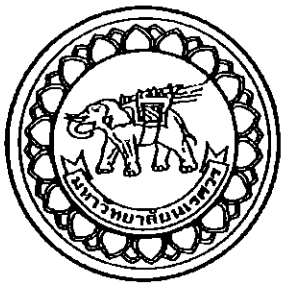


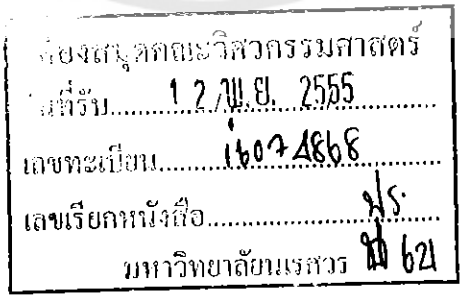
การตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย

AN EXAMINATION OF THE PERFORMANCE OF THE THAI ELECTRICITY INDUSTRY

นายปิยะพงษ์ ทาทอง รหัส 51382327

นายธนพัฒน์ มงคลสันติสุข รหัส 51383843

นายธีรพงษ์ เชิงดี รหัส 51383867



ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

ปีการศึกษา 2554

ใบรับรองปริญญานิพนธ์

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย	
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายปิยะพงษ์ ทาทอง	รหัส 51382327
	นายธนพัฒน์ มงคลสันติสุข	รหัส 51383843
	นายธีรพงษ์ เชิงดี	รหัส 51383867
ที่ปรึกษาโครงงาน	ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ	
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า	
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์	
ปีการศึกษา	2554	

.....

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร อนุมัติให้ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

.....ที่ปรึกษาโครงงาน
(ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ)

.....กรรมการ
(ดร. พรพิศุทธิ์ วรจิรันตน์)

.....กรรมการ
(ดร. แคทรียา สุวรรณศรี)

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย	
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายปิยะพงษ์ ทาทอง	รหัส 51382327
	นายธนพัฒน์ มงคลสันติสุข	รหัส 51383843
	นายธีรพงษ์ เชิงดี	รหัส 51383867
ที่ปรึกษาโครงงาน	ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ	
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า	
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์	
ปีการศึกษา	2554	

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์ ฉบับนี้นำเสนอโครงงานเกี่ยวกับการตรวจสอบผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทย ในช่วงต้นทศวรรษที่ 1990 รัฐบาลไทยได้ริเริ่มโครงการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย ด้วยคำกล่าวอ้างว่าการปฏิรูปจะช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้า ซึ่งวัตถุประสงค์ของการศึกษาในครั้งนี้ คือการตรวจสอบข้อเท็จจริงของคำกล่าวอ้างดังกล่าวโดยการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทย เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ดังกล่าว โครงงานนี้จึงนำวิธี การวิเคราะห์เส้นขอบเขต (DEA) มาใช้ในการคำนวณการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคในช่วงระหว่างปี 2523 ถึง 2553

ผลการวิเคราะห์พบว่า ผลิตภาพโดยรวมของกิจการไฟฟ้าไทยมีการเพิ่มขึ้นจริง แต่การเพิ่มขึ้นของผลิตภาพดังกล่าวเกิดจากการพัฒนาและปรับปรุงทางด้านเทคโนโลยีเท่านั้น และประสิทธิภาพทางเทคนิค ไม่มีผลต่อผลิตภาพโดยรวม จากการวิเคราะห์ยังพบอีกว่า การอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลในด้านลบต่อประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้า

Project title	An Examination of the Performance of the Thai Electricity Industry		
Name	Mr. Piyapong	Tatong	ID. 51382327
	Mr. Tanapat	Mongkonsuntisook	ID. 51383843
	Mr. Teerapong	Chengdee	ID. 51383867
Project advisor	Mrs. Supannika Wattana, Ph.D.		
Major	Electrical Engineering		
Department	Electrical and Computer Engineering		
Academic year	2011		

Abstract

This thesis presents a project to examine the total factor productivity and technical efficiency of Thai electricity industry. In the early 1990s, the Thai government initiated a process of reform of the Thai electricity industry with the argument that such reform would improve the performance of the industry. The purpose of this study is to examine the veracity of this argument by analyzing the TFP and technical efficiency of the Thai electricity industry. In order to achieve this objective, Data Envelopment Analysis (DEA) is employed to calculate indices of TFP change, technical change and technical efficiency change over the period 1980-2010.

The analysis revealed that there was in fact an increase in TFP of the electricity Industry over to period 1980-2010. This productivity growth, however, was mainly driven by technological advancements and that technical efficiency has insignificant impact on the overall productivity. The analysis further showed that the introduction of IPPs and SPPs has negatively impacted the performance of the Thai electricity industry.

กิตติกรรมประกาศ

โครงงานนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความกรุณาเป็นอย่างยิ่งจาก ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาโครงงานและให้ความกรุณาในการให้คำปรึกษาทุกเรื่องเกี่ยวข้องกับการทำโครงงานนี้ นอกจากนั้นยังมี ดร. พรพิศุทธิ์ วรจิรันตน์ และ ดร. แคทรียา สุวรรณศรี ซึ่งเป็นอาจารย์กรรมการโครงงานและให้คำแนะนำในการปรับปรุงโครงงาน คณะผู้ดำเนินโครงงานขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงและขอระลึกถึงความกรุณาของท่านไว้ตลอดไป

ขอขอบคุณคณาจารย์ทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ในทุกๆศาสตร์ที่เป็นประโยชน์ ทั้งที่เกี่ยวข้องในด้านของสายอาชีพและที่เกี่ยวข้องในด้านของการดำเนินชีวิตในสังคมให้กับคณะผู้ดำเนินโครงงาน

เหนือสิ่งอื่นใด คณะผู้ดำเนินโครงงานขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ผู้มอบความรักความเมตตา สติปัญญา รวมทั้งเป็นผู้ให้ทุกสิ่งทุกอย่างตั้งแต่วัยเยาว์จวบจนถึงปัจจุบัน คอยเป็นกำลังใจทำให้ได้รับความสำเร็จอย่างทุกวันนี้ และขอขอบคุณทุกๆคนในครอบครัวของคณะผู้ดำเนินโครงงานที่ไม่ได้กล่าวไว้ ณ ที่นี้ด้วย

นายปิยะพงษ์ ทาทอง
นายธนพัฒน์ มงคลสันติสุข
นายธีรพงษ์ เชิงดี

สารบัญ

หน้า

ใบรับรองปริญญานิพนธ์ ..... ก
บทคัดย่อภาษาไทย ..... ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ค
กิตติกรรมประกาศ ..... ง
สารบัญ ..... จ
สารบัญตาราง ..... ช
สารบัญรูป ..... ซ

บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 หลักการและเหตุผล 1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน 2
1.3 ขอบเขตของโครงงาน 2
1.4 แผนการดำเนินงาน 3
1.5 ผลที่ได้รับ 4
1.6 งบประมาณ 4

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง 5
2.1 ปัจจัยที่นำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพ 5
2.2 ทฤษฎีประสิทธิภาพการผลิต 7
2.3 วิธีการวัดประสิทธิภาพโดยการกำหนดขอบเขต (Frontier Approach) 8
2.4 รูปแบบการวัดประสิทธิภาพโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต 9
2.5 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพทางเทคนิคโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต 13
2.6 เทคนิคการวัดประสิทธิภาพเชิงเทคนิคขององค์การโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต . 14
2.7 แบบจำลองพื้นฐานสำหรับการวัดประสิทธิภาพ 16
2.8 การใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP 20
2.9 ค่าคะแนนประสิทธิภาพ (Score Efficiency) 23
2.10 การศึกษาการใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1 24
2.11 วิธีการใช้โปรแกรม DEAP 2.1 25
2.12 การเก็บรวบรวมข้อมูลปัจจัยการผลิต และผลผลิต 29

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 3 ความเป็นมาของกิจการไฟฟ้าไทย 40

3.1 ช่วงการจัดตั้งกิจการไฟฟ้าเป็นรัฐวิสาหกิจ 40

3.2 ช่วงการส่งเสริมบทบาทภาคเอกชนในกิจการไฟฟ้า 46

3.3 ช่วงการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ 50

3.4 โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน 51

บทที่ 4 วิเคราะห์ผลการวัดประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้า 56

4.1 ผลิตภาพและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทย 57

บทที่ 5 สรุปผล 64

5.1 สาเหตุของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า 64

5.2 ประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย 66

5.3 แนวทางการแก้ไขปัญหา 69

เอกสารอ้างอิง 70

ภาคผนวก ก ข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตที่ใช้ในการวิเคราะห์ 75

ภาคผนวก ข ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม DEAP 2.1 82

ประวัติผู้ดำเนินโครงงาน 109

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

2.1 แบบจำลองภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ 18

2.2 แบบจำลองภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน 18

2.3 ข้อมูลปัจจัยการผลิต และผลผลิต 31

2.4 การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section 32

4.1 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม 58

สารบัญรูป

รูปที่ หน้า

2.1 การคำนวณผลิตภาพโดยรวม 6
2.2 การกำหนดขอบเขตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตโดยวิธี DEA และ SFA 8
2.3 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านผลผลิต (Input Oriented Efficiency Measurement) 9
2.4 การวัดประสิทธิภาพทางด้านผลผลิต (Output Oriented Efficiency Measurement) 11
2.5 วิธีการคำนวณเพื่อหาค่า Scale Efficiency 19
2.6 วิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP 21
2.7 จัดเรียงข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตลงในโปรแกรม Notepad 25
2.8 ลบแถวและหลักแรกออก 25
2.9 การบันทึก Data File 26
2.10 การตั้งชื่อ Data File 26
2.11 การสร้าง Output File 27
2.12 การสร้าง Instruction File 27
2.13 การ Run โปรแกรม DEAP 2.1 28
2.14 เปิด Output File เพื่อดูผลลัพธ์ของการคำนวณ 29
3.1 โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า 44
3.2 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยหลังการเชิญภาคเอกชนเข้ามาในระบบ 49
3.3 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน 53
4.1 ค่าสะสมของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม 59
4.2 ความยาวของสายส่งในแต่ละปี 60
4.3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงในแต่ละปี 60
4.4 กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปี 60
4.5 จำนวนลูกจ้างของกิจการไฟฟ้าไทยในแต่ละปี 61
4.6 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายได้ในแต่ละปี 62
4.7 ขอบเขตการสำรองไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทย 62

บทที่ 1
บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

ในช่วงปี พ.ศ. 2530 ถึง พ.ศ. 2535 เศรษฐกิจไทยได้เติบโตอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรม ทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นอย่างรวดเร็ว จึงจำเป็นต้องกู้ยืมเงินกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ในการจัดสร้างโรงไฟฟ้าให้เพิ่มมากขึ้น เพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว แต่กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) อ้างว่าประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทยต่ำ จึงแนะนำให้ประเทศไทยทำการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าก่อนที่จะทำการกู้ยืมเงิน ทำให้การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในประเทศไทยเกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2535 ซึ่งเริ่มจากการปรับโครงสร้างโดยการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในส่วนของการผลิตไฟฟ้า (Generation Sector) ซึ่งอยู่ในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer, IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) โดยปัจจัยหลักที่มีส่วนผลักดันให้เกิดการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าคือ "ความกังวลเกี่ยวกับประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย"

นอกจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าด้วยการปรับโครงสร้างแล้ว ยังทำการแปรรูปหรือการเปลี่ยนแปลงด้านความเป็นเจ้าของจากเดิมหน่วยงานของรัฐเป็นเจ้าของกิจการไฟฟ้าเพียงผู้เดียว เปลี่ยนแปลงโดยให้ภาคเอกชนเข้ามาเป็นเจ้าของร่วมกันกับภาครัฐ โดยขายหุ้นในโรงไฟฟ้าระยองและขนอมให้กับภาคเอกชน ซึ่งกลายเป็นบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด หรือ EGCO เพื่อผลิตไฟฟ้าและขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแทนที่จะให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยดำเนินการแต่เพียงผู้เดียว

ดังนั้นจึงต้องจัดทำโครงงานนี้เพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity) และประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ทั้งนี้เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยดังที่กล่าวมาข้างต้น รวมทั้งเพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่เกิดขึ้นมีผลอย่างไรต่อประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน

1.2.1 เพื่อศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค

1.2.2 เพื่อศึกษาการใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1 (Data Envelopment Analysis Program 2.1) ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค

1.2.3 เพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ซึ่งอยู่ในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553

1.2.4 เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย

1.2.5 เพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย

1.3 ขอบเขตของโครงงาน

1.3.1 ศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค

1.3.2 ศึกษาการใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1

1.3.3 วิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ซึ่งอยู่ในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553

1.3.4 ตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย

1.3.5 ประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย

1.4 แผนการดำเนินงาน

รายละเอียด	พ.ศ. 2554							พ.ศ. 2555	
	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.
1. ศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค									
2. ศึกษาการใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1									
3. ตรวจสอบข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค									
4. เก็บรวบรวมข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค									
5. ใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1 ในการวิเคราะห์ข้อมูล									
6. วิเคราะห์และตรวจสอบผลที่ได้จากโปรแกรม									
7. สรุปผลการตรวจสอบ									
8. จัดทำรูปเล่มและนำเสนอโครงงาน									

