บทที่ 4

ผลการศึกษา

บทนี้เป็นผลการศึกษาซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ส่วน โดยส่วนที่หนึ่งเป็นผลการศึกษาโครงสร้างใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า ส่วนที่สองเป็นผลการศึกษาลักษณะโครงสร้างตลาดใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า และส่วนที่สามเป็นผลการศึกษาระดับอำนาจตลาดของผู้ผลิตในตลาดตัวอย่าง

4.1 ผลการศึกษาโครงสร้างใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า

หัวข้อนี้กล่าวถึงโครงสร้างใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2543 ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของอุตสาหกรรมไฟฟ้า การดำเนินงานของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า และหลักการคำนวณค่าไฟฟ้าต่อหน่วย

4.1.1 ผลการศึกษาการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของอุตสาหกรรมไฟฟ้า

โครงสร้างใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้ายังคงประกอบด้วย 4 ระบบ คือ ระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีก แต่ว่าแต่ละระบบจะแยกออกจากกันโดยเด็ดขาดและโครงสร้างของแต่ละระบบจะเปลี่ยนแปลงไป ดังนี้

4.1.1.1 **ระบบผลิต** จะมีการแข่งขันกันมากขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการค้าในระดับขายส่งและจากการเพิ่มจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้า

โดยในอนาคต รูปแบบการค้าในระดับขายส่งจะมี 2 รูปแบบ คือ

1. การประมูลขายไฟฟ้าของผู้ผลิตในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าให้กับผู้ซื้อเพียงรายเดียว คือ บริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้า ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐ

2. การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตและผู้ซื้อ คือ บริษัทค้าปลีกไฟฟ้าและผู้บริโภครายใหญ่

ส่วนการเพิ่มจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าในอนาคตนั้นไม่ได้เกิดจากการจัดตั้งโรงไฟฟ้าขึ้นใหม่ แต่เกิดจากสาเหตุ 2 ประการ คือ การแบ่งแยกโรงไฟฟ้าของกฟผ.ออกมาบางส่วนแล้วขายให้กับเอกชน และการแปรสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกฟผ.กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเป็นสินทรัพย์แล้วขายให้กับเอกชน โดยการเพิ่มจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าในอนาคตมีรายละเอียดดังนี้

(1) <u>โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ของกฟผ.</u>

กำหนดให้แบ่งแยกโรงไฟฟ้าของกฟผ.ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ออกเป็น 2 กลุ่ม คือ บริษัทผลิตไฟฟ้า 1 และบริษัทผลิตไฟฟ้า 2 ซึ่งมีกำลังการผลิต ณ ปีงบประมาณ 2545 เท่ากับ 6,659.6 และ 5,448 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และมีกำลังการผลิต ณ ปีงบประมาณ 2547 เท่ากับ 6,659.6 และ 4,672 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 แสดงกำลังการผลิตของบริษัทผลิตไฟฟ้า 1

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง	1,374.60
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางปะกง	2,300.00
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สสุราษฎร์ธานี	244.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง	710.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย	2,031.00
รวมกำลังการผลิต ณ ปีงบประมาณ 2545	6,659.60

ที่มา: Arthur Andersen, Barker, Dunn & Rossi, and Camera McKenna (2000) และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2545 ก)

หมายเหตุ: บริษัทผลิตไฟฟ้า 1 ไม่มีการเข้าและออกของโรงไฟฟ้าในระหว่างปีงบประมาณ 2545-2547

ตารางที่ 4.2 แสดงกำลังการผลิตของบริษัทผลิตไฟฟ้า 2

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
<u>ปีงบประมาณ 2545</u>	
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้	959
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้	1,330
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ	2,625
โรงไฟฟ้าลานกระบือ (GT)	168
โรงไฟฟ้าหนองจอก (GT)	366
รวมกำลังการผลิต ณ ปีงบประมาณ 2545	5,448
การเข้าและออกจากระบบของโรงไฟฟ้าตาม PDP 2001 (แผนหลัก)	
<u>ปีงบประมาณ 2545</u>	
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้	-400
<u>ปีงบประมาณ 2546</u>	
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่	+300
<u>ปีงบประมาณ 2547</u>	
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้	-310
โรงไฟฟ้าหนองจอก (GT)	-366
รวมกำลังการผลิต ณ ปีงบประมาณ 2547	4,672

ที่มา: Arthur Andersen, Barker, Dunn & Rossi, and Camera McKenna (2000) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2545 ก)

หมายเหตุ: การเข้าและออกของโรงไฟฟ้าในปีงบประมาณ 2545 นั้นแสดงเฉพาะโรงไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตาม PDP 2001 (แผนหลัก) โดยสมมติว่าจะทำตาม PDP 2001 (แผนหลัก) ภายในปีงบประมาณ 2547

(2) โรงไฟฟ้าพลังน้ำของกฟผ.

กำหนดให้แยกโรงไฟฟ้าพลังน้ำของกฟผ.ออกเป็นหน่วยธุรกิจที่เป็นเอกเทศภายใต้กฟผ. โดยในระยะแรกกำหนดให้ศูนย์ควบคุมระบบอิสระเป็นผู้สั่งเดินเครื่องภายใต้ข้อจำกัดทางด้านชลประทาน ทั้งนี้เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อระบบไฟฟ้า จากนั้นเมื่อเจ้าหน้าที่ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความรู้เรื่องการแข่งขันในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าเพียงพอ และกฎตลาดกลางได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดทางด้านชลประทานเรียบร้อยแล้ว รัฐบาลก็จะแปรรูปโรงไฟฟ้าพลังน้ำในที่สุด และกำหนดให้เจ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในอนาคตได้รับเงินชดเชยค่าเสียโอกาสจากการปล่อยน้ำเพื่อการชลประทาน โดย ณ สิ้นปีงบประมาณ 2545 โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีกำลังการผลิตรวม 2,886.2635 เมกะวัตต์ ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 แสดงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

เขื่อนขนาดใหญ่	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	เขื่อนขนาดเล็ก	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
เขื่อนภูมิพล	743.8000	เขื่อนคลองซ่องกล่ำ	0.0240
เขื่อนสิริกิติ์	500.0000	เขื่อนบ้านยาง	0.1245
เขื่อนอุบลรัตน์	25.2000	เขื่อนบ้านขุนกลาง	0.1800
เขื่อนสิรินธร	36.0000	เขื่อนห้วยกุยมั่ง	0.1000
เขื่อนจุฬาภรณ์	40.0000		
เขื่อนน้ำพุง	6.0000		
เขื่อนศรีนครินทร์	720.0000		
เขื่อนเขาแหลม	300.0000		
เขื่อนท่าทุ่งนา	38.0000		
เขื่อนแก่งกระจาน	17.5000		
เขื่อนบางลาง	72.0000		
เขื่อนบ้านสันติ	1.2750		
เขื่อนแม่งัด	9.0000		
เขื่อนห้วยกุ่ม	1.0600		

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.3 (ต่อ) แสดงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

เขื่อนขนาดใหญ่	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	เขื่อนขนาดเล็ก	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
เขื่อนรัชชประภา	240.0000		
เขื่อนปากมูล	136.0000		
กำลังการผลิตรวม	2,885.8350	กำลังการผลิตรวม	0.4285

ที่มา: Electricity Generating Authority of Thailand (2002)

(3) <u>โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและโรงไฟฟ้าดีเซลของกฟผ.</u>

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและโรงไฟฟ้าดีเซลนั้นไม่มีการเปลี่ยนแปลงความเป็นเจ้าของ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนมีกำลังการผลิตรวม 0.534 เมกะวัตต์ ส่วนโรงไฟฟ้าดีเซลมีกำลังการผลิตรวม 6 เมกะวัตต์

(4) <u>ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน</u>

กำหนดให้จัดตั้งผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา (PPA Trader) เป็นผู้บริหารสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) ในปัจจุบันระหว่างกฟผ.กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ซึ่งได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

โดยผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญามีทั้งหมด 5 ราย ดังนี้

- *ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 1* รับผิดชอบสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างกฟผ.กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ 5 ราย ดังนี้

ตารางที่ 4.4 แสดงกำลังการผลิตของผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 1

บริษัท	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด	1,232
บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด	824
บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	700
บริษัท ไตรเอ็นเนอยี จำกัด	700
บริษัท บ่อวินเพาเวอร์ จำกัด	713
กำลังการผลิตรวม ณ ปีงบประมาณ 2547	4,169

ที่มา: Arthur Andersen, Barker, Dunn & Rossi, and Camera McKenna (2000) และ www.eppo.go.th

- *ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 2* รับผิดชอบสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างกฟผ.กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ 4 ราย ดังนี้

ตารางที่ 4.5 แสดงกำลังการผลิตของผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 2

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ*	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ**
บริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ จำกัด	350.00	31 ก.ค. 2545
บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด	#1: 367.00	#1: 1 ต.ค. 2547
	#2: 367.00	#2: 1 เม.ย. 2548
บริษัท ยูเนียนเพาเวอร์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด	#1: 700.00	#1: 1 ต.ค. 2548
	#2: 700.00	#2: 1 ม.ค. 2549
บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด	#1: 673.25	#1: 1 ต.ค. 2549
	#2: 673.25	#2: 1 ก.พ. 2550

ตารางที่ 4.5 (ต่อ) แสดงกำลังการผลิตของผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 2

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ*	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ**
กำลังการผลิตรวม ณ ปีงบประมาณ 2547	350.00	
กำลังการผลิตรวม ณ ปีงบประมาณ 2550	3,830.00	

ที่มา: Arthur Andersen, Barker, Dunn & Rossi, and Camera McKenna (2000) และ www.eppo.go.th

หมายเหตุ: * มีเพียงบริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ จำกัดเท่านั้นที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว

** เป็นกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่ทำการตกลงเมื่อ พ.ย. 2545

- *ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP* รับผิดชอบสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกฟผ.กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ทั้งนี้ สัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกฟผ.กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประกอบด้วย สัญญาประเภท Firm และสัญญาประเภท Non-firm โดยสัญญาประเภท Firm เป็นสัญญาระยะยาว ส่วนสัญญาประเภท Non-firm เป็นสัญญาระยะสั้น ซึ่งในปีงบประมาณ 2547 ไม่มีสัญญาประเภท Non-firm ฉบับใดที่มีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหรืออยู่ระหว่างการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงไม่พิจารณากำลังการผลิตของสัญญาประเภท Firm

ตารางที่ 4.6 แสดงกำลังการผลิตของผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP ประเภท Firm

