7	4
22	26	5.53	4.40	26	4	4.48
23	24.76	2.8	2.16	24	0	0
24	24.07	2.8	1.6	24	0	0

หมายเหตุ – CRCP* และ AGCCP* หมายถึง ค่า Lagrange multiplier ที่ผูกติดกับเงื่อนไขความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติในแต่ละชั่วโมง

เนื่องจากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 2 ไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ ทำให้ไม่มีราคากำลังผลิตพร้อมจ่าย(CRCP)และการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ(AGCCP)ในแต่ละชั่วโมง ดังตารางที่ 7.12 แต่เหตุที่มีค่า SRCP* และ AGCCP* ซึ่งเป็นค่า Lagrange multiplier ที่ผูกติดกับสมการความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติตามลำดับ เนื่องจากโปรแกรมเชิงเส้นได้มีการใช้ค่า Lagrange multiplier ผูกติดกับสมการความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติไว้ด้วย ค่า Lagrange multiplier มีความหมายว่า ถ้าความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่าย(หรือการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ)ในชั่วโมงนั้นๆ เพิ่มขึ้น 1 หน่วย จะทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของระบบเพิ่มขึ้นเท่ากับค่า Lagrange multiplier ดังกล่าว โดยการเพิ่มขึ้นดังกล่าวเกิดจากผลการจัดสรรกำลังผลิตสินค้าไฟฟ้าทั้งระบบที่เปลี่ยนแปลงไป ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดสูงขึ้นได้ และโปรแกรมเชิงเส้นจะใช้ค่า Lagrange multiplier นี้ในการกำหนดราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติ ดังนั้น ราคา CRCP* และ AGCCP* จึงเปรียบเสมือนกับราคาแฝงของกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติตามลำดับ

ถึงแม้ว่าราคาค่าสินค้าไฟฟ้าต่อหน่วยในบางชั่วโมงจะมีค่าสูงมาก ไม่ได้หมายความว่าจะทำให้มูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งวันสูงขึ้นมากตามไปด้วย เพราะราคาสินค้าไฟฟ้าที่สูงมากนั้นจะใช้คิดกับหน่วยของสินค้าไฟฟ้าในชั่วโมงหนึ่งๆ เท่านั้น และเพื่อวิเคราะห์ถึงมูลค่าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของสินค้าไฟฟ้าแต่ละประเภท จึงได้คำนวณหามูลค่าเฉลี่ยของสินค้าไฟฟ้าทั้งหมดใน 1 วันด้วยการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาสินค้าไฟฟ้า ซึ่งแสดงดังตารางที่ 7.13 และเพราะผลการจัดสรรกำลังผลิตด้วยวิธีที่ 2 ทำให้มีราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติเพียงบางชั่วโมงเท่านั้น จึงนำมาคำนวณเฉลี่ยในแต่ละชั่วโมง แสดงดังตารางที่ 7.13

ตารางที่ 7.13 แสดงราคาสินค้าไฟฟ้าเฉลี่ยของการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 1 และ 2

	รูปแบบการเสนอขายกำลังผลิต				ราคาสินค้าไฟฟ้า ($/MWh)				
	กำลังผลิตพร้อมจ่าย		การควบคุมการผลิตอัตโนมัติ						
ชม.	MW	ราคาขาย	MW	ราคาขาย	ECP	CRCP	AGCCP	%CRCP	%AGCCP
1	เสนอ	เสนอ	เสนอ	เสนอ	24.97	4.78	4.24	100.00	100.00
2	เสนอ	-	เสนอ	-	24.97	3.10	3.85	64.90	90.71

จากตารางที่ 7.13 พบว่า ราคาพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยของทั้งสองวิธีมีค่าเท่ากัน แสดงว่าในกรณีนี้ราคาเสนอขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติไม่มีผลกระทบต่อราคาพลังงานไฟฟ้าหรืออาจเป็นไปได้ว่าส่งผลกระทบน้อยมากจนไม่สามารถเห็นได้ที่จุดทศนิยมตำแหน่งที่ 2

ส่วนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 2 มีราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายเฉลี่ยต่อชั่วโมงเพียง $3.10/MW เท่านั้น ถ้าเทียบอัตราส่วนระหว่างราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของวิธีที่ 1 และ 2 เป็นเปอร์เซ็นต์แล้วจะได้ว่า ราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายของวิธีที่ 2 เท่ากับ 65% ของวิธีที่ 1 และการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่ 2 มีราคาการควบคุมการผลิตอัตโนมัติเฉลี่ยต่อชั่วโมงเพียง $3.85/MW ถ้าเทียบอัตราส่วนระหว่างราคาการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของวิธีที่ 1 และ 2 เป็นเปอร์เซ็นต์แล้ว จะได้ว่า ราคาการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของวิธีที่ 2 เท่ากับ 90% ของวิธีที่ 1

จากตัวอย่างนี้ ปริมาณความต้องการกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติตลอดวันรวมเท่ากับ 2,073 และ 1,036 MW ตามลำดับ ดังนั้น การคิดราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติด้วยวิธีที่ 2 จะทำให้มูลค่าของกำลังผลิตพร้อมจ่ายลดลงเท่ากับ (4.78 – 3.10) x 2,073 = $1,927.89 และมูลค่าของการควบคุมการผลิตอัตโนมัติลดลงเท่ากับ (4.24 – 3.85) x 1,036 = $404.04 หรือกล่าวได้ว่า มูลค่าของกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติจะลดลงถึง 35% และ 10% เลยทีเดียว

ดังนั้น ถ้าใช้วิธีที่ 2 ในการจัดสรรกำลังผลิต หรือไม่มีการเสนอราคาขายกำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติในตลาด จะทำให้ค่าใช้จ่ายและราคากำลังผลิตพร้อมจ่ายและการควบคุมการผลิตอัตโนมัติของระบบลดลง ซึ่งจะเป็นผลดีต่อตลาดไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะสามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่ต่ำลง