1.5 ผลที่ได้รับ

1.5.1 ได้ทราบถึงหลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค

1.5.2 สามารถใช้โปรแกรม DEAP 2.1 ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้า นอกจากนั้นยังสามารถนำไปประยุกต์ใช้กับสาธารณูปโภคอื่นๆ ได้

1.5.3 ได้ทราบถึงข้อเท็จจริงในเรื่องความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย โดยเปรียบเทียบกันระหว่างในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป

1.5.4 ได้ทราบถึงผลกระทบของการปฏิรูปที่มีผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย

1.6 งบประมาณ

1.6.1 ค่าเดินทางเพื่อเก็บรวบรวมข้อมูล	1,500	บาท
1.6.2 ค่าอุปกรณ์ในการจัดพิมพ์	700	บาท
1.6.3 ค่าจัดทำรูปเล่ม	500	บาท
1.6.4 ค่าซอฟต์แวร์	300	บาท
รวมเป็นเงินทั้งสิ้น (สามพันบาทถ้วน)	3,000	บาท

หมายเหตุ: ถัวเฉลี่ยทุกรายการ

บทที่ 2
ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง

2.1 ปัจจัยที่นำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพ

ในการวัดประสิทธิภาพมีปัจจัยหลัก 3 ประการ คือ ผลิตภาพ (Productivity), ประสิทธิภาพ (Efficiency) และคุณภาพการบริการ (Service Quality) ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้ปัจจัยเพียง 2 ประการที่ใช้ในการวัด คือ ผลิตภาพและประสิทธิภาพ ส่วนคุณภาพการบริการ คือ การบริการต่างๆ ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น ไฟฟ้าดับกี่ครั้ง เป็นต้น ซึ่งเป็นข้อมูลที่เก็บรวบรวมได้ยาก จึงไม่นิยมนำมาใช้ในการวัดประสิทธิภาพ

2.1.1 ผลิตภาพ (Productivity) โดยทั่วไปหมายถึง การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตเพื่อให้ได้ผลผลิตมีปริมาณและ/หรือมูลค่าที่เพิ่มสูงขึ้น โดยคำนึงถึงการใช้ความก้าวหน้าทางวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีในการปรับปรุงคุณภาพปัจจัยการผลิตได้แก่ วัตถุดิบ อุปกรณ์การผลิต ตลอดจนบุคลากรที่มีส่วนร่วมในการผลิต โดยผลิตภาพแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ

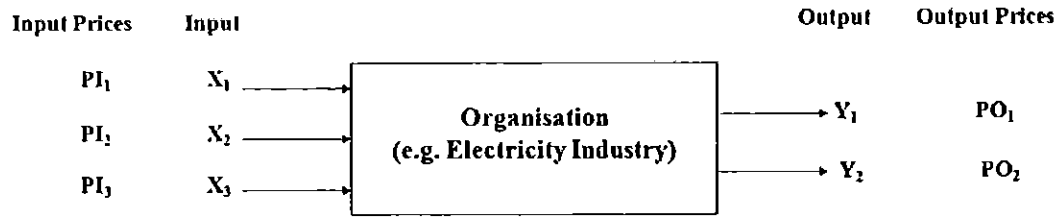
2.1.1.1 Partial Factor Productivity (PFP) คือ อัตราส่วนระหว่างผลิตผลต่อทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตแต่ละชนิด โดยแบ่งคำนวณหาประสิทธิภาพของการใช้ทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตทีละชนิดและวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการวัดประสิทธิภาพเพื่อปรับปรุงการใช้ทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตอย่างคุ้มค่าที่สุด ในด้านกิจการไฟฟ้าสามารถแบ่งปัจจัยการผลิตหลักๆ ได้ดังนี้

ก. ผลิตภาพด้านแรงงาน (Labour Productivity)

ข. ผลิตภาพด้านกำลังการผลิต (Capital Productivity)

ค. ผลิตภาพด้านเชื้อเพลิง (Fuel Productivity)

2.1.1.2 Total Factor Productivity (TFP) คือ อัตราส่วนผลิตผลสุทธิต่อผลรวมของทรัพยากรโดยรวม โดยใช้ข้อมูลของปัจจัยการผลิตทุกอย่างมาใช้ในการคำนวณและนำข้อมูลการวัดประสิทธิภาพที่ได้มาวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการวัดประสิทธิภาพเพื่อปรับปรุงการใช้ปัจจัยการผลิตอย่างคุ้มค่าที่สุด



รูปที่ 2.1 การคำนวณผลิตภาพโดยรวม

จากรูปที่ 2.1 สามารถคำนวณค่าผลิตภาพโดยรวมได้ดังนี้

$$\text{Total Factor Productivity(TFP)} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}} = \frac{\sum_i Y_i PO_i}{\sum_i X_i PI_i} \qquad (2.1)$$

โดยที่ X_i คือ ปริมาณปัจจัยการผลิต (Input) ที่ i

Y_i คือ ปริมาณผลผลิต (Output) ที่ i

PI_i คือ ราคาของปัจจัยการผลิต (Input) ที่ i

PO_i คือ ราคาของผลผลิต (Output) ที่ i

2.1.2 ประสิทธิภาพ (Efficiency) เป็นปัจจัยสำคัญในการพิจารณาถึงผลการดำเนินงานของหน่วยผลิตและหาค่าประสิทธิภาพที่ได้จากการประเมินก็สามารถนำมาใช้ในการเปรียบเทียบระหว่างหน่วยผลิตได้ เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาถึงระดับความสามารถในการดำเนินงานของหน่วยผลิตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตสามารถประเมินได้ ดังนี้

$$\text{Efficiency} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}} \qquad (2.2)$$

วิธีการวัดประสิทธิภาพที่นิยมใช้ในการวัดผลการดำเนินงาน คือ การวัดประสิทธิภาพเชิงเปรียบเทียบ ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพที่คำนวณได้ในแต่ละหน่วยผลิต กับค่ามาตรฐาน (Benchmark) ซึ่งในการเปรียบเทียบระหว่างหน่วยผลิตนั้น ค่ามาตรฐาน คือ ค่าที่ได้จากหน่วยผลิตที่ดีที่สุด (Best Practice) เป็นหน่วยผลิตที่อยู่ในระดับแนวหน้า (Frontier) เมื่อเปรียบเทียบกับหน่วยผลิตที่กำลังศึกษาทั้งหมดที่มีศักยภาพหรือประสิทธิภาพที่ต่ำกว่า โดยทั่วไปแล้วการวัดประสิทธิภาพเชิงเปรียบเทียบสามารถประเมินได้ ดังนี้ (อัครพงศ์, 2547)

$$\text{Relative Efficiency} = \frac{\text{weighted sum of outputs}}{\text{weighted sum of inputs}} \qquad (2.3)$$

สามารถเขียนเป็นสมการคณิตศาสตร์ได้ ดังสมการที่ (2.4)

$$\text{Relative Efficiency}=\frac{\sum_{j}^{n}\mu_r y_{rj}}{\sum_{i}^{m}\omega_i x_{ij}} \quad ;i=1,...,m,\ r=1,...,s,\ j=1,...,n \qquad (2.4)$$

โดยที่ x_{ij} คือ จำนวนของปัจจัยการผลิตที่ i ของหน่วยผลิต j

y_{rj} คือ จำนวนของผลผลิตที่ r ของหน่วยผลิตที่ j

ω_i คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของปัจจัยการผลิต i

μ_r คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของผลผลิต r

n คือ จำนวนของหน่วยผลิต

s คือ จำนวนของผลผลิต

m คือ จำนวนของปัจจัยการผลิต

2.2 ทฤษฎีประสิทธิภาพการผลิต

ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตทางเศรษฐศาสตร์ คือ ความสามารถที่หน่วยผลิตจะเพิ่มผลผลิตภายใต้ทรัพยากรเท่าเดิม หรือความสามารถของการประหยัดทรัพยากรลง โดยไม่เปลี่ยนแปลงผลผลิต ซึ่งการวัดประสิทธิภาพการผลิตของหน่วยผลิตในยุคปัจจุบันเริ่มต้นจากงานของ Farrell (2500) โดยมองว่าประสิทธิภาพของหน่วยผลิตจะประกอบด้วยสองประสิทธิภาพ คือ ประสิทธิภาพด้านเทคนิค (Technical Efficiency) และประสิทธิภาพด้านการจัดสรรทรัพยากร (Allocative Efficiency) ซึ่งประสิทธิภาพด้านเทคนิค หมายถึงความสามารถของหน่วยผลิตที่จะสามารถผลิตผลผลิตให้ได้มากที่สุดภายใต้ทรัพยากรที่มีอยู่ ในขณะที่ประสิทธิภาพด้านการจัดสรรจะแสดงถึงความสามารถของหน่วยผลิตที่จะสามารถใช้ปัจจัยการผลิตในสัดส่วนที่เหมาะสมภายใต้เงื่อนไขของระดับราคาปัจจัยการผลิตที่เป็นอยู่และการวัดประสิทธิภาพในการผลิตของหน่วยผลิตใดๆ ไม่ว่าจะเป็น Ferrell (2500) หรือ Fare, Grosskopt and Lovell (2528, 2537) ได้มีการนำเสนอการวัดผ่านการกำหนดฟังก์ชันของขอบเขตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตทั้งทางด้านปัจจัยการผลิตและด้านผลผลิต

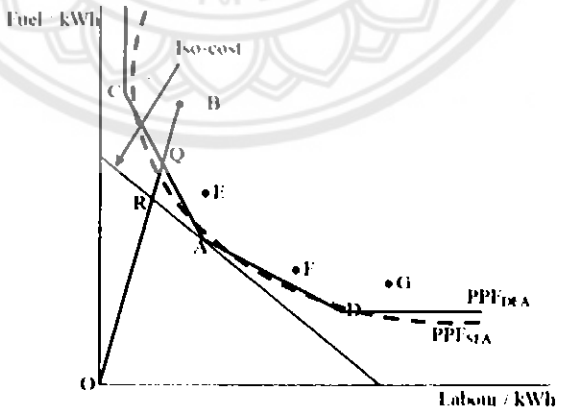
2.3 วิธีการวัดประสิทธิภาพโดยการกำหนดขอบเขต (Frontier Approach)

แนวทางการวัดประสิทธิภาพที่ผ่านมากว่า 40 ปี มีการนำเสนอการวัดในวิธีที่ต่างกันออกไป แต่โดยมากจะเป็นการกำหนดขอบเขตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (Data Envelopment Analysis, DEA) และการวิเคราะห์เส้นขอบเขตเชิงเฟ้นสุ่ม (Stochastic Frontiers Analysis, SFA) ซึ่งทั้งสองวิธีจะนำเอาความรู้ด้านสมการเส้นตรง (Linear Programming) เข้ามาประยุกต์ใช้ ซึ่งความแตกต่างระหว่างวิธีการ DEA และ SFA มีดังนี้

2.3.1 วิธี SFA ต้องมีการระบุรูปแบบของฟังก์ชัน ทำให้เส้นขอบเขตมีลักษณะเป็นเส้นโค้งที่สวยงามแต่วิธี SFA มีความยากในสร้างรูปแบบฟังก์ชัน ส่วนวิธี DEA ไม่จำเป็นต้องระบุรูปแบบของฟังก์ชัน โดยสร้างเส้นขอบเขตจากการเชื่อมต่อกันระหว่างหน่วยผลิตต่างๆ เพื่อประกอบเป็นเส้นขอบเขต ซึ่งแต่ละหน่วยผลิตมีลักษณะเป็นการเชื่อมต่อกันแบบเส้นตรง (Linear Combination) ดังรูปที่ 2.2

2.3.2 รูปแบบฟังก์ชันของวิธี SFA สามารถวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตได้ในลักษณะที่มีผลผลิตเพียงชนิดเดียว แต่วิธี DEA สามารถวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตได้ครั้งละหลายปัจจัยการผลิตและหลายผลผลิตได้

ดังนั้น โครงงานนี้จึงเลือกใช้การวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตด้วยวิธี DEA เนื่องจากไม่จำเป็นที่จะต้องระบุรูปแบบฟังก์ชันและยังสามารถใช้การวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิตได้ครั้งละหลายปัจจัยการผลิตและหลายผลผลิต

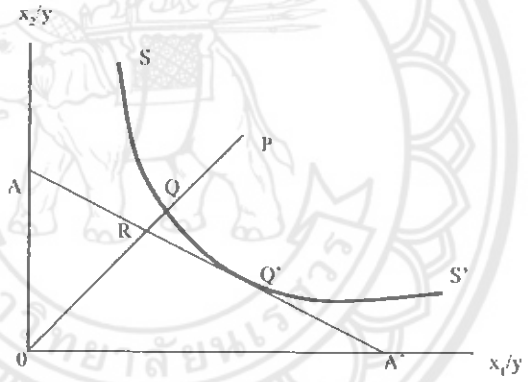


รูปที่ 2.2 การกำหนดขอบเขตประสิทธิภาพของหน่วยผลิตโดยวิธี DEA และ SFA

2.4 รูปแบบการวัดประสิทธิภาพโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต

การศึกษาประสิทธิภาพโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (Data Envelopment Analysis, DEA) สามารถแบ่งได้เป็น 2 รูปแบบ คือ ตัวแบบการวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านปัจจัยการผลิต (Input-Oriented Measure) มีเป้าหมายเพื่อศึกษาว่า หน่วยผลิตจะสามารถลดปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิตลงอย่างเป็นสัดส่วนได้อย่างไร โดยปริมาณผลผลิตไม่เปลี่ยนแปลงและตัวแบบการวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านผลผลิต (Output-Oriented Measure) มีเป้าหมายเพื่อศึกษาว่า หน่วยผลิตจะสามารถเพิ่มปริมาณผลผลิตอย่างเป็นสัดส่วนได้อย่างไร โดยที่ปริมาณปัจจัยการผลิตที่ใช้ไม่เปลี่ยนแปลง

2.4.1 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านปัจจัยการผลิต (Input-Oriented Measure) เป็นการวัดประสิทธิภาพในแง่ของการใช้ปัจจัยการผลิต นั่นคือเป็นการวัดประสิทธิภาพโดยคำนึงถึงการใช้ต้นทุนหรือปัจจัยการผลิตที่ต่ำที่สุด ณ จุดการผลิตที่ต้องการ



รูปที่ 2.3 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านผลผลิต (Input Oriented Efficiency Measurement)
ที่มา: Coelli (2539)

จากรูปที่ 2.3 y คือ ผลผลิต ส่วน x_1 และ x_2 คือ ปัจจัยการผลิตชนิดที่ 1 และ 2 ตามลำดับ แกนตั้งแสดงถึง ปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิต x_2 ต่อการผลิต y หนึ่งหน่วย แกนนอนแสดงถึงปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิต x_1 ต่อการผลิต y หนึ่งหน่วย เส้นผลผลิต SS' แบ่งระนาบออกเป็นสองส่วน คือพื้นที่ที่อยู่เหนือเส้น SS' รวมทั้งบนเส้นด้วย และพื้นที่ที่อยู่ใต้เส้น SS' สมมติฐานเส้น SS' แสดงถึงเทคโนโลยีที่ดีที่สุดที่มีในปัจจุบันในการผลิตสินค้า 1 หน่วย พื้นที่ที่อยู่เหนือเส้น SS' และบนเส้น SS' จะเป็นจุดที่แสดงถึงจำนวนการใช้ปัจจัยการผลิตที่สามารถผลิตสินค้าได้ในจำนวน 1 หน่วย และพื้นที่ที่อยู่ใต้เส้น SS' จะเป็นจุดที่แสดงถึงจำนวนการใช้ปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถผลิตสินค้าได้ 1 หน่วยภายใต้เทคโนโลยีที่มีอยู่ในปัจจุบัน

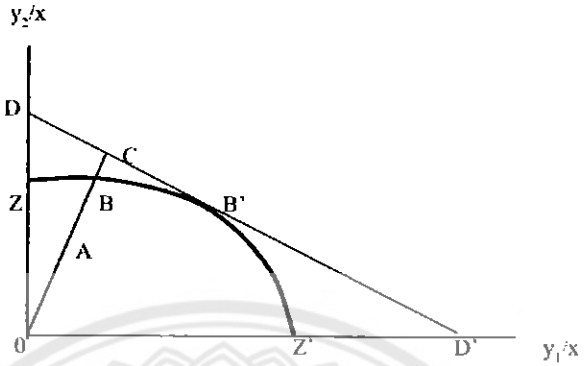
จุดทุกจุดบนเส้น SS' แสดงถึงปริมาณการใช้ปัจจัยการผลิต x_1 และ x_2 ร่วมกันในการผลิตเพื่อให้ได้ผลผลิต 1 หน่วย นั่นคือจุด Q และ Q' ก็สามารถผลิตสินค้าได้ 1 หน่วยเท่ากัน แต่จะใช้สัดส่วนของ x_1 และ x_2 ต่างกัน ส่วนจุด P และจุด Q แสดงถึงสัดส่วนการใช้ปัจจัย x_1 และ x_2 ที่เท่ากัน แต่ปริมาณต่างกันในการผลิตสินค้า 1 หน่วย จุดทุกจุดบนเส้น SS' จะแสดงถึงการผลิตที่มีประสิทธิภาพที่สุด เพราะในการใช้สัดส่วนของปัจจัย x_1 และ x_2 ที่เท่ากัน ณ จุดบนเส้น SS' เป็นจุดที่ใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตน้อยกว่าจุดอื่นๆ จะเห็นได้จากจุด P และ Q ซึ่งผลิตผลผลิตได้ 1 หน่วยเท่ากัน แต่จุด Q ใช้ปัจจัยการผลิตที่น้อยกว่าจุด P

จากแนวคิดของ Farrell เมื่อพิจารณาที่จุด P และ Q ที่ซึ่งผลิตสินค้า 1 หน่วยเท่ากัน จะเห็นว่า ที่จุด Q จะใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตเป็น 0Q/0P เท่าของการผลิตที่จุด P หรือในทางกลับกันจะอธิบายได้ว่าถ้าหน่วยผลิตที่จุด Q ใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตเท่ากับหน่วยผลิตที่จุด P หน่วยผลิตที่จุด Q จะสามารถผลิตผลผลิตได้มากกว่าหน่วยผลิตที่จุด P ซึ่งหน่วยผลิตที่จุด Q จะผลิตได้เป็น 0P/0Q เท่าของหน่วยผลิตที่จุด P ดังนั้นประสิทธิภาพการผลิตทางเทคนิค ของหน่วยผลิตที่จุด P จะคิดเป็นร้อยละ (0Q/0P)×100 ของหน่วยผลิตที่หน่วย Q ซึ่ง Farrell ถือว่าอัตราส่วน 0Q/0P นี้เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพทางเทคนิค

เมื่อใช้ราคาปัจจัยการผลิตเข้ามาร่วมพิจารณาด้วย เส้น AA' เป็นเส้นต้นทุนเท่ากัน (Iso-cost) ซึ่งแสดงถึงอัตราส่วนของราคาปัจจัยการผลิต x_1 และ x_2 ทุกๆ จุดบนเส้นจะแสดงสัดส่วนของการใช้ปัจจัยการผลิตที่ทำให้เกิดต้นทุนเท่ากัน ณ ระดับราคาเปรียบเทียบเดียวกัน จะเห็นว่าหน่วยผลิตที่จุด R จะมีต้นทุนเท่ากับหน่วยผลิตที่จุด Q' และแม้ว่าหน่วยผลิตที่ Q จะผลิตได้เท่ากับหน่วยผลิตที่ Q' แต่มีต้นทุนในการผลิตต่างกัน นั่นคือต้นทุนการผลิตที่จุด Q จะเท่ากับ 0R/0Q เท่าของต้นทุนการผลิตของหน่วยผลิตที่ผลิตที่จุด Q' ณ ระดับราคาเปรียบเทียบเดียวกัน ซึ่ง Farrell ใช้อัตราส่วน 0R/0Q เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพการผลิตทางราคา

จะเห็นว่าจุดทุกจุดที่อยู่บนเส้น SS' จะเป็นจุดที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิค ฉะนั้นหน่วยผลิตทั้งที่จุด Q และ Q' จะเป็นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิค แต่จุด Q จะเป็นจุดที่ยังไม่มีประสิทธิภาพทางราคาเหมือนจุด Q' ส่วนหน่วยผลิตที่จุด P นั้นเป็นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพน้อยสุด คือไม่มีทั้งประสิทธิภาพทางเทคนิค และประสิทธิภาพทางราคา โดยหน่วยผลิต ณ จุด P มีประสิทธิภาพทางเทคนิคคิดเป็นร้อยละ (0Q/0P)×100 ของหน่วยผลิตที่จุด Q ส่วนหน่วยผลิตที่จุด Q ก็จะมีประสิทธิภาพทางราคาคิดเป็นร้อยละ (0R/0Q)×100 ของหน่วยผลิตที่หน่วย Q' ฉะนั้นหน่วยผลิตที่จุด P จะมีประสิทธิภาพรวมคิดเป็นร้อยละ (0Q/0P)×(0R/0Q)×100 ของหน่วยผลิตที่จุด Q' ซึ่งหน่วยผลิตที่จุดนี้ถือว่าเป็นหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพที่สุด คือมีทั้งประสิทธิภาพทางเทคนิค และประสิทธิภาพทางราคา

2.4.2 การวัดประสิทธิภาพการผลิตด้านผลผลิต (Output-Oriented Measure) ในกรณีนี้จะมีลักษณะการวิเคราะห์คล้ายกับด้านปัจจัยการผลิต แต่ในกรณีนี้จะพิจารณาในส่วนของผลผลิต นั่นคือ พิจารณาผลผลิตหรือกำไรที่มากที่สุดภายใต้ปัจจัยการผลิตที่กำหนดมาให้



รูปที่ 2.4 การวัดประสิทธิภาพทางด้านผลผลิต (Output Oriented Efficiency Measurement)

ที่มา: Coelli (2539)

จากรูปที่ 2.4 x คือ ปัจจัยการผลิต ส่วน y_1 และ y_2 คือ ผลผลิตชนิดที่ 1 และ 2 ตามลำดับ แกนตั้งแสดงถึงปริมาณผลผลิต y_2 ต่อปัจจัยการผลิต x หนึ่งหน่วย แกนนอนแสดงถึงปริมาณผลผลิต y_1 ต่อปัจจัยการผลิต x หนึ่งหน่วย จะเห็นว่าเส้น ZZ' แบ่งระนาบออกเป็น 2 ส่วนคือส่วนที่อยู่ใต้และบนเส้น ZZ' และส่วนที่อยู่เหนือเส้น ZZ' สมมติฐานเส้น ZZ' แสดงถึงเทคโนโลยีในการผลิตที่ดีที่สุดที่สามารถผลิตได้โดยใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วย พื้นที่ที่อยู่ใต้เส้น ZZ' และบนเส้น ZZ' จะเป็นจุดที่แสดงถึงปริมาณของผลผลิตที่สามารถผลิตได้ภายใต้การใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากับ 1 หน่วย ส่วนพื้นที่ที่อยู่เหนือเส้น ZZ' จะแสดงถึงปริมาณผลผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้โดยใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากับ 1 หน่วยภายใต้เทคโนโลยีที่มีอยู่

จุดทุกจุดบนเส้น ZZ' จะแสดงถึงสัดส่วนปริมาณของสินค้า y_1 และ y_2 ที่สามารถผลิตได้โดยใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วย นั่นคือจุด B และ B' จะเป็นจุดที่ใช้ปัจจัยในการผลิตหนึ่งหน่วยเท่ากัน แต่จะได้ปริมาณผลผลิต y_1 และ y_2 ในอัตราส่วนที่แตกต่างกัน ส่วนหน่วยผลิตที่จุด A และ B จะแสดงถึงสัดส่วนของปริมาณผลผลิตที่เท่ากันจากการใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากัน แต่ปริมาณผลผลิตที่ได้จะแตกต่างกัน โดยจุด A จะผลิตได้ผลผลิตที่น้อยกว่าจุด B ฉะนั้นหน่วยผลิตที่อยู่บนเส้น ZZ' แสดงถึงการผลิตที่มีประสิทธิภาพที่สุด เพราะในการใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วยเท่ากันในการผลิตสินค้า y_1 และ y_2 ในสัดส่วนที่เท่ากัน หน่วยผลิตที่อยู่บนเส้น ZZ' จะให้ปริมาณผลผลิตที่มากที่สุด เมื่อพิจารณาจากหน่วยผลิตที่จุด A และหน่วยผลิตที่จุด B จะเห็นว่าเมื่อใช้ปัจจัยการผลิต 1 หน่วยเท่ากัน หน่วยผลิตที่จุด A สามารถผลิตผลผลิตได้เท่ากับ 0A/0B ของหน่วยผลิตที่จุด B หรือในทางกลับกันอธิบายได้ว่าถ้าผลิตผลผลิตในปริมาณที่เท่ากัน หน่วยผลิตที่จุด B จะสามารถใช้ปัจจัยการ

ผลิต ในการผลิตที่น้อยกว่าการผลิตของหน่วยผลิตที่จุด A ซึ่งหน่วยผลิตที่จุด B จะได้ผลผลิตคิดเป็น 0B/0A เท่าของหน่วยผลิตที่จุด A ดังนั้นประสิทธิภาพทางเทคนิคในด้านผลผลิตของหน่วยผลิตที่จุด A จะคิดเป็นร้อยละ (0A/0B)×100 ของหน่วยผลิตที่จุด B ซึ่ง Farrell ถือว่าอัตราส่วน 0A/0B เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพการผลิตทางเทคนิค

เมื่อพิจารณาโดยมีปัจจัยราคาเข้ามาเกี่ยวข้องด้วย จากรูปเส้น DD' คือเส้นรายรับเท่ากัน (Isorevenue) ซึ่งแสดงถึงอัตราส่วนของราคาของผลผลิต y_1 และ y_2 ทุกๆ จุดบนเส้นจะแสดงถึงสัดส่วนของผลผลิตที่ผลิตได้ที่ทำให้รายรับรวมเท่ากัน ณ ระดับราคาเดียวกัน นั่นคือไม่ว่าหน่วยผลิตจะผลิตที่จุดใดบนเส้น DD' จะทำให้หน่วยผลิตมีรายรับเท่ากัน จากรูปจะเห็นว่าหน่วยผลิตที่จุด C จะได้รายรับเท่ากับหน่วยผลิตที่จุด B' และแม้ว่าหน่วยผลิตที่จุด B และหน่วยผลิตที่จุด B จะใช้ปัจจัยการผลิตเท่ากันในการผลิต แต่จะได้รายรับต่างกัน นั่นคือรายรับที่ได้ของหน่วยผลิตที่จุด B จะเท่ากับ 0B/0C เท่าของหน่วยผลิตที่จุด B' ณ ระดับราคาเปรียบเทียบเดียวกัน ซึ่ง Farrell ใช้อัตราส่วน 0B/0C เป็นดัชนีในการวัดประสิทธิภาพการผลิตทางราคา