บริษัท	โรงไฟฟ้า	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (เมกะวัตต์)	อายุสัญญา (ปี)	วันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
บริษัท เดอะโคเจเนอเรชั่น จำกัด (1)	CC	90.0	21	01/04/39
บริษัท เดอะโคเจเนอเรชั่น จำกัด (2)	CC	90.0	21	01/10/39
บริษัท ทุนเท็กซ์ ปิโตรเคมีคอลส์ จำกัด	TH	10.0	21	01/02/40
บริษัท ปิโตรเคมีแห่งชาติ จำกัด	CC	32.0	21	01/04/40
บริษัท พลังงานอุตสาหกรรม จำกัด (1)	CC	55.0	23	03/02/41
บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	CC	41.0	25	01/04/41
กรมการพลังงานทหาร	DIESEL	9.0	21	26/06/41
บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	CC	90.0	21	03/09/41
บริษัท อมตะ-เอ็กโกเพาเวอร์ จำกัด	CC	90.0	21	17/09/41
บริษัท พลังงานอุตสาหกรรม จำกัด (2)	CC	55.0	23	18/09/41

ตารางที่ 4.6 (ต่อ) แสดงกำลังการผลิตของผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP ประเภท Firm

บริษัท	โรงไฟฟ้า	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (เมกะวัตต์)	อายุสัญญา (ปี)	วันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	CC	90.0	21	04/02/42
บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (1)	TH	90.0	25	12/03/42
บริษัท เอ็มทีพี โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (1)	GT	60.0	25	29/03/42
บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด	CC	90.0	25	19/04/42
บริษัท ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (1)	TH	25.0	25	21/04/42
บริษัท เอ็มทีพี โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (2)	GT	60.0	25	26/04/42
บริษัท ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (2)	CC	6.4	21	07/05/42
บริษัท โรจนะ เพาเวอร์ จำกัด	TH	90.0	25	26/05/42
บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (2)	TH	90.0	25	12/07/42
บริษัท สมุทรปราการโคเจนเนอเรชั่น จำกัด	CC	90.0	21	23/08/42
บริษัท ไทยโคเจนเนอเรชั่น จำกัด (1)	TH	90.0	25	01/09/42
บริษัท ไทยโคเจนเนอเรชั่น จำกัด (2)	TH	90.0	25	20/03/43
บริษัท ไทยเนชั่นแนล พาวเวอร์ จำกัด	CC	90.0	25	04/10/43
บริษัท หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	CC	90.0	21	12/10/43
บริษัท แหลมฉบัง เพาเวอร์ จำกัด	CC	60.0	21	16/07/44
บริษัท ไบโอ-แมส เพาเวอร์ จำกัด	TH	5.0	25	09/09/44
บริษัท อมตะ เพาเวอร์ (บางปะกง) จำกัด	CC	90.0	21	28/09/44
บริษัท ที.แอล.พี. โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	CC	60.0	21	28/01/46
บริษัท อัลฟา พาวเวอร์ จำกัด	CC	70.0	21	31/03/46
บริษัท ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด	TH	8.8	21	01/04/46
บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด	TH	60.0	25	31/12/47
กำลังการผลิตรวม-Firm	-	1,967.2	-	-
กำลังการผลิตรวม ณ ปีงบประมาณ 2547- Firm	-	1,907.2	-	-

ที่มา: www.eppo.go.th

หมายเหตุ: โรงไฟฟ้าประเภท CC คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
โรงไฟฟ้าประเภท TH คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน
โรงไฟฟ้าประเภท GT คือ โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส
โรงไฟฟ้าประเภท DIESEL คือ โรงไฟฟ้าดีเซล

- *ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญาราชบุรี* รับผิดชอบสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างกฟผ.กับบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด รวมกำลังการผลิต 3,615 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี 1,440 (=720*2) เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี

กะวัตต์ โดย ณ สิ้นปีงบประมาณ 2545 บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด มีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 2,890 เมกะวัตต์ และจะเริ่มซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีอีก 725 เมกะวัตต์ภายในปีงบประมาณ 2546

- *ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญากับประเทศเพื่อนบ้าน* รับผิดชอบสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างกฟผ.กับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว 2 สัญญา คือ บริษัท เทิน-หินบุน เพาเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำกำลังการผลิต 214 เมกะวัตต์ และบริษัท ห้วยเฮาะ เพาเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำกำลังการผลิต 126 เมกะวัตต์

ตารางที่ 4.7 แสดงผู้ผลิตไฟฟ้า

ผู้ผลิต/ตัวแทนผู้ผลิต	กำลังการผลิต ณ ปีงบประมาณ 2547 (เมกะวัตต์)
<u>กลุ่มผู้นำ</u>	
1. บริษัทผลิตไฟฟ้า 1	6,659.6000
2. บริษัทผลิตไฟฟ้า 2	4,672.0000
3. ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 1	4,169.0000
4. ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญาราชบุรี	3,615.0000
รวมกำลังการผลิตของกลุ่มผู้นำ	19,115.6000
<u>กลุ่มผู้ตาม</u>	
1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	2,886.2635
2. โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน	0.5340
3. โรงไฟฟ้าดีเซล	6.0000
4. ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา IPP 2	350.0000
5. ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP- firm	1,907.2000
6. ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญากับประเทศเพื่อนบ้าน	340.0000
รวมกำลังการผลิตของกลุ่มผู้ตาม	5,489.9975
รวมกำลังการผลิตทั้งหมด	24,605.5975

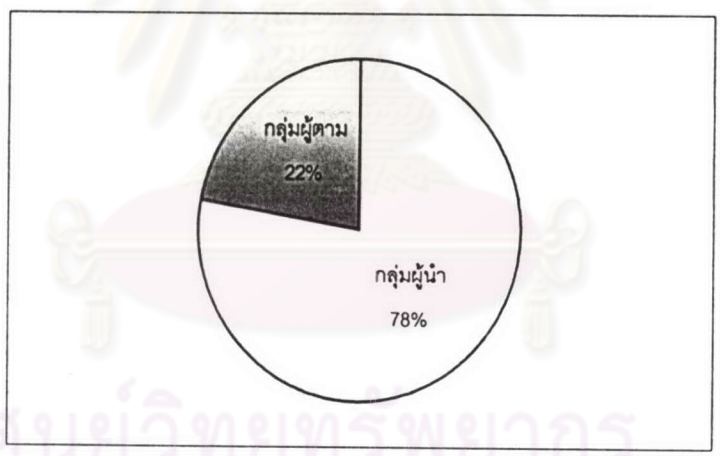
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กล่าวโดยสรุป ผู้ผลิตในระบบผลิตจะมีทั้งสิ้น 10 ราย และเราสามารถแบ่งผู้ผลิตทั้ง 10 รายนี้ได้เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มผู้นำและกลุ่มผู้ตาม ดังตารางที่ 4.7 โดยเราให้คำจำกัดความของผู้ผลิตแต่ละกลุ่มดังนี้

1. ผู้ผลิตในกลุ่มผู้นำ คือ ผู้ผลิตที่มีกำลังการผลิตมากและมีแรงจูงใจในการใช้อำนาจตลาด ซึ่งเราคาดว่าผู้ผลิตในกลุ่มนี้จะเป็นผู้กำหนดราคาตลาด (Price-maker) ด้วยการใช้กลยุทธ์ปริมาณ

2. ผู้ผลิตในกลุ่มตาม คือ ผู้ผลิตที่มีกำลังการผลิตน้อย หรือ ผู้ผลิตที่มีกำลังการผลิตมากแต่ไม่มีความสามารถในการใช้อำนาจตลาด ซึ่งเราคาดว่าผู้ผลิตในกลุ่มนี้จะเป็นผู้ที่ยอมรับราคาตลาด (Price-taker)

แผนภาพที่ 4.1 แสดงสัดส่วนกำลังการผลิตของกลุ่มผู้นำเทียบกับกลุ่มผู้ตาม



ที่มา: คำนวณจากตารางที่ 4.7

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำและผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP- firm นั้นถูกจัดให้เป็นผู้ผลิตในกลุ่มผู้ตาม ทั้งที่ผู้ผลิตทั้ง 2 รายนี้มีกำลังการผลิตมากเพียงพอที่จะเป็นผู้กำหนดราคาตลาดได้นั้นก็เพราะว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีข้อจำกัดทางด้านการชลประทาน ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่สามารถใช้อำนาจตลาดได้ในทุกช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำต้องการใช้อำนาจตลาด นอกจากนั้น ในระยะแรกของการปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังน้ำยังเป็นของรัฐอยู่ ดังนั้น

โรงไฟฟ้าพลังน้ำจะไม่มีแรงจูงใจในการใช้อำนาจตลาด สำหรับผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP- firm นั้นมีข้อจำกัดทางด้านต้นทุนการผลิตที่สูง ทำให้ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญา SPP- firm ไม่สามารถแข่งขันกับผู้ผลิตรายอื่นๆได้

4.1.1.2 **ระบบส่ง** จะยังคงถูกผูกขาดโดยรัฐ จากการแบ่งแยกหน่วยงานของกฟผ.ที่รับผิดชอบระบบส่งออกมาจัดตั้งเป็นบริษัทระบบส่งไฟฟ้า (GridCo) แล้วผูกขาดการให้บริการระบบส่งแต่เพียงผู้เดียว เพื่อสร้างความมั่นใจว่าบุคคลที่สาม (Third party) จะสามารถเข้าใช้ระบบส่งได้ในราคาที่เหมาะสม เนื่องจากระบบส่งมีลักษณะผูกขาดตามธรรมชาติ

4.1.1.3 **ระบบจำหน่าย** จะยังคงถูกผูกขาดโดยรัฐเช่นเดียวกับระบบส่ง เนื่องจากระบบจำหน่ายมีลักษณะผูกขาดตามธรรมชาติ ดังนั้น รัฐจึงจัดตั้งบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้า (REDCos) มาเป็นผู้ผูกขาดการให้บริการระบบจำหน่าย เพื่อสร้างความมั่นใจว่าบุคคลที่สามจะสามารถเข้าใช้ระบบจำหน่ายได้ในราคาที่เหมาะสม

4.1.1.4 **กิจการค้าปลีก** จะมีการแข่งขันกันมากขึ้น จากการที่รัฐแยกเอาบริการที่มีลักษณะผูกขาดตามธรรมชาติออกมาจากกิจการค้าปลีก แล้วผูกขาดการให้บริการเหล่านี้ผ่านบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้า จากนั้นรัฐจึงจัดให้มีการแข่งขันขึ้นในกิจการค้าปลีกด้วยการสนับสนุนให้มีการจัดตั้งบริษัทค้าปลีกไฟฟ้าของเอกชนหลายๆบริษัท

โดยการให้บริการที่มีลักษณะผูกขาดตามธรรมชาติในกิจการค้าปลีกนั้นเรียกว่า Gray area services ซึ่งได้แก่ การให้บริการการติดตั้งและวัดมิเตอร์ การออกใบเรียกเก็บเงิน และการรับชำระเงินจากผู้ใช้ไฟ เป็นต้น

สำหรับการแข่งขันที่จะเกิดขึ้นในกิจการค้าปลีกนั้นเป็นการแข่งขันกันขายสินค้า 2 ประเภท คือ พลังงานไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าพร้อมบริการเสริม เช่น บริการเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน บริการเคเบิลทีวี บริการประกันค่าไฟฟ้า เพื่อลดภาระความเสี่ยงจากความผันผวนของ

ราคาขายส่งในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น โดยบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้าเป็นผู้ผูกขาดการขายพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวให้กับบริษัทค้าปลีกไฟฟ้าและผู้บริโภคที่ไม่ต้องการบริการเสริม สำหรับพลังงานไฟฟ้าพร้อมบริการเสริมนั้น บริษัทค้าปลีกไฟฟ้าเป็นผู้ขายให้กับผู้บริโภคที่ต้องการบริการเสริม

จากการแข่งขันในกิจการค้าปลีก ทำให้รัฐต้องแบ่งแยกบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้าออกตามประเภทของธุรกิจแล้วแบ่งแยกระบบบัญชีออกจากกัน เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการโยกย้ายค่าใช้จ่ายจากธุรกิจที่มีการแข่งขันไปยังธุรกิจผูกขาด ซึ่งจะไม่เป็นธรรมกับคู่แข่งในธุรกิจที่มีการแข่งขัน

โดยรัฐจะแบ่งแยกบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้าออกเป็น 2 บริษัท คือ บริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DisCos) รับผิดชอบธุรกิจในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และบริษัทจัดหาไฟฟ้า (SupplyCos) รับผิดชอบธุรกิจในกิจการค้าปลีก ซึ่งได้แก่ การเป็นผู้ซื้อในตลาดกลางฯ การเป็นผู้ให้บริการ Gray area services และการเป็นผู้จัดหาไฟฟ้า โดยบริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเกิดจากหน่วยงานที่รับผิดชอบระบบจำหน่ายของกฟน.และกฟภ. ส่วนบริษัทจัดหาไฟฟ้านั้นเกิดจากหน่วยงานที่รับผิดชอบการขายพลังงานไฟฟ้าของกฟน.และกฟภ.