จุดทุกจุดที่อยู่บนเส้น ZZ' จะแสดงถึงการมีประสิทธิภาพทางเทคนิค ดังนั้นทั้งจุด B และ B' จะแสดงถึงหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิค แต่หน่วยผลิตที่จุด B จะไม่มีประสิทธิภาพทางราคาเหมือนหน่วยผลิตที่จุด B' ส่วนหน่วยผลิตที่จุด A นั้น จะเป็นจุดที่มีประสิทธิภาพต่ำที่สุดคือไม่มีทั้งประสิทธิภาพทางเทคนิคและประสิทธิภาพทางราคา โดยหน่วยผลิตที่จุด A จะมีประสิทธิภาพทางเทคนิคคิดเป็นร้อยละ (0A/0B)×100 ของหน่วยผลิตที่จุด B ส่วนหน่วยผลิตที่จุด B ก็จะมีประสิทธิภาพทางราคาคิดเป็นร้อยละ (0B/0C)×100 ของหน่วยผลิตที่จุด B' เพราะฉะนั้นหน่วยผลิตที่จุด A จะมีประสิทธิภาพการผลิตรวมเป็นร้อยละ (0A/0B)×(0B/0C)×100 ของหน่วยผลิตที่จุด B' ซึ่งเป็นจุดที่มีประสิทธิภาพการผลิตมากที่สุด นั่นคือมีทั้งประสิทธิภาพการผลิตทางเทคนิคและประสิทธิภาพการผลิตทางราคา

เพื่อให้เหมาะสมกับโครงงานนี้จึงเลือกใช้การวิเคราะห์ประสิทธิภาพในด้านปัจจัยการผลิต เนื่องปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการ (Output) มีการผลิตในปริมาณตามแผนที่วางไว้แล้ว จึงไม่จำเป็นที่จะต้องเพิ่มผลผลิต ทำให้ส่วนที่ต้องการเปลี่ยนแปลงคือ ด้านปัจจัยการผลิต (Input) ซึ่งต้องทำการปรับลดเพื่อให้มีใช้ปัจจัยการผลิตให้คุ้มค่าที่สุด

2.5 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพทางเทคนิคโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต

การวัดประสิทธิภาพทางเทคนิคมีวิธีการวัดได้หลายวิธี แต่ที่ได้รับความนิยมมากคือ การวัดประสิทธิภาพตามแนวคิดของ Farrell (2550) ซึ่งได้เสนอวิธีการประมาณขอบเขตอีกแบบหนึ่งที่เรียกว่า Non-Parametric Approach เพื่อใช้สำหรับการวัดความไม่มีประสิทธิภาพทางเทคนิค และความไม่มีประสิทธิภาพทางราคาโดยใช้วิธีทางโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) เพื่อประมาณหาขอบเขตของหน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพ การประมาณหาขอบเขตการผลิตที่มีประสิทธิภาพ อาศัยข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงในการประมาณ วิธีของ Farrell แบบนี้ เป็นการสร้างขอบเขต (Free Disposal Convex Hull) โดยคำนวณมาจากตัวอย่างของผลผลิตและปัจจัยการผลิตที่รวบรวมได้ โดยใช้เทคนิคทางโปรแกรมเชิงเส้น และวิเคราะห์เปรียบเทียบว่า ณ จุดที่พิจารณาห่างจากขอบเขตเท่าใด

Data Envelopment Analysis (DEA) เป็นวิธีการประมาณขอบเขตโดยใช้โปรแกรมเชิงเส้นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในการวัดประสิทธิภาพของหน่วยงานหรือองค์กรต่างๆ โดยเฉพาะในหน่วยงาน หรือโครงการของภาครัฐบาล หรือหน่วยงานที่ไม่แสวงหากำไร เนื่องจาก DEA สามารถทำการวัดประสิทธิภาพขององค์กรโดยการพิจารณาปัจจัยการผลิต (Inputs) และผลผลิต (Outputs) ที่เป็นตัวแปรเชิงคุณภาพ (Qualitative Variable) และเชิงปริมาณ (Quantitative Variables) ได้หลายปัจจัยในคราวเดียวกัน โดยใช้เทคนิคการโปรแกรมเชิงเส้นทางคณิตศาสตร์ (Mathemetical Programming) ซึ่งทำให้สามารถวิเคราะห์ความมีประสิทธิภาพหรือความด้อยประสิทธิภาพในการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่และผลผลิตที่ได้ นอกจากนี้ยังสามารถหาสาเหตุของการด้อยประสิทธิภาพ (Inefficiency) ซึ่งสามารถใช้เป็นข้อมูลในการปรับปรุงประสิทธิภาพขององค์กร

การศึกษาวิธี DEA ในช่วงแรกมีการสมมติฟังก์ชันการผลิตว่าเป็นแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ (Constant Return to Scale, CRS) ต่อมาจึงได้มีการลดข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ โดยกำหนดฟังก์ชันการผลิตแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน (Variable Return to Scale, VRS) วิธีการวัดประสิทธิภาพแบบ Non-Parametric Approach นี้ มีข้อดีคือ ตอบสนองการวัดแบบผลผลิตหลายชนิดได้ ไม่จำเป็นต้องมีการกำหนดรูปแบบฟังก์ชันการผลิตใช้ข้อมูลเพียงปริมาณของปัจจัยการผลิตและผลผลิต และยังสามารถใช้ได้ดีในกรณีที่มีกลุ่มตัวอย่างน้อย

2.6 เทคนิคการวัดประสิทธิภาพเชิงเทคนิคขององค์การโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต

เทคนิคการวัดประสิทธิภาพโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (Data Envelopment Analysis, DEA) เป็นวิธีการวัดประสิทธิภาพเชิงเทคนิค (Technical Efficiency) ของหน่วยงานหรือองค์การ (Organization) โดยใช้หลักการและทฤษฎีของแบบจำลองเชิงเส้น (Linear Programming) เป็นพื้นฐานในการกำหนดค่าดัชนีประสิทธิภาพ (Efficiency Index) หลักการทำงาน DEA สามารถบอกกล่าวโดยย่อได้ดังนี้คือ DEA จะใช้ข้อมูลของ DMU ทั้งหมด ที่นำมาศึกษาสร้างเส้นขอบเขตผลผลิต (Production Frontier) หรือเส้นขอบเขตประสิทธิภาพ (Efficiency Frontier) ขึ้นมา การเชื่อมต่อกันระหว่าง DMU ต่างๆ เพื่อประกอบเป็นเส้นขอบเขต (Frontier) มีลักษณะเป็นการเชื่อมต่อกันแบบเส้นตรง (Linear Combination) DMU ใดมีตำแหน่งตั้งอยู่บนเส้นขอบเขตจะถูกประเมินโดย DEA ว่ามีประสิทธิภาพ ร้อยละ 100 ในการใช้ปัจจัยการผลิตจำนวนที่มีอยู่เพื่อผลิตผลผลิตที่มีอยู่หรือกำลังผลิตที่มีอยู่ในทางตรงข้าม DMU ใดที่ไม่ตั้งอยู่บนเส้นขอบเขต จะถูก DEA ประเมินว่าประสิทธิภาพต่ำกว่าร้อยละ 100 ค่าประสิทธิภาพที่ลดน้อยลงไปจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับระยะห่างของ DMU นั้นกับเส้นขอบเขต ฉะนั้นค่าถ่วงน้ำหนักของผลผลิต กับค่าถ่วงน้ำหนักของปัจจัยการผลิตชุดใดๆ ที่กำหนดให้ DMU ที่ใช้ปัจจัยการผลิตทุกชนิดมากเป็นสองเท่าของ DMU ที่มีประสิทธิภาพร้อยละ 100 ในการผลิตผลผลิตจำนวนเท่ากันก็จะมีค่าประสิทธิภาพเพียงครึ่งเดียวของ DMU ที่มีประสิทธิภาพร้อยละ 100 หรือจะมีค่าประสิทธิภาพเท่ากับ 0.5 นั่นเอง (วินัย, 2538)

จากลักษณะการทำงานดังกล่าวของ DEA ทำให้ค่าประสิทธิภาพที่หาได้โดยวิธีการนี้มีสภาพเป็นตัววัดประสิทธิภาพสัมพัทธ์ (Relative Efficiency Measure) เท่านั้น กล่าวคือค่าประสิทธิภาพเชิงเทคนิคของ DMU ใดจะมากหรือน้อยแค่ไหนเป็นผลมาจากการเปรียบเทียบปริมาณปัจจัยการผลิตและปริมาณผลผลิตของ DMU นั้นกับปริมาณปัจจัยการผลิตและปริมาณผลผลิตของ DMU อื่นๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง DMU ที่ร่วมกันสร้างส่วนของเส้นขอบเขต เพื่อให้ DMU ที่กำลังศึกษาใช้เป็นมาตรฐานในการเปรียบเทียบ ทั้งนี้การวัดประสิทธิภาพโดยใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (DEA) ซึ่งได้มีการริเริ่มพัฒนาขึ้นมาครั้งแรกตั้งแต่ปีพ.ศ. 2521 โดย Abraham Chames, William W. Cooper และ E. Rhodes (สมรักษ์, 2553) ซึ่งแบบจำลองพื้นฐานที่พัฒนาขึ้นมานี้มีลักษณะเป็น Fractional Programming โดยเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (2.5)

$$\text{Maximize} \quad h_0 = \frac{\sum \alpha_r \mu_r y_{r0}}{\sum \alpha_r v_i x_{i0}}$$

$$\text{Subject to} \quad 1 \geq \frac{\sum \alpha_r \mu_r y_{rj}}{\sum \alpha_r v_i x_{ij}} \qquad j=1,\ldots,n$$

$$\mu, v \geq 0 \qquad (2.5)$$

2.6 เทคนิคการวัดประสิทธิภาพเชิงเทคนิคขององค์การโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต

เทคนิคการวัดประสิทธิภาพโดยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (Data Envelopment Analysis, DEA) เป็นวิธีการวัดประสิทธิภาพเชิงเทคนิค (Technical Efficiency) ของหน่วยงานหรือองค์การ (Organization) โดยใช้หลักการและทฤษฎีของแบบจำลองเชิงเส้น (Linear Programming) เป็นพื้นฐานในการกำหนดค่าดัชนีประสิทธิภาพ (Efficiency Index) หลักการทำงาน DEA สามารถบอกกล่าวโดยย่อได้ดังนี้คือ DEA จะใช้ข้อมูลของ DMU ทั้งหมด ที่นำมาศึกษาสร้างเส้นขอบเขตผลผลิต (Production Frontier) หรือเส้นขอบเขตประสิทธิภาพ (Efficiency Frontier) ขึ้นมา การเชื่อมต่อกันระหว่าง DMU ต่างๆ เพื่อประกอบเป็นเส้นขอบเขต (Frontier) มีลักษณะเป็นการเชื่อมต่อกันแบบเส้นตรง (Linear Combination) DMU ใดมีตำแหน่งตั้งอยู่บนเส้นขอบเขตจะถูกประเมินโดย DEA ว่ามีประสิทธิภาพ ร้อยละ 100 ในการใช้ปัจจัยการผลิตจำนวนที่มีอยู่เพื่อผลิตผลผลิตที่มีอยู่หรือกำลังผลิตที่มีอยู่ในทางตรงข้าม DMU ใดที่ไม่ตั้งอยู่บนเส้นขอบเขต จะถูก DEA ประเมินว่าประสิทธิภาพต่ำกว่าร้อยละ 100 ค่าประสิทธิภาพที่ลดน้อยลงไปจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับระยะห่างของ DMU นั้นกับเส้นขอบเขต ฉะนั้นค่าถ่วงน้ำหนักของผลผลิต กับค่าถ่วงน้ำหนักของปัจจัยการผลิตชุดใดๆ ที่กำหนดให้ DMU ที่ใช้ปัจจัยการผลิตทุกชนิดมากเป็นสองเท่าของ DMU ที่มีประสิทธิภาพร้อยละ 100 ในการผลิตผลผลิตจำนวนเท่ากันก็จะมีค่าประสิทธิภาพเพียงครึ่งเดียวของ DMU ที่มีประสิทธิภาพร้อยละ 100 หรือจะมีค่าประสิทธิภาพเท่ากับ 0.5 นั่นเอง (วินัย, 2538)