4.1.2 ผลการศึกษาการดำเนินงานของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่จะจัดตั้งขึ้นนั้นเป็นตลาดแบบสมัครใจ แต่ว่าผู้ประกอบการในตลาดทุกรายจะต้องปฏิบัติตามกฎของตลาด โดยในที่นี้ตลาดแบบสมัครใจหมายความว่า ผู้ประกอบการสามารถกำหนดแผนการผลิตได้เอง ภายใต้ข้อจำกัดของระบบ และสามารถซื้อขายไฟฟ้าได้ทั้งในและนอกตลาด ส่วนกฎของตลาดนั้นครอบคลุมในเรื่องต่างๆ ดังนี้ การเสนอราคาประมูล การให้ข้อมูลของแผนการผลิตและการใช้ไฟฟ้า การตอบสนองต่อการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเมื่อได้รับคำสั่ง และการชำระเงินค่าบริการต่างๆ

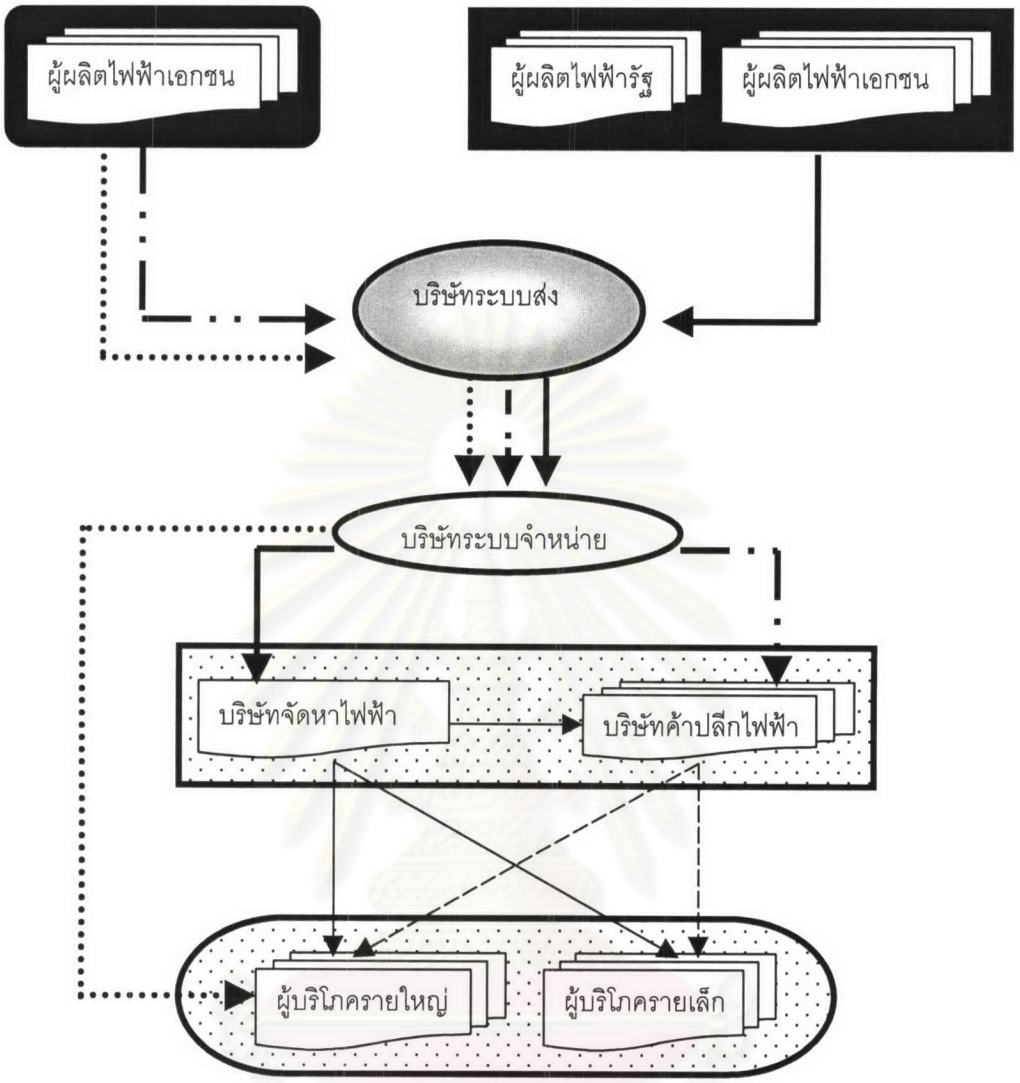
หน้าที่สำคัญของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก็คือ การเป็นตัวกลางในการดำเนินงานทางการตลาดให้มีประสิทธิภาพและควบคุมระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง ซึ่งดำเนินงานโดย 3 หน่วยงาน คือ ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ ศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาด (Market Operator: MA) และศูนย์บริหารการชำระเงิน (Settlement Administrator: SA)

การซื้อขายไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้ทั้งในและนอกตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า โดยการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดนั้นมีลักษณะเป็นการประมูลขายไฟฟ้า ซึ่งดำเนินการทั้งก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง ควบคู่ไปกับ ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง โดยมีขั้นตอนดังนี้ ในช่วงเวลาก่อนส่งมอบไฟฟ้าจริง ผู้ผลิตไฟฟ้าจะยื่นราคาและปริมาณเสนอขายในช่วงเวลาหนึ่งๆ และบริษัทระบบส่งไฟฟ้า (GridCo) จะรายงานสถานะของระบบส่งไฟฟ้าก่อนเวลาดำเนินการ ส่วนศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลานั้น หลังจากนั้น ศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะจัดลำดับการเดินเครื่องตามราคาเสนอขายไปจนกระทั่งปริมาณเสนอขายเท่ากับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ในช่วงเวลานั้น แล้วกำหนดตารางการสั่งเดินเครื่องและการใช้ระบบส่งไฟฟ้า แล้วส่งคำสั่งนี้ไปยังบริษัทระบบส่งไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้าก่อนเวลาซื้อขายจริง เพื่อให้บริษัทระบบส่งไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเตรียมความพร้อมของสายส่งและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ล่วงหน้า

เมื่อถึงช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง ศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะได้รับรายงานเกี่ยวกับสถานะของระบบในช่วงเวลานั้นจากบริษัทระบบส่งไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้า และการประมาณการความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นจากบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้า (REDCo) และบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า ซึ่งข้อมูลล่าสุดนี้จะถูกใช้เป็นพื้นฐานสำหรับการสั่งเพิ่มหรือลดการเดินเครื่อง หลังจากนั้นผู้ผลิตไฟฟ้าและบริษัทระบบส่งไฟฟ้าใช้คำสั่งล่าสุดนี้ผลิตและส่งมอบไฟฟ้าจริง เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งอาจจะเปลี่ยนไปจากที่คาดการณ์ได้

จากนั้นศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาดกำหนดราคาตลาด ซึ่งผู้ผลิตทุกรายที่ได้รับคำสั่งเดินเครื่องจะได้รับเท่าๆกัน โดยราคาตลาดกำหนดจากราคาเสนอขายของผู้ผลิตรายสุดท้ายที่ได้รับคำสั่งให้เดินเครื่อง ดังนั้น ราคาตลาดจึงเปรียบเสมือนราคาการผลิตหน่วยสุดท้ายของระบบ (System Marginal Price: SMP) นอกจากนั้น ศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาดยังต้องรายงานปริมาณการซื้อ

แผนภาพที่ 4.2 แสดงโครงสร้างใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า



การซื้อขายไฟฟ้าในระดับขายส่ง

การซื้อขายไฟฟ้านอกตลาดกลางฯระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า

การซื้อขายไฟฟ้านอกตลาดกลางฯระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและผู้บริโภครายใหญ่

การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและบริษัทจัดหาไฟฟ้า

การซื้อขายไฟฟ้าในระดับขายปลีก

การขายพลังงานไฟฟ้าและการให้บริการ Gray area services จากบริษัทจัดหาไฟฟ้าให้กับบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า ผู้บริโภครายใหญ่ และผู้บริโภครายเล็ก

การขายพลังงานไฟฟ้า การให้บริการ Gray area services และบริการเสริมจากบริษัทค้าปลีกไฟฟ้าให้กับผู้บริโภครายใหญ่และผู้บริโภครายเล็ก

โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้า

ระบบผลิต

ระบบส่ง

ระบบจำหน่าย

กิจการค้าปลีก

ขายไปยังศูนย์บริหารการชำระเงินและผู้ร่วมค้าในตลาด ซึ่งจะถูกเทียบเคียงกับปริมาณการซื้อขายที่ศูนย์ควบคุมระบบอิสระวัดได้และรายงานไปยังศูนย์บริหารการชำระเงิน เพื่อให้ศูนย์บริหารการชำระเงินรับชำระเงินจากผู้ค้าส่งและส่งมอบเงินไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าและบริษัทระบบส่งไฟฟ้าต่อไป

ตัวอย่างการคำนวณราคาตลาด [สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (2543: 50-51)]

สมมติให้คาดว่าจะมีความต้องการไฟฟ้าประมาณ 13,000 กิโลวัตต์ และสมมติให้มีบริษัทผลิตไฟฟ้าจำนวน 6 ราย เสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องการขายเข้าสู่ตลาดในช่วงเวลา 13.00-14.00 น. ดังแสดงในตารางที่ 4.8 จากตารางจะเห็นว่าโรงไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำที่สุด คือ GenCo 1 จะได้รับคำสั่งให้เดินเครื่องก่อน แต่เนื่องจากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ GenCo 1 เสนอขาย คือ 5,000 กิโลวัตต์นั้นไม่สามารถครอบคลุมความต้องการทั้งหมดได้ ตลาดจึงเลือกโรงไฟฟ้าที่เสนอราคาสูงขึ้นต่อไปจนปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอขายทั้งหมดพอดีกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลานั้น ดังนั้น โรงไฟฟ้าที่ได้รับการคัดเลือกจากศูนย์ควบคุมระบบอิสระให้ทำการจ่ายไฟฟ้าในช่วงเวลา 13.00-14.00 น. ได้แก่ GenCo 1-4 ตามลำดับ โดยราคาที่ GenCo 4 เสนอขายจะกำหนดราคาตลาด (SMP) เนื่องจาก GenCo 4 เป็นผู้ผลิตรายสุดท้ายที่ศูนย์ควบคุมระบบอิสระสั่งให้เดินเครื่อง ดังนั้น บริษัทผลิตไฟฟ้าทุกบริษัทที่ได้รับคำสั่งให้เดินเครื่องก็จะได้รับชำระเงินตามราคาตลาด (SMP) นี้ ซึ่งเท่ากับ 1.2 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง

ตารางที่ 4.8 แสดงการเสนอราคาและผลการจัดสรรกำลังการผลิตในช่วงเวลา 13.00-14.00 น.

บริษัทผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตที่เสนอขาย (กิโลวัตต์)	ราคาเสนอขาย (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	จำนวนเงินที่ตลาดกลางต้องชำระ
GenCo 1	5,000	0.6	5,000 x 1.2 บาท
GenCo 2	3,500	0.9	3,500 x 1.2 บาท
GenCo 3	3,500	1.1	3,500 x 1.2 บาท
GenCo 4	1,000	1.2	1,000 x 1.2 บาท
GenCo 5	3,000	1.6	ไม่ได้รับการคัดเลือกให้เดินเครื่อง = 0
GenCo 6	200	3.0	ไม่ได้รับการคัดเลือกให้เดินเครื่อง = 0

ส่วนการซื้อขายไฟฟ้านอกตลาดนั้นมีลักษณะเป็นสัญญาที่จัดทำขึ้นก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง โดยสัญญานี้แบ่งออกเป็น 2 ชนิด ตามลักษณะของสัญญา คือ สัญญาซื้อขายไฟฟ้านอกตลาด (Bilateral Contract) และสัญญาการจ่ายส่วนต่าง (Contract for Differences: CfDs) สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้านอกตลาดนั้นจะมีการส่งมอบไฟฟ้าจริงระหว่างคู่สัญญา ทำให้ทั้งสองฝ่ายได้รับราคาที่มีเสถียรภาพ ส่วนสัญญาการจ่ายส่วนต่างนั้นเป็นเพียงแค่สัญญาทางการเงินที่จัดทำขึ้นเพื่อลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาตลาด ด้วยการกำหนดให้คู่สัญญานั้นจ่ายส่วนต่างของราคาตลาดและราคาที่ตกลงซื้อขายให้แก่กัน

4.1.3 ผลการศึกษาหลักการคำนวณค่าไฟฟ้าต่อหน่วย

จากการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้า ทำให้ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในอนาคตอาจเท่ากับ มากกว่า หรือน้อยกว่าค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบันก็ได้ โดยค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในอนาคตยังคงคำนวณจากผลรวมของค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิตค่าบริการต่อหน่วยของระบบส่ง ค่าบริการต่อหน่วยของระบบจำหน่ายและค่าบริการต่อหน่วยของกิจการค้าปลีกเช่นเดียวกับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน (P)

$$P = E + T + \overline{D} + R$$

แต่ว่าค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในอนาคตจะมีวิธีการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิต ค่าบริการต่อหน่วยของระบบส่ง และค่าบริการต่อหน่วยของกิจการค้าปลีกแตกต่างไปจากวิธีการคำนวณของค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในปัจจุบัน

โดยในอนาคต วิธีการคำนวณค่าบริการต่อหน่วยของระบบส่งจะขึ้นอยู่กับระยะห่างของที่อยู่ของผู้บริโภคนับจากจุดจ่ายไฟ ซึ่งเป็นผลสืบเนื่องมาจากขีดจำกัดของสายส่งไฟฟ้า (Transmission constraint) ส่วนวิธีการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิตและวิธีการคำนวณค่าบริการต่อหน่วยของกิจการค้าปลีกจะขึ้นอยู่กับประเภทของผู้บริโภคและการเลือกของผู้บริโภค กล่าวคือ ถ้าผู้บริโภคเป็นผู้บริโภครายใหญ่ ผู้บริโภคจะมีทางเลือก 3 ทางเลือก คือ

การเลือกซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน บริษัทจัดหาไฟฟ้า และบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า แต่ถ้าผู้บริโภคเป็นผู้บริโภครายเล็ก ผู้บริโภคจะมีทางเลือกแค่ 2 ทางเลือก คือ การเลือกซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทจัดหาไฟฟ้าและบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า โดยทางเลือกในการบริโภคทั้ง 3 ทางเลือกมีสูตรในการคำนวณค่าไฟฟ้าต่อหน่วย ดังนี้

1. การเลือกซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน

$$P = (P_C + CTC) + (S_T) + (S_D) + (S_G)$$

2. การเลือกซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทจัดหาไฟฟ้า

$$P = (P_P + CTC) + (S_T) + (S_D) + (S_G + S_{SU})$$

ซึ่ง $P_P = SMP + AP$

3. การเลือกซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า

$$P = (P_W + CTC) + (S_T) + (S_D) + (S_G + S_{SU} + S_{SP})$$

ซึ่ง $P_W = \dfrac{P_P Q_P + P_C Q_C}{Q_P + Q_C}$

โดย

วงเล็บที่ 1	คือ	ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิต
วงเล็บที่ 2	คือ	ค่าบริการต่อหน่วยของระบบส่ง
วงเล็บที่ 3	คือ	ค่าบริการต่อหน่วยของระบบจำหน่าย
วงเล็บที่ 4	คือ	ค่าบริการต่อหน่วยของกิจการค้าปลีก
P	คือ	ค่าไฟฟ้าต่อหน่วย
P_C	คือ	ราคาตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า
P_P	คือ	ราคาในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Pool price)
SMP	คือ	ราคาตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

AP	คือ	ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าต่อหน่วย[1]
P_W	คือ	ราคาในระดับขายส่งที่บริษัทค้าปลีกไฟฟ้าเผชิญ
Q_P	คือ	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากตลาดกลางฯ
Q_C	คือ	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า
CTC	คือ	ค่า CTC (Competition Transition Charge) ต่อหน่วย
S_T	คือ	ค่าบริการระบบส่งต่อหน่วย
S_D	คือ	ค่าบริการระบบจำหน่ายต่อหน่วย
S_G	คือ	ค่าบริการ Gray area services ต่อหน่วย
S_{SU}	คือ	ค่าบริการจัดหาไฟฟ้าต่อหน่วย
S_{SP}	คือ	ค่าบริการเสริมต่อหน่วย

จากสูตรในการคำนวณค่าไฟฟ้าต่อหน่วยทั้ง 3 สูตรจะเห็นได้ว่าผู้บริโภคทุกรายจะต้องจ่ายค่า CTC ต่อหน่วย เนื่องจากการเปลี่ยนโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าจากการผูกขาดเป็นการแข่งขันทำให้เกิดต้นทุนติดค้าง (Stranded cost) ในอุตสาหกรรมไฟฟ้าขึ้น ดังนั้น รัฐโดยหน่วยงานจัดการหนี้สิน (DebtCo) จึงต้องหาเงินมาชำระต้นทุนติดค้างเหล่านี้ให้หมดไป โดยอันดับแรกหน่วยงานจัดการหนี้สินจะชำระต้นทุนติดค้างนี้ด้วยรายได้จากการแปรรูปกฟผ. นั่นคือการขายโรงไฟฟ้าของกฟผ.และการแปรสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกฟผ.และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน จากนั้นหน่วยงานจัดการหนี้สินจะทยอยชำระต้นทุนติดค้างส่วนที่เหลือนี้เป็นงวดๆด้วยรายได้จากสัญญาควบคุม (Vesting contract) และรายได้จากการจัดเก็บค่า CTC

---

[1] ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payment) คือ เงินที่จ่ายให้กับผู้ผลิตเป็นค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตลอดเวลาหากผู้ผลิตได้รับคำสั่งให้ผลิต ซึ่งผู้บริโภคต้องจ่ายเสมอไม่ว่าผู้ผลิตจะผลิตไฟฟ้าออกมาขายหรือไม่ก็ตาม แต่ว่าผู้ผลิตจะได้รับเงินค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าก็ต่อเมื่อผู้ผลิตสามารถรักษาความพร้อมจ่ายไฟฟ้าเป้าหมาย (Target availability) ให้ได้ในระดับเกินกว่าขั้นต่ำที่ตกลงไว้ โดยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าต่อหน่วยในแต่ละงวดจะขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตสำรอง (Reserve capacity) ของระบบผลิต กล่าวคือ ถ้าระบบผลิตมีกำลังการผลิตสำรองมาก ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าต่อหน่วยก็จะต่ำ แต่ถ้าระบบผลิตมีกำลังการผลิตสำรองน้อย ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าต่อหน่วยก็จะสูง

$$\text{ต้นทุนติดค้าง} = \text{รายได้จากการแปรรูปกฟผ.} + \sum_{t} (\text{รายได้จากสัญญาควบคุม}_t + \text{รายได้จากค่า CTC}_t)$$

โดยสัญญาควบคุม คือ สัญญาการจ่ายส่วนต่าง (Contract for Differeces: CfD) ระหว่างราคา SMP กับราคาอ้างอิง (CfD Strike price) ที่ผู้ผลิตและหน่วยงานจัดการหนี้สินเป็นผู้ร่างสัญญาขึ้น โดยหน่วยงานจัดการหนี้สินจะกำหนดราคาอ้างอิงให้กับผู้ผลิตขึ้นมาราคาหนึ่ง ซึ่งผู้ผลิตแต่ละรายจะได้รับราคาอ้างอิงแตกต่างกันตามกำลังการผลิตของตน ทั้งนี้ หากราคา SMP ในงวดใดสูงกว่าราคาอ้างอิง ผู้ผลิตจะต้องคืนส่วนต่างของราคาให้กับหน่วยงานจัดการหนี้สิน ซึ่งจะทำให้หน่วยงานจัดการหนี้สินมีรายได้จากสัญญาควบคุมในงวดนั้นมาจ่ายชำระต้นทุนติดค้าง แต่ถ้าราคา SMP ในงวดใดต่ำกว่าราคาอ้างอิง ผู้ผลิตจะได้รับส่วนต่างของราคาจากหน่วยงานจัดการหนี้สิน ซึ่งจะทำให้หน่วยงานจัดการหนี้สินไม่มีรายได้จากสัญญาควบคุมในงวดนั้นมาจ่ายชำระต้นทุนติดค้าง และยังต้องจัดหาเงินมาจ่ายส่วนต่างของราคาในงวดนั้นด้วย

$$\text{รายได้จากสัญญาควบคุม}_t = (\text{ราคา SMP}_t - \text{ราคาตามสัญญาควบคุม}) x \text{ปริมาณการผลิตตามสัญญาควบคุม}_t$$