จากลักษณะการทำงานดังกล่าวของ DEA ทำให้ค่าประสิทธิภาพที่หาได้โดยวิธีการนี้มีสภาพเป็นตัววัดประสิทธิภาพสัมพัทธ์ (Relative Efficiency Measure) เท่านั้น กล่าวคือค่าประสิทธิภาพเชิงเทคนิคของ DMU ใดจะมากหรือน้อยแค่ไหนเป็นผลมาจากการเปรียบเทียบปริมาณปัจจัยการผลิตและปริมาณผลผลิตของ DMU นั้นกับปริมาณปัจจัยการผลิตและปริมาณผลผลิตของ DMU อื่นๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง DMU ที่ร่วมกันสร้างส่วนของเส้นขอบเขต เพื่อให้ DMU ที่กำลังศึกษาใช้เป็นมาตรฐานในการเปรียบเทียบ ทั้งนี้การวัดประสิทธิภาพโดยใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (DEA) ซึ่งได้มีการริเริ่มพัฒนาขึ้นมาครั้งแรกตั้งแต่ปีพ.ศ. 2521 โดย Abraham Charnes, William W. Cooper และ E. Rhodes (สมรักษ์, 2553) ซึ่งแบบจำลองพื้นฐานที่พัฒนาขึ้นมานี้มีลักษณะเป็น Fractional Programming โดยเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (2.5)

$$\text{Maximize} \qquad h_0 = \frac{\sum \alpha_r \mu_r y_{r0}}{\sum \alpha_r v_i x_{i0}}$$

$$\text{Subject to} \qquad 1 \geq \frac{\sum \alpha_r \mu_r y_{rj}}{\sum \alpha_r v_i x_{ij}} \qquad j=1,\ldots,n$$

$$\mu, v \geq 0 \qquad (2.5)$$

โดยที่

DMU ย่อมาจาก Decision Making Units หมายถึง กลุ่มของหน่วยงาน กิจการ หรือหน่วยธุรกิจ ที่มีจุดมุ่งหมายหรือวัตถุประสงค์เหมือนๆ กัน ดังนั้นการวิเคราะห์ประสิทธิภาพ ด้วย DEA จึงเป็นการเปรียบเทียบ DMUs ที่มีการทำงานเหมือนๆ กัน

x_{ij} แทน ปัจจัยการผลิต (Inputs) i จาก DMU ที่ j

y_{rj} แทน ผลผลิต (Outputs) r จาก DMU ที่ j

μ, v แทน เวกเตอร์สัมประสิทธิ์ของปัจจัยการผลิตและผลผลิต

α แทน ค่าถ่วงน้ำหนักของปัจจัย

แบบจำลองนี้เป็นแบบจำลองพื้นฐานที่ใช้วัดประสิทธิภาพ DMUs โดยสมการเป้าหมาย (Objective Function) เป็นสมการของผลผลิตของ DMU ที่เราสนใจ ส่วนข้อจำกัด (Constraints) ประกอบไปด้วยอสมการประสิทธิภาพของแต่ละ DMU โดยเป็นอสมการนี้เป็นอัตราส่วนของผลผลิตต่อปัจจัยการผลิต ซึ่งมีค่าสูงสุดเท่ากับ 1 ค่าที่ได้จากการประมวลผลจะอ่านได้จากสมการเป้าหมาย DMU ที่มีค่าสมการเป้าหมายออกมาน้อยกว่า 1 แสดงว่า DMU นั้นขาดประสิทธิภาพเมื่อเปรียบเทียบกับ DMU อื่นๆ

โดยผลที่ได้จากการคำนวณถ้าค่าประสิทธิภาพเชิงเทคนิค (Technical Efficiency) มีค่าเท่ากับ 1 หมายความว่า DMU ที่ j นั้นมีประสิทธิภาพเชิงเทคนิค คือ มีผลผลิตรวมถ่วงน้ำหนักเท่ากับปัจจัยการผลิตรวมถ่วงน้ำหนัก หรือตั้งอยู่บนเส้นขอบเขตประสิทธิภาพในการผลิต (Efficiency Production Frontiers) และค่า Slack ของผลผลิตหมายถึง จำนวนของผลผลิตที่ควรจะผลิตเพิ่ม ถ้าจะทำให้ DMU ที่ j มีประสิทธิภาพโดยเปรียบเทียบร้อยละ 100 ส่วน Slack ของปัจจัยการผลิต หมายถึง จำนวนของปัจจัยการผลิตที่ควรปรับลดลง ถ้าหากจะทำให้ DMU ที่ j มีประสิทธิภาพโดยเปรียบเทียบร้อยละ 100

จากที่กล่าวมาแล้วว่าลักษณะการทำงานของ DEA ทำให้ดัชนีประสิทธิภาพที่หาได้โดยวิธีนี้มีสภาพเป็นตัววัดประสิทธิภาพเชิงสัมพัทธ์ หรือเป็นการวัดประสิทธิภาพเปรียบเทียบกันระหว่าง DMU ที่อยู่ภายในองค์กรเดียวกัน ผลการศึกษาที่ได้จึงมีประโยชน์สำหรับการปรับปรุง DMU ที่ไม่มีประสิทธิภาพ โดยกำหนดปัจจัยการผลิตที่ต้องใช้และระดับผลผลิตที่ทำได้ เพื่อเป็นแนวทางในการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินการ ให้มีประสิทธิภาพเต็มที่ตาม DMU ที่มีประสิทธิภาพเต็มที่ (Efficiency Reference Set)

2.7 แบบจำลองพื้นฐานสำหรับการวัดประสิทธิภาพ

Charnes และคณะ (2521) ได้นำเสนอแบบจำลอง Charnes, Cooper, Rhodes (CCR) สำหรับการวัดประสิทธิภาพของหน่วยผลิต n ที่มีการใช้ปัจจัยการผลิต i แล้วได้ผลผลิต r ดังนั้น ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตสามารถหาได้จากการแก้ปัญหาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์นี้ ซึ่งแบบจำลองนี้จะมีลักษณะของผลได้ต่อขนาดคงที่ (Constant Returns to Scale, CRS) คือ มีอัตราการเพิ่มของผลผลิตที่มีค่าเท่ากับการเพิ่มของปัจจัยการผลิต โดยสามารถเขียนแบบจำลองที่เป็นการพิจารณาทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-Oriented) ได้ดังแบบจำลองที่ (2.6)

$$\text{Minimize} \quad \sum_{i=1}^{m} \omega_i x_{ij_0}$$

$$\text{Subject to} \quad \sum_{r=1}^{s} \mu_r y_{rj_0} = 1$$

$$\sum_{r=1}^{s} \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^{m} \omega_i x_{ij} \le 0$$

$$\mu_r, \omega_i \ge \varepsilon > 0 \quad ;i=1,\ldots,m,\ r=1,\ldots,s,\ j=1,\ldots,n \qquad (2.6)$$

โดยที่ x_{ij} คือ จำนวนของปัจจัยนำเข้าที่ i ของหน่วยผลิต j

y_{rj} คือ จำนวนของผลผลิตที่ r ของหน่วยผลิต j

μ_r คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของผลผลิต r

ω_i คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของปัจจัยนำเข้า i

n คือ จำนวนของหน่วยผลิต

s คือ จำนวนของผลผลิต

m คือ จำนวนของปัจจัยนำเข้า

ε คือ ค่าบวกที่มีขนาดเล็ก

แบบจำลองข้างต้นนี้เป็นรูปแบบทวีคูณ (Multiplier Form) ของ DEA เพื่อความสะดวกในการคำนวณประสิทธิภาพของหน่วยผลิต สามารถใช้ปัญหาควบคู่ (Dual Problem) ซึ่งถ้าแบบจำลองเดิมเป็นการพิจารณาด้านปัจจัยการผลิต (Input-Oriented) แล้ว ปัญหาควบคู่ของแบบจำลองนั้นจะเป็นการพิจารณาด้านผลผลิต (Output-Oriented) โดยสามารถเขียนปัญหาควบคู่ของแบบจำลองที่ (2.6) ได้ดังแบบจำลองที่ (2.7)

$$\text{Maximize} \qquad \theta+\varepsilon\left[\sum_{i=1}^{m}s_{ij_0}^{-}+\sum_{r=1}^{s}s_{rj_0}^{+}\right]$$

$$\text{Subject to} \qquad \sum_{j=1}^{n}\lambda_j x_{ij}+s_{ij_0}^{-}=x_{ij_0}$$

$$\sum_{j=1}^{n}\lambda_j y_{rj}-\theta y_{rj_0}-s_{rj_0}^{+}=0$$

$$\lambda_j, s_{ij_0}^{-}, s_{rj_0}^{+} \geq 0 \quad ;i=1,\ldots,m,\ r=1,\ldots,s,\ j=1,\ldots,n$$

$$0 \leq \theta \leq 1 \qquad (2.7)$$

โดยที่ θ คือ ค่าประสิทธิภาพตามแบบจำลอง CCR

x_{ij} คือ จำนวนของปัจจัยการผลิตที่ i ของหน่วยผลิต j

y_{rj} คือ จำนวนของผลผลิตที่ r ของหน่วยผลิต j

$s_{ij_0}^{-}$ คือ ปัจจัยการผลิตส่วนเกิน

$s_{rj_0}^{+}$ คือ ผลผลิตในส่วนที่ขาด

λ_j คือ ตัวถ่วงน้ำหนักของหน่วยผลิต j

ε คือ ค่าบวกที่มีขนาดเล็ก

แบบจำลองข้างต้นเป็นแบบจำลองที่มีข้อจำกัดน้อยกว่าแบบจำลองในรูปแบบทวีคูณ ดังนั้นจึงนิยมใช้แบบจำลองในรูปแบบห่อหุ้มในการแก้ปัญหามากกว่าการใช้แบบจำลองในรูปแบบทวีคูณ ถ้า $\theta=1$ จุดจะอยู่บนเส้นขอบเขต (Frontier) หมายความว่า หน่วยผลิตมีประสิทธิภาพทางเทคนิคตามแนวคิดของ Farrell (2500) แบบจำลองข้างต้นเป็นแบบจำลองภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ ซึ่งจะใช้ได้อย่างเหมาะสม เมื่อหน่วยผลิตทุกหน่วยมีการดำเนินการผลิต ณ ระดับที่เหมาะสม (Optimal Scale) ฉะนั้นเมื่อมีการแข่งขันที่ไม่สมบูรณ์ ซึ่งเป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้หน่วยผลิตไม่ได้ดำเนินการผลิตอยู่ในระดับที่เหมาะสมได้ จากข้อจำกัดดังกล่าว จึงได้มีการพัฒนาแบบจำลองขึ้นมาใหม่ ภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน (VRS) (Coelli และคณะ, 2541) แบบจำลองภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน (VRS) จะต้องเพิ่มสมการข้อจำกัดเข้าไปในแบบจำลอง อีกหนึ่งสมการ คือ $N_1'\lambda=1$ (เป็นข้อจำกัดของค่าความโค้ง, Convexity Constraint) เพื่อให้มั่นใจว่าเป็นการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของหน่วยผลิตขนาดเดียวกันอย่างแท้จริง ต่อมาได้มีการพัฒนาแบบจำลองดังกล่าวโดยการเพิ่มข้อจำกัด $N_1'\lambda \leq 1$ เข้าไปในแบบจำลอง แบบจำลองที่พัฒนาใหม่นี้สามารถหาค่าประสิทธิภาพในช่วง Non-Increasing Returns Scale (NIRS) ได้ ดังนั้นลักษณะของแบบจำลองสุดท้ายภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน (VRS) ที่นิยมใช้ในปัจจุบันสามารถแสดงได้ดังแบบจำลองที่ (2.8)

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{\theta,\lambda}\,\theta \\ \text{Subject to} \quad & -y_i + Y\lambda \geq 0 \\ & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ & N_1'\lambda \leq 1 \\ & \lambda \leq 0 \end{aligned} \qquad (2.8)$$

สรุปการวัด DEA ภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ (CRS) และแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน (VRS) ในกรณีที่พิจารณาทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-Orientated) และด้านผลผลิต (Output-Orientated) สามารถประเมินได้จากการทำ Linear Programming ในแบบจำลองดังตารางที่ 2.1 และตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.1 แบบจำลองภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่

Input Orientated	Output Orientated
$\text{Min}_{\theta,\lambda}\,\theta$	$\text{Max}_{\phi,\lambda}\,\phi$
Subject to $-y_i + Y\lambda \geq 0$	Subject to $-\phi y_i + Y\lambda \geq 0$
$\theta x_i - X\lambda \geq 0$	$x_i - X\lambda \geq 0$
$\lambda \leq 0$	$\lambda \leq 0$

ตารางที่ 2.2 แบบจำลองภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน

Input Orientated	Output Orientated
$\text{Min}_{\theta,\lambda}\,\theta$	$\text{Max}_{\phi,\lambda}\,\phi$
Subject to $-y_i + Y\lambda \geq 0$	Subject to $-\phi y_i + Y\lambda \geq 0$
$\theta x_i - X\lambda \geq 0$	$x_i - X\lambda \geq 0$
$N_1'\lambda \leq 1$	$N_1'\lambda \leq 1$
$\lambda \leq 0$	$\lambda \leq 0$

การวัดประสิทธิภาพทางเทคนิคภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดแปรผัน (VRS) นั้น เป็นการวัดประสิทธิภาพในกรณีที่มีการแข่งขันที่ไม่สมบูรณ์ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้หน่วยธุรกิจหนึ่งไม่ได้ดำเนินการผลิตอยู่ในระดับที่เหมาะสม ในขณะที่การวัดประสิทธิภาพทางเทคนิคภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ (CRS) นั้นจะต้องมีข้อจำกัดที่ว่าหน่วยผลิตทุกหน่วยจะต้องมีการดำเนินการผลิต ณ ระดับที่เหมาะสม (Optimal Scale) ดังนั้นประสิทธิภาพทางเทคนิคภายใต้ข้อสมมติฐานแบบผลได้ต่อขนาดคงที่ (TE_{CRS}) ประกอบไปด้วย Scale Efficiency (SE) และ Pure