จากแนวทางในการชำระต้นทุนติดค้างจะเห็นได้ว่ารายได้จากการแปรรูปกฟผ.มีความสัมพันธ์ในทางตรงกันข้ามกับการจัดเก็บค่า CTC กล่าวคือ ถ้าหน่วยงานจัดการหนี้สินมีรายได้จากการแปรรูปกฟผ.มาก หน่วยงานจัดการหนี้สินก็จะจัดเก็บค่า CTC น้อย แต่ถ้าหน่วยงานจัดการหนี้สินมีรายได้จากการแปรรูปกฟผ.น้อย หน่วยงานจัดการหนี้สินก็จะจัดเก็บค่า CTC มาก นอกจากนั้น จากหลักการของสัญญาควบคุมจะเห็นได้ว่าสัญญาควบคุมมีความสัมพันธ์ในทางตรงกันข้ามกับการจัดเก็บค่า CTC กล่าวคือ ถ้าหน่วยงานจัดการหนี้สินมีรายได้จากสัญญาควบคุมในงวดใด หน่วยงานจัดการหนี้สินก็จะจัดเก็บค่า CTC ในงวดนั้นน้อย แต่ถ้าหน่วยงานจัดการหนี้สินไม่มีรายได้แต่มีรายจ่ายจากสัญญาควบคุมในงวดใด หน่วยงานจัดการหนี้สินก็จะจัดเก็บค่า CTC ในงวดนั้นมาก

$$\text{ค่า CTC}_t = \text{ต้นทุนติดค้างหลังหักรายได้จากการแปรรูปกฟผ.}_t - \text{รายได้จากสัญญาควบคุม}_t$$

4.2 ผลการศึกษาลักษณะโครงสร้างตลาดใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า

หัวข้อนี้กล่าวถึงโครงสร้างตลาดของตลาดย่อยในอุตสาหกรรมไฟฟ้า เพื่อที่เราจะได้เลือกตลาดตัวอย่างที่เหมาะสมแก่การศึกษาความสามารถในการใช้อำนาจตลาดของผู้ผลิต โดยตลาดที่เหมาะสม คือ ตลาดที่ไม่ใช่ตลาดแข่งขันและตลาดผูกขาดโดยรัฐ เพราะว่าผู้ผลิตทุกรายในตลาดทั้งสองลักษณะนี้จะไม่มีแรงจูงใจในการใช้อำนาจตลาด

จากผลการศึกษาโครงสร้างใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในหัวข้อที่ 4.1 ทำให้เราสามารถแบ่งอุตสาหกรรมไฟฟ้าในอนาคตออกเป็น 7 ตลาด ซึ่งหากเราใช้ส่วนประกอบทางการตลาด 4 ตัว คือ จำนวนผู้ขายและผู้ซื้อ ลักษณะของสินค้า/บริการ ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขายในตลาด (Interdependency) และความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาดมาพิจารณาโครงสร้างตลาดแล้ว ตลาดทั้ง 7 ของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในอนาคตจะมีโครงสร้างตลาดดังนี้

1. ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง – ตลาดผู้ขายน้อยราย
2. ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง – ตลาดผู้ขายน้อยราย

จำนวนผู้ขาย: 10 ราย คือ
- บริษัทผลิตไฟฟ้า 1 และ 2
- ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญาทั้ง 5 ราย
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ
- โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน
- โรงไฟฟ้าดีเซล

จำนวนผู้ซื้อ: 1 ราย คือ บริษัทจัดหาไฟฟ้า

สินค้า: พลังงานไฟฟ้า ซึ่งเหมือนกันทุกประการ

ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขาย: มาก

ความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาด: ผู้ขาย – ยาก เพราะการเข้าหรือออกจากตลาดต้องขออนุญาตจากคณะกรรมการกำกับดูแลก่อน
ผู้ซื้อ – ยาก เพราะไม่สามารถเข้าหรือออกจากตลาดได้

3. ตลาดสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า – ตลาดแข่งขัน

จำนวนผู้ขาย:	7 ราย คือ - บริษัทผลิตไฟฟ้า 1 และ 2 - ผู้ค้าไฟฟ้าตามสัญญาทั้ง 5 ราย
จำนวนผู้ซื้อ:	จำนวนมาก ได้แก่ - บริษัทค้าปลีกไฟฟ้า - ผู้บริโภครายใหญ่
สินค้า:	พลังงานไฟฟ้า ซึ่งเหมือนกันทุกประการ
ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขาย:	น้อย
ความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาด:	ผู้ขาย – ง่าย เพราะสามารถหักล้างพันธะตามสัญญาได้ด้วยการทำสัญญาใหม่หรือเข้าไปซื้อจากตลาดจัดหาไฟฟ้า เพื่อมาหักล้างสัญญาเก่า ผู้ซื้อ – ง่าย เพราะสามารถหักล้างพันธะตามสัญญาได้ด้วยการทำสัญญาใหม่หรือเข้าไปซื้อจากตลาดจัดหาไฟฟ้า เพื่อมาหักล้างสัญญาเก่า

4. ตลาดระบบส่ง – ตลาดผูกขาดโดยรัฐ

จำนวนผู้ขาย:	1 ราย คือ บริษัทระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐ
จำนวนผู้ซื้อ:	จำนวนมาก ได้แก่ - บริษัทจัดหาไฟฟ้า ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐ - บริษัทค้าปลีกไฟฟ้า - ผู้บริโภครายใหญ่
บริการ:	บริการในระบบส่ง ซึ่งไม่สามารถทดแทนได้
ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขาย:	ไม่มี เพราะผู้ขายมีเพียงรายเดียว
ความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาด:	ผู้ขาย – ยาก เพราะไม่สามารถเข้าหรือออกจากตลาดได้ ผู้ซื้อ – ง่าย

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5. ตลาดระบบจำหน่าย – ตลาดผูกขาดโดยรัฐ

จำนวนผู้ขาย: 1 ราย คือ บริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐ

จำนวนผู้ซื้อ: จำนวนมาก ได้แก่
- บริษัทค้าปลีกไฟฟ้า
- ผู้บริโภครายใหญ่

บริการ: บริการในระบบจำหน่าย ซึ่งไม่สามารถทดแทนได้

ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขาย: ไม่มี เพราะผู้ขายมีเพียงรายเดียว

ความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาด: ผู้ขาย – ยาก เพราะไม่สามารถเข้าหรือออกจากตลาดได้
ผู้ซื้อ – ง่าย

6. ตลาด Gray area services – ตลาดผูกขาดโดยรัฐ

จำนวนผู้ขาย: 1 ราย คือ บริษัทจัดหาไฟฟ้า ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐ

จำนวนผู้ซื้อ: จำนวนมาก ได้แก่
- บริษัทค้าปลีกไฟฟ้า
- ผู้บริโภครายใหญ่
- ผู้บริโภครายเล็ก

บริการ: Gray area services ซึ่งไม่สามารถทดแทนได้

ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขาย: ไม่มี เพราะผู้ขายมีเพียงรายเดียว

ความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาด: ผู้ขาย – ยาก เพราะไม่สามารถเข้าหรือออกจากตลาดได้
ผู้ซื้อ – ง่าย

7. ตลาดจัดหาไฟฟ้า – ตลาดแข่งขัน

จำนวนผู้ขาย: จำนวนมาก ได้แก่
- บริษัทจัดหาไฟฟ้า ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐ
- บริษัทค้าปลีกไฟฟ้า

จำนวนผู้ซื้อ:	จำนวนมาก ได้แก่ - ผู้บริโภครายใหญ่ - ผู้บริโภครายเล็ก
สินค้า:	สินค้ามี 2 กลุ่ม คือ - พลังงานไฟฟ้า - พลังงานไฟฟ้าควบบริการเสริม ซึ่งสินค้าทั้ง 2 กลุ่ม แตกต่างกัน แต่สามารถทดแทนกันได้ เช่นเดียวกับ สินค้าในกลุ่มพลังงานไฟฟ้าควบบริการเสริม ซึ่งแตกต่างกัน แต่ก็สามารถทดแทนกันได้น้อย
ความขึ้นอยู่ต่อกันของผู้ขาย:	
ความยากง่ายในการเข้าออกจากตลาด:	<u>ผู้ขาย</u> – ยาก เพราะการเข้าหรือออกจากตลาดต้องขออนุญาตจากคณะกรรมการกำกับดูแลก่อน <u>ผู้ซื้อ</u> – ง่าย

จากการพิจารณาโครงสร้างตลาด ทำให้เราสามารถสรุปได้ว่าตลาดที่เหมาะสมแก่การศึกษาความสามารถในการใช้อำนาจตลาดของผู้ผลิต คือ ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง และตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง แต่หากเราพิจารณาคุณสมบัติของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง เราจะพบว่าตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงมีความไม่แน่นอนสูง เพราะว่าตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง คือ ตลาดที่เกิดขึ้นหลังจากการเกิดขึ้นของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง เพื่อประโยชน์ 3 ประการ คือ

1. เพื่อปรับปริมาณในดุลยภาพของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงให้เท่ากับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาซื้อขายไฟฟ้าจริง

2. เพื่อปรับการจัดสรรปริมาณการผลิตของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงให้สอดคล้องกับข้อจำกัดของระบบส่ง ณ ช่วงเวลาซื้อขายไฟฟ้าจริง

3. เพื่อจัดหาบริการความช่วยเหลือ (Ancillary service) ให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการ ณ ช่วงเวลาซื้อขายไฟฟ้าจริง

จากความไม่แน่นอนของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกที่จะศึกษาความสามารถในการใช้อำนาจตลาดของผู้ผลิตในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงเท่านั้น

4.3 ผลการศึกษาระดับอำนาจตลาดของผู้ผลิตในตลาดตัวอย่าง

หัวข้อนี้กล่าวถึงระดับอำนาจตลาดของผู้ผลิตในตลาดตัวอย่าง ซึ่งเราได้เลือกตลาดตัวอย่างแล้วในหัวข้อที่ 4.2 คือ ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาซื้อขายไฟฟ้าจริง ดังนั้น หัวข้อนี้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ผลการศึกษาในกรณีฐาน และผลการศึกษาในกรณีศึกษา ซึ่งมี 3 กรณี คือ การตรวจสอบผลกระทบจากความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ การแบ่งแยกโรงไฟฟ้าของกฟผ.ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ออกเป็นบริษัทหลายบริษัท และความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคา

4.3.1 ผลการศึกษาในกรณีฐาน

สำหรับกรณีฐาน ผู้ผลิตในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงมีความสามารถในการใช้อำนาจตลาดสูงมากทั้งในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) และกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) ดังจะเห็นได้จากระดับอำนาจตลาดที่วัดด้วย Industry Lerner Index ที่พบว่ามีค่าสูงถึงมากกว่าร้อยละ 70 โดยผู้ผลิตจะมีความสามารถในการใช้อำนาจตลาดในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) มากกว่าในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) ประมาณร้อยละ 10

ทั้งนี้ ผลกระทบที่สำคัญจากการที่ผู้ผลิตในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงมีอำนาจตลาด คือ ราคาไฟฟ้า ดังจะเห็นได้จากแผนภาพที่ 4.4 ที่ส่วนต่างระหว่างราคา Cournot และราคาแข่งขันนั้นกว้างมาก ทั้งในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) และชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) โดยเฉพาะในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak)

นอกจากนั้น การที่ผู้ผลิตในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงมีอำนาจตลาดก็ยังส่งผลให้ปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดนี้น้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก ดังจะเห็นได้จากแผนภาพที่ 4.5 ซึ่งส่งผลให้ผู้ผลิตในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงมีความสามารถในการใช้อำนาจตลาดมากขึ้นด้วย โดยเฉพาะในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) ดังจะเห็นได้จากแผนภาพที่ 4.6 ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) ในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริงมีปริมาณใกล้เคียงกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) ในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าก่อนช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้าจริง ซึ่งมีระดับอำนาจตลาดที่สูงมากถึงมากกว่าร้อยละ 70

ดังนั้น การตรวจสอบว่าปัจจัยใดบ้างที่ส่งผลกระทบต่อความสามารถของผู้ผลิตในการใช้อำนาจตลาดด้วยการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity analysis) จึงเป็นสิ่งที่สมควรทำ

ตารางที่ 4.9 แสดงผลการศึกษาในกรณีฐาน

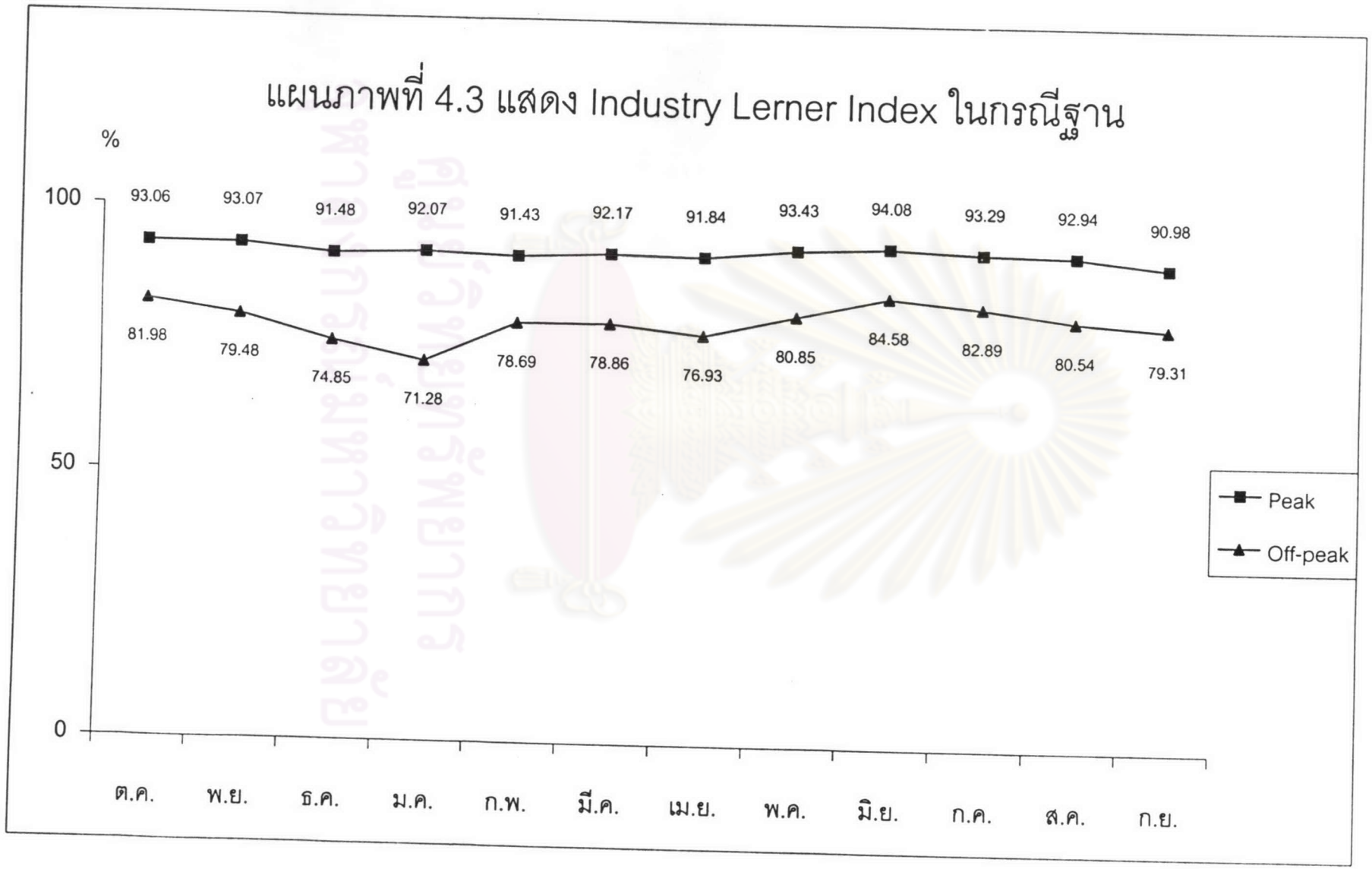
เดือน	ชั่วโมง	ปริมาณ Cournot (กิโลวัตต์)	ราคาแข่งขัน (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ราคา Cournot (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	Industry Lerner Index (%)
ต.ค.	Peak	11,924,612.35	126.85	1,827.81	93.06
	Off-peak	8,410,767.70	116.00	643.69	81.98
พ.ย.	Peak	11,719,199.98	126.85	1,829.48	93.07
	Off-peak	7,502,110.14	108.78	530.09	79.48
ธ.ค.	Peak	11,563,322.64	126.85	1,489.52	91.48
	Off-peak	6,829,066.72	104.18	414.25	74.85

ตารางที่ 4.9 (ต่อ) แสดงผลการศึกษาในกรณีฐาน

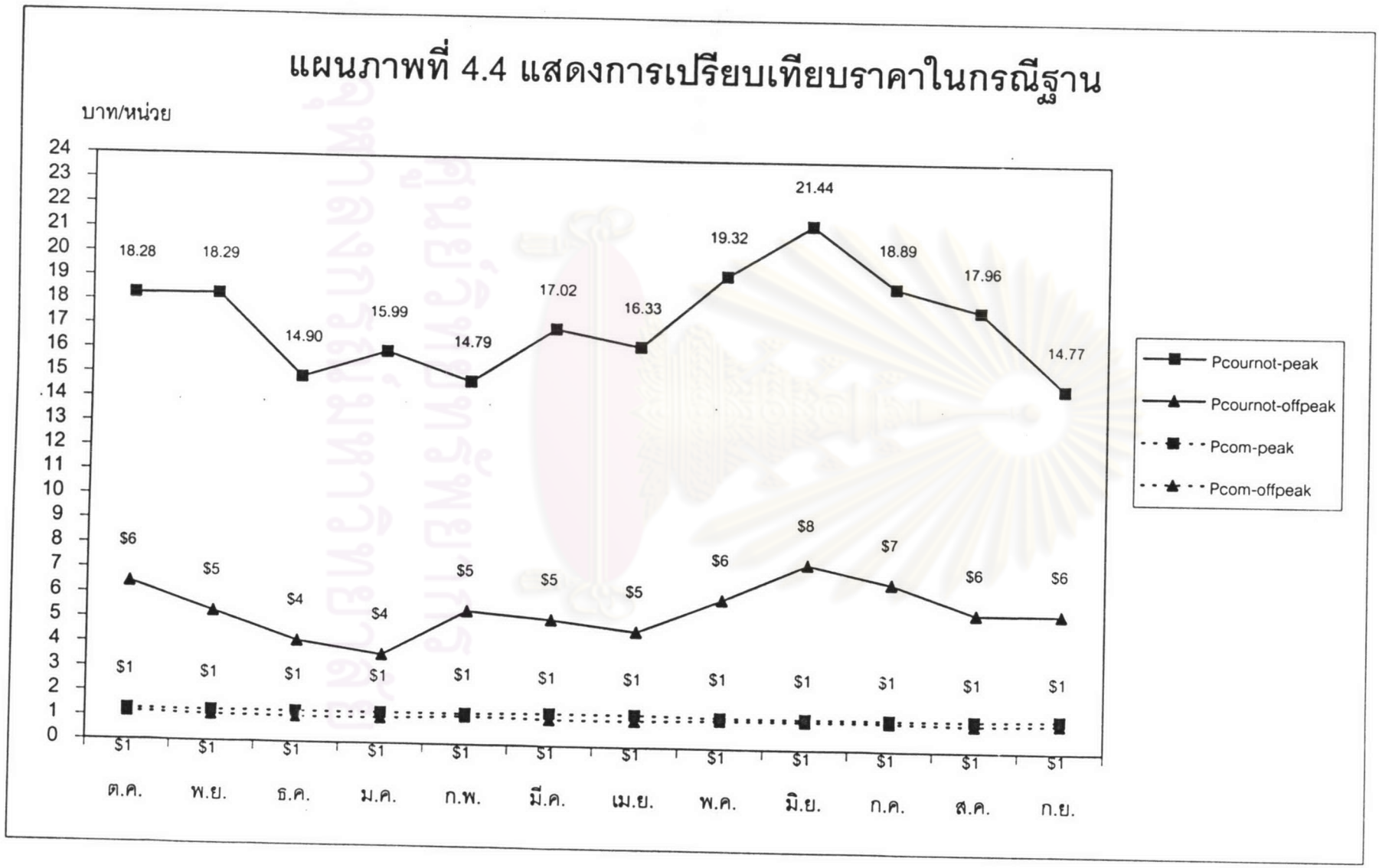
เดือน	ชั่วโมง	ปริมาณ Cournot (กิโลวัตต์)	ราคาแข่งขัน (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ราคา Cournot (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	Industry Lerner Index (%)
ม.ค.	Peak	12,206,556.12	126.85	1,598.81	92.07
	Off-peak	6,543,197.59	104.18	362.69	71.28
ก.พ.	Peak	12,754,808.35	126.85	1,479.39	91.43
	Off-peak	8,765,746.80	116.00	544.34	78.69
มี.ค.	Peak	12,805,735.47	133.20	1,701.64	92.17
	Off-peak	8,231,523.51	108.78	514.52	78.86
เม.ย.	Peak	13,093,038.03	133.20	1,633.08	91.84
	Off-peak	8,119,992.44	108.78	471.48	76.93
พ.ค.	Peak	12,491,544.17	126.85	1,931.84	93.43
	Off-peak	8,448,242.45	116.00	605.66	80.85
มิ.ย.	Peak	11,945,450.22	126.85	2,143.75	94.08
	Off-peak	8,711,251.05	116.00	752.27	84.58
ก.ค.	Peak	12,170,585.05	126.85	1,889.09	93.29
	Off-peak	8,722,560.18	116.00	677.88	82.89
ส.ค.	Peak	12,461,586.30	126.85	1,795.84	92.94
	Off-peak	8,244,817.28	108.78	558.95	80.54
ก.ย.	Peak	12,868,037.83	133.20	1,476.56	90.98
	Off-peak	8,980,811.01	116.00	560.63	79.31