Technical Efficiency (TE_{VRS}) ซึ่งถ้าหากหน่วยผลิตบางหน่วยไม่ได้ดำเนินการผลิต ณ ระดับที่เหมาะสม ค่า TE_{CRS} และ TE_{VRS} จะมีค่าไม่เท่ากัน และ TE_{CRS}/ TE_{VRS} จะได้ Scale Efficiency (SE) เมื่อสมมติฐานให้หน่วยผลิตมีการใช้ปัจจัยการผลิต 1 ชนิด ให้ได้ผลผลิต 1 ชนิด ดังรูปที่ 2.5

$$TE_{CRS} = AP_C/AP \quad (2.9)$$

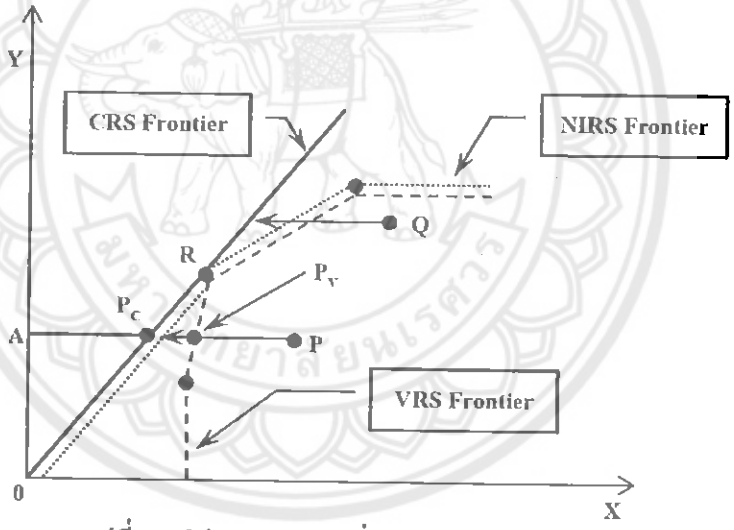
$$TE_{VRS} = AP_V/AP \quad (2.10)$$

$$SE = AP_C/AP_V = TE_{CRS}/ TE_{VRS} \quad (2.11)$$

จากสมการที่ (2.9), (2.10) และ (2.11) แสดงว่า

$$TE_{CRS} = TE_{VRS} \times SE \quad (2.12)$$

ดังนั้น ประสิทธิภาพทางเทคนิคภายใต้ข้อสมมติฐาน Constant Retune to Scale (TE_{CRS}) จะประกอบด้วย Pure Technical Efficiency (TE_{VRS}) และ Scale Efficiency (SE)



รูปที่ 2.5 วิธีการคำนวณเพื่อหาค่า Scale Efficiency

ที่มา: Coelli, Rao and Battese (2541)

นอกจากนี้ในแบบจำลอง VRS ที่นำเสนอข้างต้น เป็นแบบจำลองที่สามารถบอกได้ว่าหน่วยผลิตนั้นมีผลได้ต่อขนาดเพิ่มขึ้น (Increasing Returns Scale, IRS) หรือมีผลได้ต่อขนาดลดลง (Decreasing Returns Scale, DRS) ดังนั้นจึงสามารถหาค่าประสิทธิภาพได้ในช่วง Non-Increasing Returns to Scale (NIRS) ได้

ดังนั้น ถ้า $TE_{NIRS} = TE_{VRS}$ หรือ $TE_{NIRS} \neq TE_{CRS}$ แสดงว่าเป็น DRS

$TE_{NIRS} \neq TE_{VRS}$ หรือ $TE_{NIRS} = TE_{CRS}$ แสดงว่าเป็น IRS

2.8 การใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตหาค่าดัชนี Malmquist TFP

ในโครงงานนี้ จะทำการวัดค่าผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity, TFP) โดยผ่านดัชนี Malmquist TFP ซึ่งถูกกำหนดโดยอาศัยแนวคิดของฟังก์ชันของระยะทาง (Distance Function) ฟังก์ชันระยะทางในโครงงานนี้จะถูกคำนวณโดยใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต โครงงานนี้จะใช้รูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-Oriented Model) และใช้แบบจำลองพื้นฐานในลักษณะผลตอบแทนคงที่ (CRS) อ้างอิงจาก Coelli และคณะ (2548) ว่าวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขตสามารถเป็นได้ทั้งรูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-Oriented Model) และรูปแบบการวัดผ่านทางด้านผลผลิต (Output-Oriented Model) ใช้รูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิตเมื่อต้องการลดปริมาณปัจจัยการผลิตให้มีปริมาณน้อยที่สุดเพื่อที่จะได้ปริมาณผลผลิตเท่าเดิม ในทางตรงกันข้ามใช้รูปแบบการวัดผ่านทางด้านผลผลิต เมื่อต้องการเพิ่มปริมาณผลผลิตให้มีปริมาณมากที่สุด แต่ใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตเท่าเดิม ซึ่งรูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิตดูเหมือนจะเป็นรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับโครงงานนี้ เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นปัจจัยผลผลิตที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของกิจการไฟฟ้า

ในวิธี DEA เทคโนโลยีสามารถระบุได้ว่าเป็นลักษณะผลได้ต่อขนาดคงที่ (CRS) หรือลักษณะผลได้ต่อขนาดแปรผัน (VRS) ในลักษณะผลได้ต่อขนาดคงที่วางในพื้นฐานของสมมติฐานที่ว่า หน่วยผลิตทั้งหมดมีการดำเนินงานในระดับที่เหมาะสม ในขณะที่ลักษณะผลได้ต่อขนาดแปรผันจะคำนึงถึงระดับประสิทธิภาพ ลักษณะผลได้ต่อขนาดคงที่เป็นเหตุเป็นผลที่สมควรบนพื้นของดัชนี Malmquist TFP ภายใต้สมมติฐานเทคโนโลยีลักษณะผลได้ต่อขนาดแปรผันมีโอกาสที่จะได้ผลการวัดการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมผิดพลาดได้ (Grifell-Tatje and Lovel, 2538 อ้างใน Cumbe, 2551)

อ้างอิงจาก Coelli และคณะ (2548) ดัชนี Malmquist TFP จะวัดการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมระหว่างข้อมูลสองจุด ตัวอย่างเช่น การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพโดยรวมของสองช่วงเวลาที่อยู่ติดกัน โดยคำนวณจากอัตราส่วนของระยะทางจากแต่ละจุดข้อมูลไปยังเส้นเทคโนโลยีที่ดีที่สุดของแต่ละช่วงเวลา รูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิตของการเปลี่ยนแปลงดัชนี Malmquist TFP ระหว่างช่วงเวลา t-1 (ช่วงเวลาฐาน) และช่วงเวลา t หาได้จากสมการที่ (2.13)

$$m_i\left(y_{t-1},x_{t-1},y_t,x_t\right)=\left[\frac{d_i^{t-1}\left(y_t,x_t\right)}{d_i^{t-1}\left(y_{t-1},x_{t-1}\right)}\times\frac{d_i^{t}\left(y_t,x_t\right)}{d_i^{t}\left(y_{t-1},x_{t-1}\right)}\right]^{1/2} \qquad (2.13)$$

เมื่อ m_i คือ ค่าดัชนี Malmquist TFP และ $d_i^{t-1}(y_t, x_t)$ หมายถึง อัตราส่วนระหว่างระยะทางจากจุดเริ่ม (0,0) ไปยังจุดข้อมูลของช่วงเวลา t และระยะทางจากจุดเริ่ม (0,0) ไปยังเส้นเทคโนโลยีของช่วงเวลา t-1

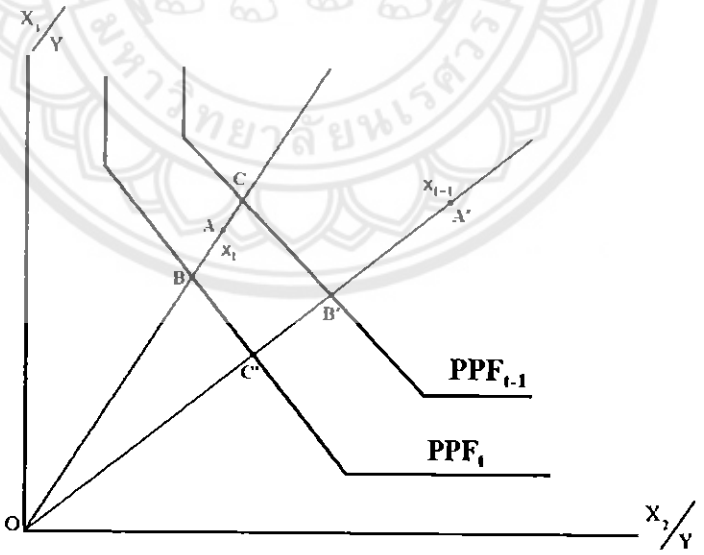
ถ้าค่าของ m_i มากกว่า 1 แสดงให้เห็นว่าผลิตภาพโดยรวมมีการพัฒนาขึ้นจากช่วงเวลา ไปยังช่วงเวลา ในทางกลับกันหากค่าของ m_i น้อยกว่า 1 จะแสดงให้เห็นว่ามีการลดลงของผลิตภาพโดยรวม ดัชนี Malmquist TFP อาจเขียนได้ดังสมการที่ (2.14)

$$m_i(y_{t-1}, x_{t-1}, y_t, x_t) = \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})} \times \left[\frac{d_i^{t-1}(y_t, x_t)}{d_i^t(y_t, x_t)} \times \frac{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})}{d_i^t(y_{t-1}, x_{t-1})} \right]^{1/2} \quad (2.14)$$

เมื่อ

$$\text{Efficiency Change} = \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})} \quad (2.15)$$

$$\text{Technical Change} = \left[\frac{d_i^{t-1}(y_t, x_t)}{d_i^t(y_t, x_t)} \times \frac{d_i^{t-1}(y_{t-1}, x_{t-1})}{d_i^t(y_{t-1}, x_{t-1})} \right]^{1/2} \quad (2.16)$$



รูปที่ 2.6 วิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP

จากรูปที่ 2.6 เมื่อกำหนดให้ A' เป็นข้อมูลของหน่วยผลิตในเวลา t-1 และ A เป็นข้อมูลของหน่วยผลิตในช่วงเวลา t ดังนั้น เราสามารถหาค่าดัชนี Malmquist TFP ได้ด้วยการหาฟังก์ชันระยะทางตามสมการที่ (2.13) ถึงสมการที่ (2.16) ซึ่งจะได้ผลดังสมการที่ (2.17) ถึงสมการที่ (2.20)

$$m_i\left(y_{t-1},x_{t-1},y_t,x_t\right)=\left[\frac{OA/OC}{OA'/OB'}\times\frac{OA/OB}{OA'/OC'}\right]^{1/2} \quad (2.17)$$

$$m_i\left(y_{t-1},x_{t-1},y_t,x_t\right)=\frac{OA/OB}{OA'/OB'}\times\left[\frac{OA/OC}{OA/OB}\times\frac{OA'/OB'}{OA'/OC'}\right]^{1/2} \quad (2.18)$$

เมื่อ

$$\text{Efficiency Change}=\frac{OA/OB}{OA'/OB'} \quad (2.19)$$

$$\text{Technical Change}=\left[\frac{OA/OC}{OA/OB}\times\frac{OA'/OB'}{OA'/OC'}\right]^{1/2} \quad (2.20)$$

ในการคำนวณฟังก์ชันระยะทางเพื่อหาค่าดัชนี Malmquist TFP มีสี่โปรแกรมคำนวณเชิงเส้นที่แตกต่างกันออกไปดังสมการที่ (2.21) ถึงสมการที่ (2.24)

$$\left[d_i^t\left(y_t,x_t\right)\right]^{-1}=\text{Min}_{\theta,\lambda}\theta$$

Subject to

$$-y_{it}+Y_t\lambda\geq 0,$$
$$\theta x_{it}-X_t\lambda\geq 0,$$
$$\lambda\geq 0 \quad (2.21)$$

$$\left[d_i^{t-1}\left(y_{t-1},x_{t-1}\right)\right]^{-1}=\text{Min}_{\theta,\lambda}\theta$$

Subject to

$$-y_{i(t-1)}+Y_{t-1}\lambda\geq 0,$$
$$\theta x_{i(t-1)}-X_{t-1}\lambda\geq 0,$$
$$\lambda\geq 0 \quad (2.22)$$

$$\left[d_i^t\left(y_{t-1},x_{t-1}\right)\right]^{-1}=\text{Min}_{\theta,\lambda}\theta$$

Subject to

$$-y_{i(t-1)}+Y_t\lambda\geq 0,$$
$$\theta x_{i(t-1)}-X_t\lambda\geq 0,$$
$$\lambda\geq 0 \quad (2.23)$$

และ

$$\left[d_i^{t-1}\left(y_t, x_t\right)\right]^{-1} = \text{Min}_{\theta,\lambda}\theta$$

Subject to

$$-y_{it} + Y_{t-1}\lambda \geq 0,$$

$$\theta x_{it} - X_{t-1}\lambda \geq 0,$$

$$\lambda \geq 0 \qquad (2.24)$$

2.9 ค่าคะแนนประสิทธิภาพ (Score Efficiency)

ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency, TE_{CRS}) ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิคที่แท้จริง (Pure Technical Efficiency, TE_{VRS}) และค่าประสิทธิภาพต่อขนาด (Scale Efficiency, SE)