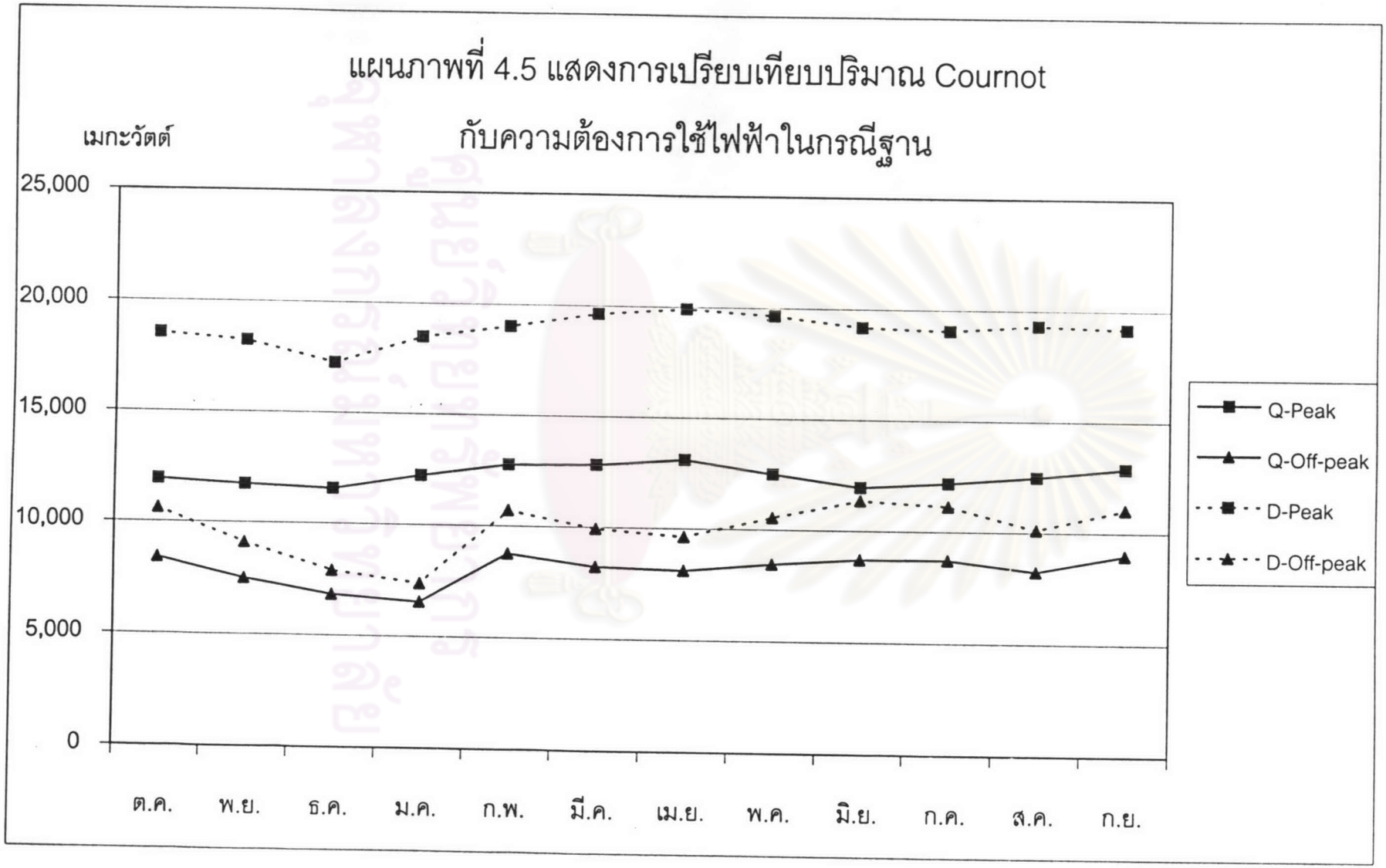
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

แผนภาพที่ 4.3 แสดง Industry Lerner Index ในกรณีฐาน

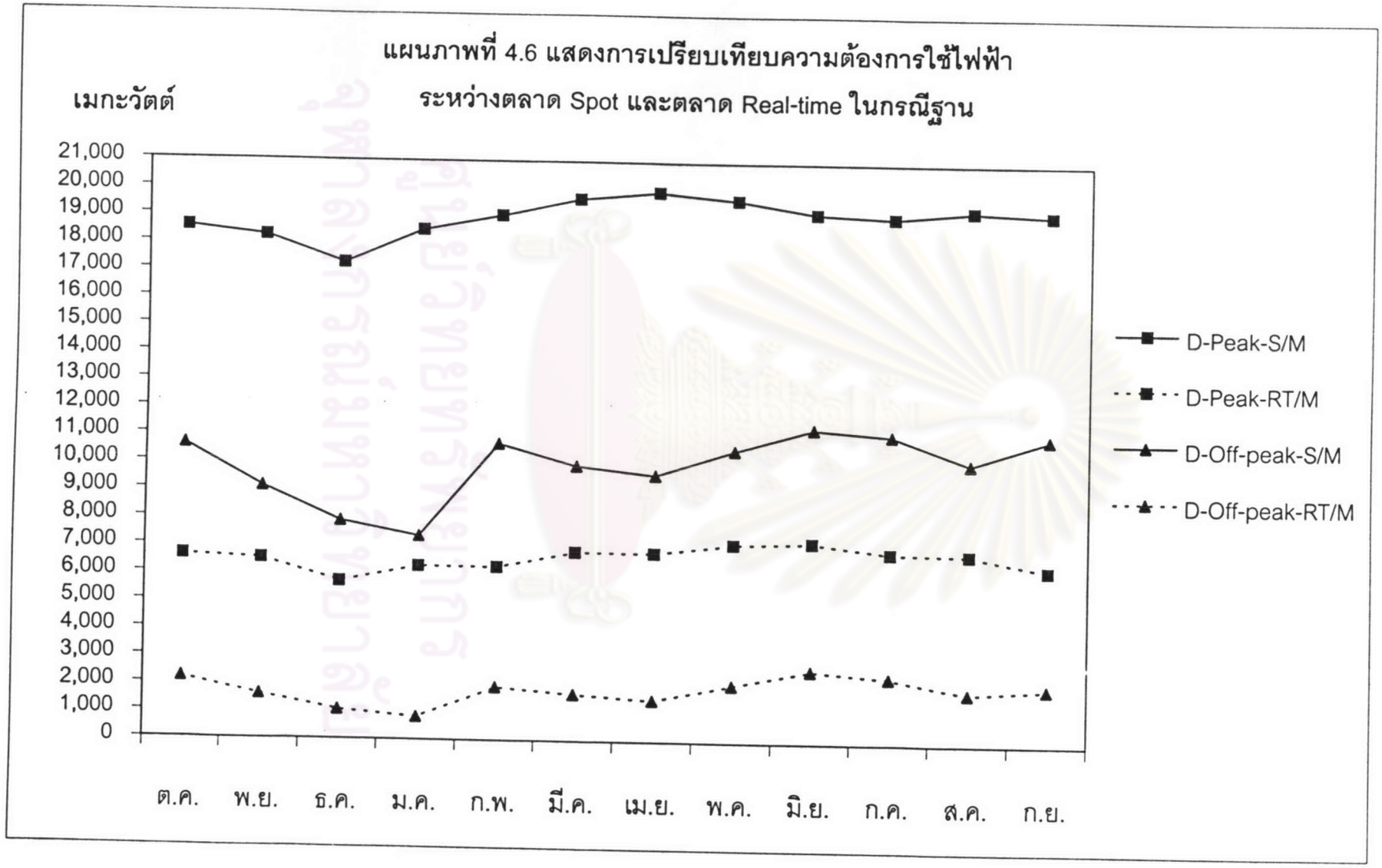


แผนภาพที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบราคาในกรณีฐาน




แผนภาพที่ 4.5 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณ Cournot
กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในกรณีฐาน
เมกะวัตต์
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
ต.ค.
พ.ย.
ธ.ค.
ม.ค.
ก.พ.
มี.ค.
เม.ย.
พ.ค.
มิ.ย.
ก.ค.
ส.ค.
ก.ย.
Q-Peak
Q-Off-peak
D-Peak
D-Off-peak

แผนภาพที่ 4.6 แสดงการเปรียบเทียบความต้องการใช้ไฟฟ้า
ระหว่างตลาด Spot และตลาด Real-time ในกรณีฐาน



4.3.2 ผลการศึกษาในกรณีศึกษา

กรณีศึกษาแบ่งออกเป็น 3 กรณี โดยกรณีศึกษาที่ 1 เป็นการพิจารณาความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ กรณีศึกษาที่ 2 เป็นการพิจารณาจำนวนบริษัทที่เกิดจากการแบ่งแยกโรงไฟฟ้าในความรับผิดชอบของกฟผ. และกรณีศึกษาที่ 3 เป็นการพิจารณาความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคา

4.3.2.1 ผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 1

สำหรับการตรวจสอบผลกระทบของความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีต่อความสามารถของผู้ผลิตในการใช้อำนาจตลาดนั้นพบว่า ในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) หากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มปริมาณการผลิตแล้ว ราคา Cournot และระดับอำนาจตลาดมีค่าลดลง ขณะที่ปริมาณ Cournot และราคาแข่งขันมีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามที่คาดการณ์ แต่ในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) การเพิ่มปริมาณการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะไม่ได้ทำให้ผู้ผลิตมีอำนาจตลาดลดลงเสมอไป อย่างไรก็ตาม ถ้าการเพิ่มปริมาณการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำทำให้ผู้ผลิตมีอำนาจตลาดลดลงหรือเพิ่มขึ้นแล้ว จะส่งผลให้การเปลี่ยนแปลงของราคา Cournot เป็นไปในทิศทางเดียวกัน แต่ปริมาณ Cournot และราคาแข่งขันจะเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางตรงกันข้าม

ตารางที่ 4.10 แสดงผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 1

ความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	ปริมาณ Cournot (กิโลวัตต์)	ราคาแข่งขัน (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ราคา Cournot (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	Industry Lerner Index (%)
<u>เต็มกำลังการผลิต</u>				
Peak	15,201,216.96	161.15	774.14	79.18
Off-peak	7,914,042.99	104.18	536.11	80.57
<u>ไม่เต็มกำลังการผลิต</u>				
Peak	13,093,038.03	133.20	1,630.08	91.84
Off-peak	8,119,992.44	108.78	471.48	76.93