TE_{CRS} คือ ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ในที่นี้เรียกสั้นๆ ว่า ค่าประสิทธิภาพโดยรวม ซึ่งหาได้จากการคำนวณค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค กรณีผลตอบแทนต่อขนาดคงที่ (Constant Returns to Scale) ค่าประสิทธิภาพที่คำนวณได้ประกอบด้วย ประสิทธิภาพทางเทคนิค และประสิทธิภาพต่อขนาด นั่นคือ การแสดงความด้อยประสิทธิภาพอันเนื่องจากการใช้ส่วนผสมของปัจจัยการผลิตที่ไม่เหมาะสม และการผลิตในขนาดที่ไม่เหมาะสม เมื่อค่า TE_{CRS} น้อยกว่า 1

ค่า TE_{VRS} คือ ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิคที่แท้จริง (Pure Technical Efficiency) ในที่นี้เรียกสั้นๆ ว่า ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค ซึ่งหาได้จากการคำนวณค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค กรณีผลตอบแทนต่อขนาดผันแปร Variable Returns to Scale (VRS) ค่าประสิทธิภาพที่คำนวณได้จะประกอบไปด้วย ประสิทธิภาพเชิงการผลิตเท่านั้น

ค่า TE_{VRS} จะมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1 โดยหากค่า TE_{VRS} เท่ากับ 1 หมายความว่า หน่วยผลิตนั้นมีการผลิตอย่างมีประสิทธิภาพทางเทคนิค และหากค่า TE_{VRS} น้อยกว่า หมายความว่า หน่วยผลิตนั้นมีความด้อยประสิทธิภาพทางเทคนิค หรือมีความด้อยประสิทธิภาพอันเนื่องจากการใช้ส่วนผสมของปัจจัยนำเข้าที่ไม่เหมาะสม

หน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพทางเทคนิคที่แท้จริง จะมีการดำเนินงานจากการใช้เทคนิคการผลิตได้อย่างเหมาะสม หมายความว่า องค์กรนั้นมีความสามารถในการใช้เทคนิค ซึ่งประกอบด้วยเทคนิควิทยาการด้านการผลิตและด้านการจัดการกับปัจจัยการผลิตที่มีอยู่เพื่อให้ได้ผลผลิตมากว่าองค์กรอื่นๆ ในทางตรงข้ามกันถ้าองค์กรใดใช้ปัจจัยการผลิตมากแต่ได้ผลผลิตออกมาน้อยกว่าหรือเท่ากับองค์กรอื่นแล้ว แสดงว่าองค์กรนั้นใช้เทคนิคที่แท้จริงที่ก่อให้เกิดประสิทธิภาพที่ต่ำกว่า

SE คือ ค่าประสิทธิภาพต่อขนาด (Scale Efficiency) ค่านี้บอกให้ทราบว่าเมื่อมีการใช้ปัจจัยการผลิตเพิ่มขึ้นอย่างเป็นสัดส่วนแล้ว ผลผลิตจะเพิ่มขึ้นอย่างเป็นสัดส่วนมากน้อยเพียงใด หน่วย

ผลิตใดที่มีค่าประสิทธิภาพต่อขนาดแสดงว่าการเพิ่มปัจจัยการผลิตอย่างเป็นสัดส่วน ผลผลิตที่ได้จะเพิ่มขึ้นอย่างเป็นสัดส่วนในขนาดคงที่ หรือที่เรียกกันว่า มีผลตอบแทนต่อขนาดคงที่ (Constant Returns to Scale)

ค่า SE มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1 โดย หากค่า SE เท่ากับ 1 หมายความว่า หน่วยผลิตนั้นมีผลการผลิตอย่างมีประสิทธิภาพต่อขนาด และหากค่า SE น้อยกว่า 1 หมายความว่า หน่วยผลิตนั้นมีความด้อยประสิทธิภาพต่อขนาดหรือมีความด้อยประสิทธิภาพอันเนื่องจากมีการผลิตในขนาดที่ไม่เหมาะสม

หน่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพด้านขนาด จะมีการดำเนินงานจากการมีขนาดการผลิตที่เหมาะสม (Optimal Scale) หมายถึง องค์กรนั้นมีความสามารถในการเพิ่มผลิตภาพทางการผลิตเพียงแค่เปลี่ยนแปลงขนาดธุรกิจด้วยการเพิ่มหรือลดขนาดของการใช้ปัจจัยการผลิตให้เหมาะสมเท่านั้นโดยไม่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงวิทยาการหรือเทคนิคใดๆ

การเลือกตัวแปรผลผลิตและปัจจัยการผลิตต้องมีข้อควรคำนึง ดังนี้

- ผลผลิตและปัจจัยการผลิตต้องมีความสัมพันธ์ในทางบวก นั่นคือ การเพิ่มปัจจัยการผลิตอย่างน้อยจำนวนหนึ่ง จะทำให้ผลผลิตเพิ่มขึ้นอย่างน้อย 1 ชนิด หรือมากกว่า
- ตัวแปรที่จะนำมาใช้ควรนำมาจากข้อมูลที่มีอยู่ และควรเลือกตัวแปรผลผลิตและปัจจัยการผลิตที่สำคัญเท่านั้น
- ตัวแปรผลผลิตและปัจจัยการผลิตต้องง่ายแก่การเข้าใจ นั่นคือ สามารถวัดกิจกรรมของหน่วยผลิตได้อย่างสมบูรณ์และมีความหมาย
- ค่าของตัวแปรควรมีความถูกต้องและแม่นยำ เนื่องจากว่าจะส่งผลต่อผลการวิเคราะห์และการตีความได้

2.10 การศึกษาการใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1

การศึกษาครั้งนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต (DEA) และทำการวิเคราะห์ข้อมูล โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่มีชื่อว่า DEAP 2.1 ซึ่งเป็นเครื่องมือในการวิจัยที่พัฒนาขึ้นโดย Professor Tim Coelli ซึ่งปัจจุบันอยู่ที่ Centre for Efficiency and Productivity Analysis (CEPA) School of Economics University of Queensland Australia โปรแกรมนี้เป็นโปรแกรมที่ทำงานบนระบบปฏิบัติการ DOS หรือในลักษณะ Command Line ของเครื่องคอมพิวเตอร์ ข้อดีของโปรแกรมนี้ คือ คำนวณประสิทธิภาพทางเทคนิค ด้วยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต ทั้งที่เป็นข้อสมมติ CRS และ VRS ทั้งในด้าน Output-Oriented และ Input-Oriented และยังสามารถคำนวณในกรณีที่มีหลายปัจจัยการผลิตและผลผลิตได้ อีกทั้งยังสามารถคำนวณประสิทธิภาพต่อขนาด (Scale Efficiency) และประสิทธิภาพด้านการจัดสรรทรัพยากร (Allocative Efficiency) ได้จึงทำให้สามารถหาคำตอบ

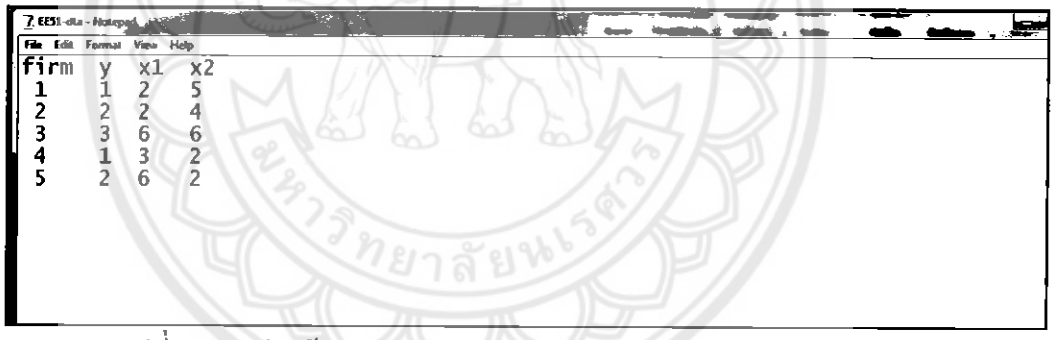
ตามวัตถุประสงค์ของการศึกษา ซึ่งต้องการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ว่ามีผลิตภาพและประสิทธิภาพเพิ่มสูงขึ้นหรือไม่

การวิเคราะห์ประสิทธิภาพทางเทคนิค ด้วยวิธีการวิเคราะห์เส้นขอบเขต โดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูป DEAP 2.1 ผลที่ได้จากการประมวลจะทำให้ทราบ ระดับการใช้ปัจจัยการผลิตอย่างมีประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าทุกแห่ง หากแห่งใดเกิดไม่มีประสิทธิภาพในการใช้ปัจจัยการผลิต แสดงว่าโรงไฟฟ้าแห่งนั้นสามารถลดการใช้ปัจจัยการผลิตลงได้อย่างเป็นสัดส่วน โดยยังคงสามารถทำการผลิตผลผลิตได้เท่าเดิม

2.11 วิธีการใช้โปรแกรม DEAP 2.1

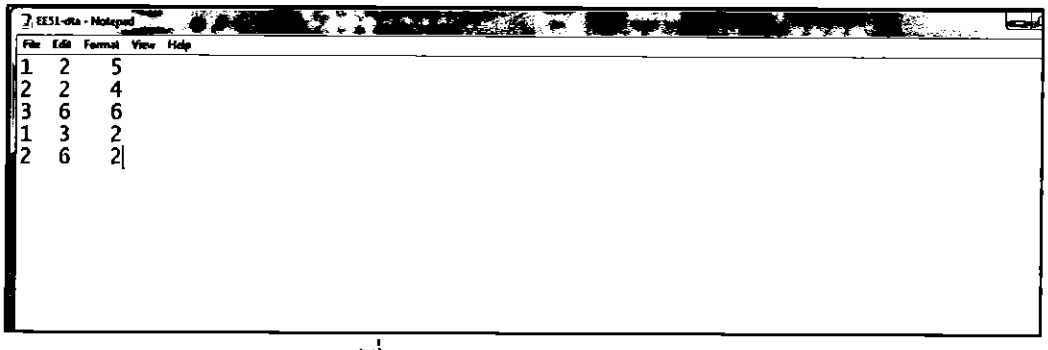
2.11.1 สร้าง Data File

2.11.1.1 โดยการจัดเรียงข้อมูลที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ในโปรแกรม Notepad เรียงจากหลักทางซ้ายมาทางขวา โดยเริ่มจากหน่วยผลิต ผลผลิตทุกชนิด และปัจจัยการผลิตทุกชนิด ดังรูปที่ 2.7



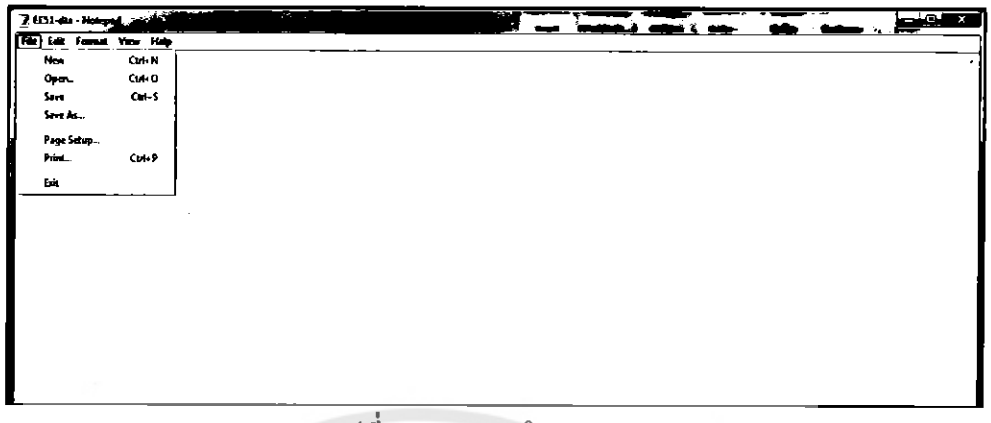
รูปที่ 2.7 จัดเรียงข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตลงในโปรแกรม Notepad

2.11.1.2 ต่อไปให้ลบแถวของชื่อตัวแปรบนสุด และลบหลักแรกคือ หน่วยผลิต ออกจากตาราง ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 ลบแถวและหลักแรกออก

2.11.1.3 ทำการบันทึกแฟ้มข้อมูลโดยเลือก **File** และไปที่ **Save As...** ดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 การบันทึก Data File

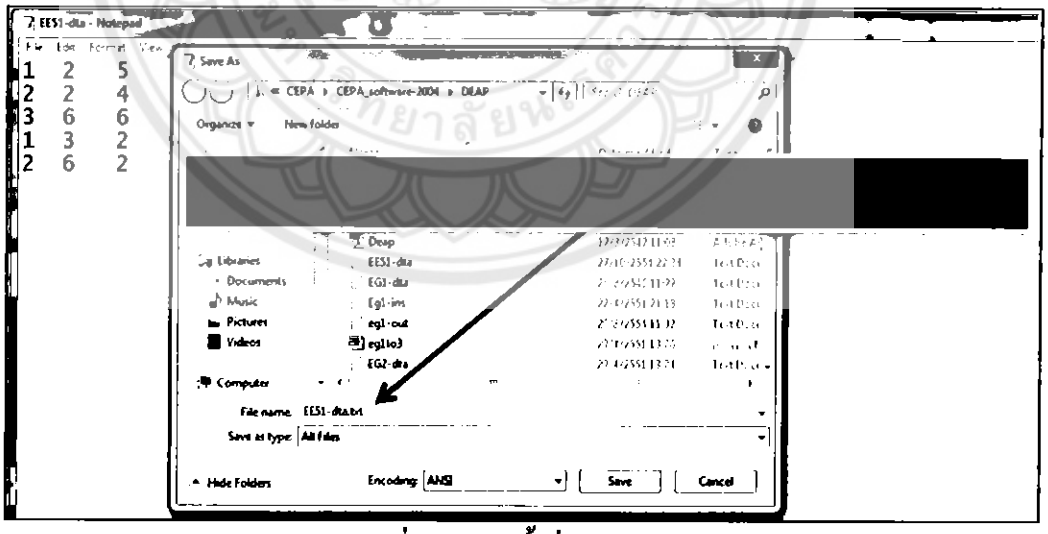
2.11.1.4 แล้วจะปรากฏหน้าต่างดังรูป ให้ทำดังนี้