4.3.2.2 ผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 2

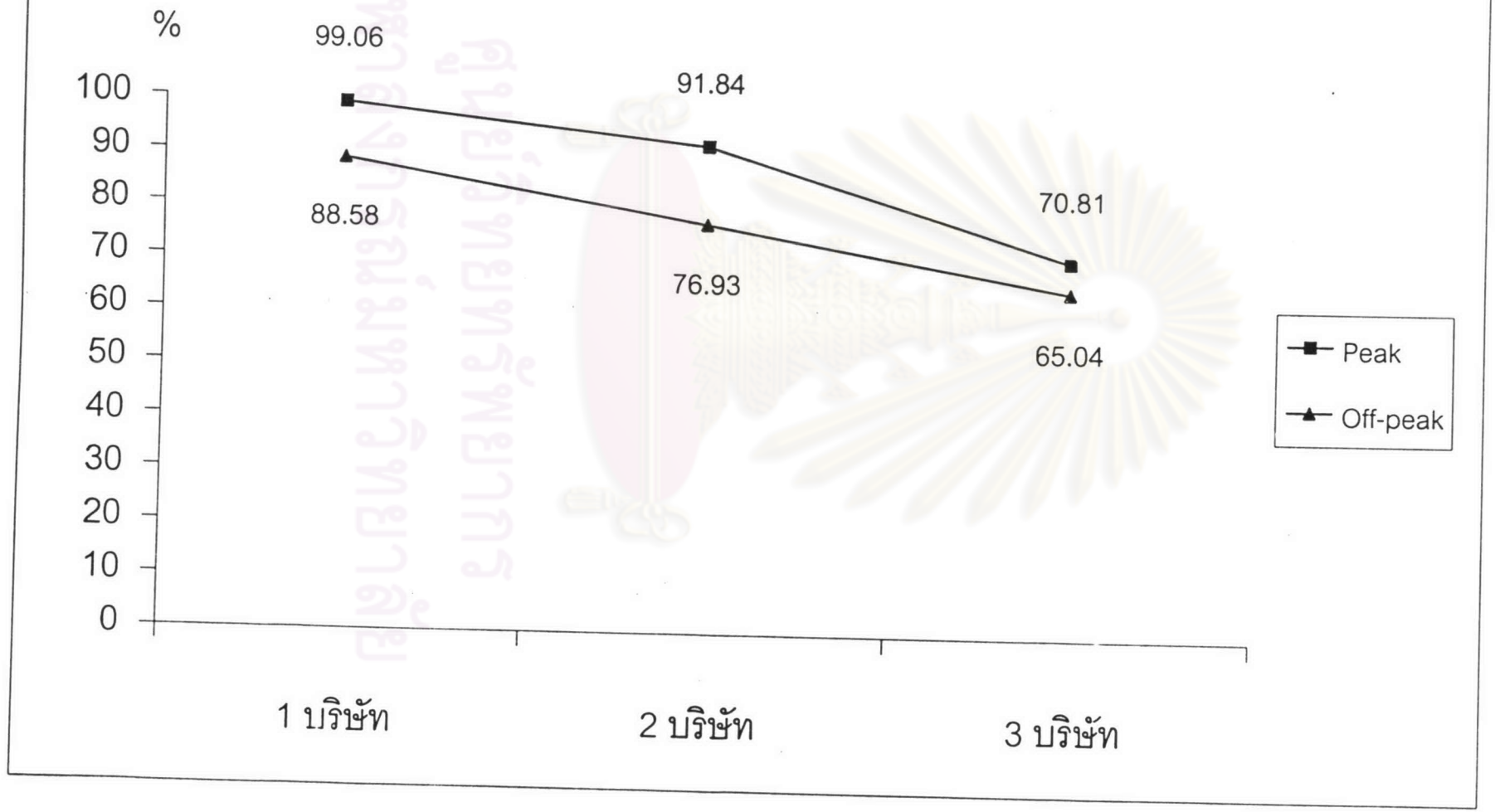
สำหรับการตรวจสอบผลกระทบของจำนวนบริษัทที่เกิดจากการแบ่งแยกโรงไฟฟ้าของกฟผ.ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ที่มีต่อความสามารถของผู้ผลิตในการใช้อำนาจตลาดนั้น พบว่า ทั้งในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) และกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) หากจำนวนบริษัทที่เกิดจากการแบ่งโรงไฟฟ้าของกฟผ.ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) เพิ่มขึ้นแล้ว ราคา Cournot และระดับอำนาจตลาดมีค่าลดลง ขณะที่ปริมาณและราคาแข่งขันมีค่าเพิ่มขึ้น

ตารางที่ 4.11 แสดงผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 2

จำนวนบริษัท	ชั่วโมง	ปริมาณ (กิโลวัตต์)	ราคาแข่งขัน (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ราคา Cournot (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	Industry Lerner Index (%)
1	Peak	8,732,895.87	116.00	12,371.37	99.06
	Off-Peak	7,115,738.89	104.18	912.32	88.58
2	Peak	13,093,038.03	133.20	1,633.08	91.84
	Off-Peak	8,119,992.44	108.78	471.48	76.93
3	Peak	15,682,329.75	193.38	662.45	70.81
	Off-Peak	8,711,246.16	116.00	331.78	65.04

อย่างไรก็ตาม การเพิ่มจำนวนบริษัทที่เกิดจากการแบ่งแยกโรงไฟฟ้าของกฟผ.ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ก็ไม่ได้ทำให้ผู้ผลิตมีอำนาจตลาดต่ำมากนัก ดังจะเห็นได้จากระดับอำนาจตลาดในกรณีที่แบ่งเป็น 3 บริษัทนั้นเท่ากับร้อยละ 70.81 ในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) และร้อยละ 65.04 ในชั่วโมงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak)

แผนภาพที่ 4.7 แสดงผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 2



4.3.2.3 ผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 3

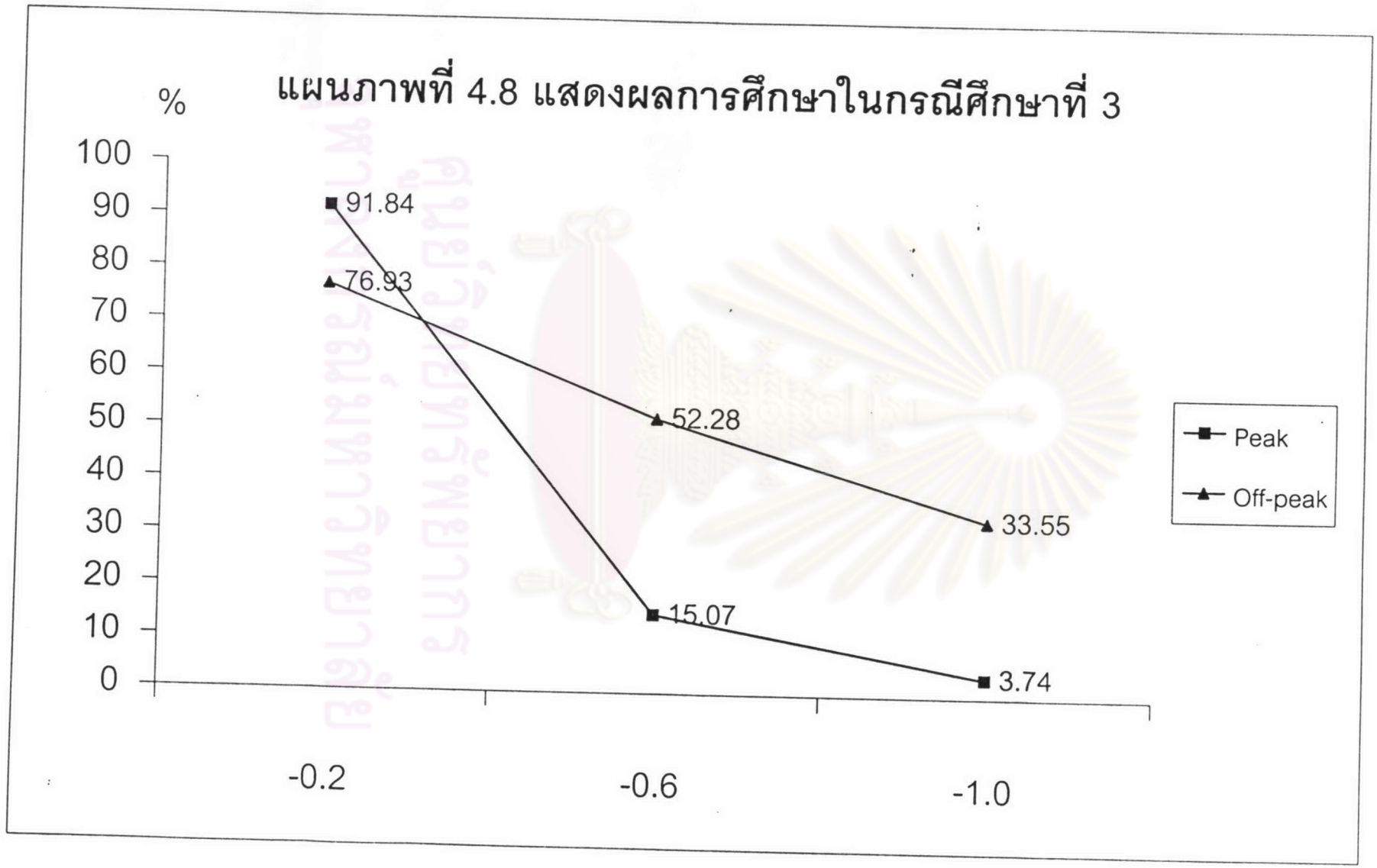
สำหรับการตรวจสอบผลกระทบของความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคาที่มีต่อความสามารถของผู้ผลิตในการใช้อำนาจตลาดนั้นพบว่า ทั้งในกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) และกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) หากค่าความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคาสูงขึ้นแล้ว ราคา Cournot และระดับอำนาจตลาดมีค่าลดลงอย่างมาก ขณะที่ปริมาณและราคาแข่งขันมีค่าเพิ่มขึ้น

ตารางที่ 4.13 แสดงผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 3

ความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคา	ชั่วโมง	ปริมาณ (กิโลวัตต์)	ราคาแข่งขัน (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ราคา Cournot (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	Industry Lerner Index (%)
-0.2	Peak	13,093,038.03	133.20	1,633.08	91.84
	Off-peak	8,119,992.44	108.78	471.48	76.93
-0.6	Peak	17,144,092.16	218.76	257.57	15.07
	Off-peak	8,586,489.87	116.00	243.07	52.28
-1.0	Peak	17,585,556.22	218.76	227.25	3.74
	Off-peak	10,485,140.43	122.51	184.37	33.55

นอกจากนั้น เรายังพบว่าการเพิ่มความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคาในกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak) จะส่งผลกระทบต่อปริมาณ ราคาแข่งขัน ราคา Cournot และระดับอำนาจตลาดน้อยกว่ากรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย


แผนภาพที่ 4.8 แสดงผลการศึกษาในกรณีศึกษาที่ 3
%
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
91.84
76.93
52.28
33.55
15.07
3.74
-0.2
-0.6
-1.0
Peak
Off-peak