ก. ตั้งชื่อ File ควรจะใช้ชื่อที่เป็นภาษาอังกฤษ

ข. บันทึกชื่อไฟล์ให้เป็น ชื่อไฟล์ ตามด้วย -dta.txt ดังรูปที่ 2.10

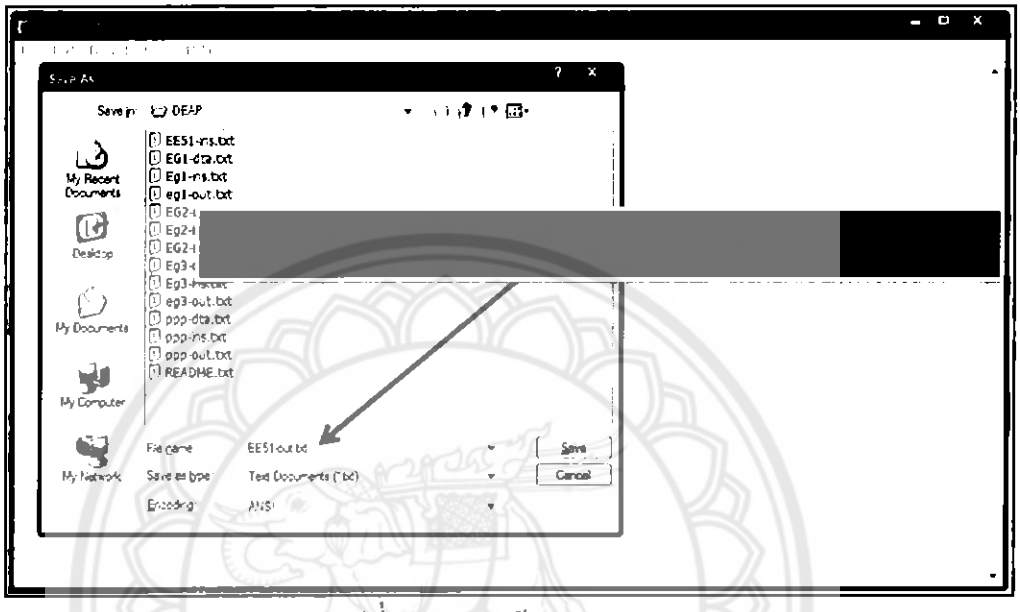
ค. ให้เลือกบันทึก File อยู่ใน Directory ของโปรแกรม DEAP 2.1

ง. กด Save



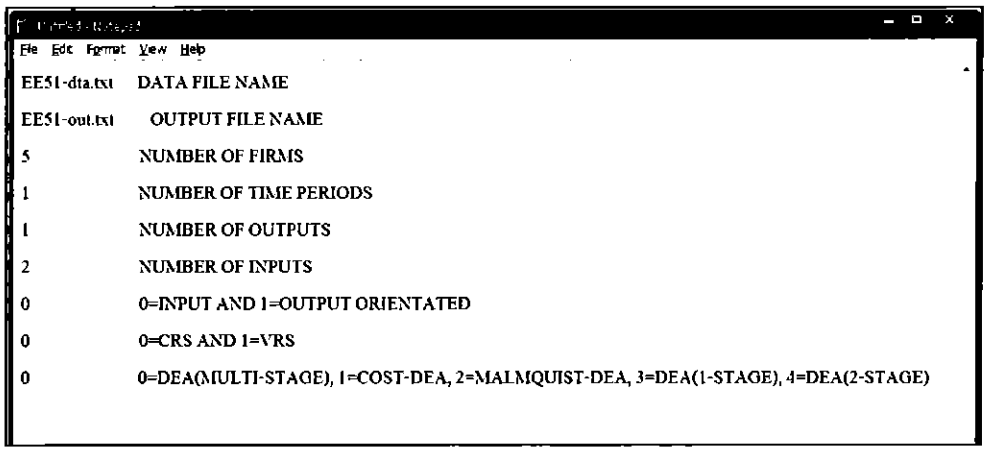
รูปที่ 2.10 การตั้งชื่อ Data File

2.11.2 สร้าง Output File ซึ่งเป็น File ที่มีความสำคัญมาก เพราะ เป็น File ที่เก็บผลลัพธ์ที่ได้จากการ Run ข้อมูล วิธีการสร้าง File นี้ทำได้โดยการใช้โปรแกรม Notepad แล้วบันทึกชื่อ File ให้อยู่ในรูปแบบ **ชื่อไฟล์ ตามด้วย -out.txt** ดังรูปที่ 2.11 และให้เก็บไว้ใน Directory DEAP โดยใช้อยู่ที่และชื่อไฟล์เดียวกับ Data File



รูปที่ 2.11 การสร้าง Output File

2.11.3 สร้าง Instruction File ซึ่งเป็น File คำสั่งและกำหนดค่าต่างๆ **เพื่อใช้ในการสั่งให้**โปรแกรม DEAP 2.1 ทำงาน File ประเภทนี้จะมีรูปแบบของชื่อไฟล์ดังนี้ **ชื่อไฟล์ ตามด้วย -ins.txt** วิธีการสร้างที่ง่ายที่สุด ก็คือ การเปิด Instruction File เดิมที่มีอยู่แล้ว โดยใช้โปรแกรม Notepad ซึ่งภายหลังจากเปิด File ดังกล่าวแล้วให้ทำการกำหนดค่าต่างๆ ตามความต้องการ **ดังรูปที่** 2.12



รูปที่ 2.12 การสร้าง Instruction File

DATA FILE NAME	**ชื่อ Data file**
OUTPUT FILE NAME	**ชื่อ Output file**
NUMBER OF FIRMS	**จำนวนตัวอย่างที่ใช้ในการวิเคราะห์**
NUMBER OF TIME PERIODS	**จำนวนเวลา**
NUMBER OF OUTPUTS	**จำนวนผลผลิต**
NUMBER OF INPUTS	**จำนวนปัจจัยการผลิต**
0=INPUT AND 1=OUTPUT ORIENTATED	**พิจารณาทางด้านไหน**
0=CRS AND 1=VRS	**ข้อสมมติฐานที่ใช้**
0=DEA (MULTI-STAGE), 1=COST-DEA, 2=MALMQUIST-DEA, 3=DEA (1-STAGE), 4=DEA (2-STAGE)	**วิธีการ DEA ที่ใช้ในการวิเคราะห์**

ภายหลังจากกำหนดค่าต่างๆ แล้วให้ทำการ Save File ไว้ที่เดียวกับ Data File และ Output File ในที่สุดแล้วจะมี File ที่ต้องการทั้งหมดครบ 3 File คือ Data File, Output File และInstruction File ต่อมาให้ไปที่ Directory ที่เก็บโปรแกรม DEAP 2.1

2.11.4 Run โปรแกรม DEAP 2.1 โดยเลือก File DEAP.EXE (ดับเบิลคลิก) จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 2.13

รูปที่ 2.13 การ Run โปรแกรม DEAP 2.1

ต่อมาให้พิมพ์ชื่อ Instruction File พร้อมนามสกุลลงไป เช่น ในตัวอย่างก็คือ EE51.ins แล้วกด Enter ซึ่งภายหลังจากโปรแกรมคำนวณเสร็จแล้วจะขึ้นว่า **"Output Stored in: EE51-out.txt"** แสดงว่า โปรแกรมได้ทำงานเสร็จแล้ว และได้ Save Output ไปไว้ที่ File: EE51-out.txt หลังจากนั้นโปรแกรมก็จะปิดตัวเอง ต่อมาให้ไปเปิด Output File ด้วยโปรแกรม Notepad เพื่อดูผลลัพธ์ของการคำนวณ ดังรูปที่ 2.14

รูปที่ 2.14 เปิด Output File เพื่อดูผลลัพธ์ของการคำนวณ

2.12 การเก็บรวบรวมข้อมูลปัจจัยการผลิต และผลผลิต

โครงงานนี้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับกิจการไฟฟ้าไทย ซึ่งประกอบด้วย กฟผ., กฟน., กฟภ., ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จากรายงานประจำปีของแต่ละหน่วยงาน โดยแบ่งข้อมูลออกเป็น 5 ปัจจัยการผลิต และ 2 ผลผลิต แสดงในตารางที่ 2.3 การลงทุนในส่วนของปัจจัยการผลิตของกิจการไฟฟ้าสามารถใช้วัดทั้งทางด้านการเงินและทางด้านกายภาพได้ ในมุมของการขาดข้อมูลของเงินลงทุนในการผลิตและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงข่าย (และมูลค่าของการลงทุนที่ผ่านมา) ในโครงงานนี้จึงประมาณแทนการลงทุนของปัจจัยการผลิตในมุมของหน่วยทางกายภาพ ดังนั้น เราจึงเลือกข้อมูลที่เกิดจากการลงทุนของปัจจัยการผลิตที่แท้จริงและมีการกระจายไปในประเภทของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องและทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อไอน้ำ, คูลเลอร์, เขื่อน, สายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า และทรัพย์สินที่อยู่ในประเภทหลังประกอบไปด้วย ที่ดิน, อาคาร และยานพาหนะ เนื่องจากไม่สามารถที่จะใช้งานข้อมูลของทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ ทำให้ต้องเลือกใช้ กำลังผลิตติดตั้ง, ความยาวของสายส่ง และความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อ

แปลง เป็นข้อมูลการลงทุนทางด้านปัจจัยการผลิตแทน สำหรับส่วนที่เหลืออีก 2 ปัจจัยการผลิตคือ จำนวนพนักงานและปริมาณการใช้เชื้อเพลิง เพื่อแสดงถึงการใช้แรงงานและเชื้อเพลิงในปัจจัยการผลิต ในกรณีของข้อมูลแรงงานที่ใช้ คือจำนวนพนักงานในความเป็นจริงไม่อาจเป็นตัวแทนของการวัดที่ดีที่สุด เนื่องจากปริมาณของแรงงานไม่ได้สะท้อนให้เห็นถึงจำนวนชั่วโมงรวมในการทำงานของพนักงานแต่ละคน รวมถึงคุณภาพของแรงงานที่อาจจะมีความแตกต่างกันในมุมของวุฒิการศึกษา, การฝึกอบรม และประสบการณ์การทำงาน แต่เนื่องจากความยากลำบากในการเข้าถึงข้อมูลนี้ โครงงานนี้จึงเก็บรวบรวมข้อมูลจำนวนรวมของพนักงานเพื่อแทนการใช้ข้อมูลแรงงาน ปัจจัยการผลิตทั้ง 5 ปัจจัยนี้ทำให้ทราบว่า การผลิตไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยเกิดจากการลงทุนในด้านแรงงาน, เชื้อเพลิง และเงินทุน ประกอบกัน

ในด้านของผลผลิต โครงงานนี้ใช้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้บริโภคเป็นข้อหนึ่งในส่วนของผลผลิต ตัวแปรผลผลิตนี้ได้มีการใช้กันอย่างกว้างขวาง โดยการศึกษาในหลายแห่ง เช่น Hirschhausen และคณะ (2549), Pombo and Taborda (2549), Thakur และคณะ (2549) และ Pacudan and Guzman (2545) โครงงานนี้ยังเพิ่มอีกหนึ่งตัวแปรทางด้านผลผลิตเข้ามาคือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้

การเชิญผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เข้ามามีส่วนร่วมในระบบของกิจการไฟฟ้าไทยนั้นส่งผลในภาคการผลิตเท่านั้น ทำให้มีตัวแปรที่มีความแตกต่างจากตัวแปรที่ใช้ในกิจการไฟฟ้าที่ไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก นั่นคือ กำลังผลิตติดตั้ง, ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้, ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และจำนวนพนักงาน โดยข้อมูลข้อมูล 3 ตัวแปรแรกนั้นสามารถหาข้อมูลได้จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (The Department of Alternative Energy Development and Efficiency, DEDE) ส่วนข้อมูลการจ้างงานของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เป็นข้อมูลที่หาได้ยาก เช่น ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2551 มีเพียง 3 ใน 7 ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระที่ให้ข้อมูลโครงงานประจำปีของบริษัททำให้มีข้อมูลเกี่ยวกับแรงงาน ส่วนการหาข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนั้นมีความยากลำบากมากที่จะได้ข้อมูลเกี่ยวกับแรงงานนั้นมา เนื่องจากมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากกว่า 60 ราย ซึ่งมีความแตกต่างกันในส่วนของขนาดกำลังผลิตติดตั้งและลักษณะการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ในโครงงานนี้จึงต้องทำการประมาณค่าของจำนวนพนักงานของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอีก 4 รายที่เหลือบนพื้นฐานของกำลังการผลิตเทียบเคียง ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะไม่นำมารวมกับจำนวนแรงงาน เนื่องจากมีความยากลำบากที่จะได้ข้อมูลนั้นมา ซึ่งการยกเว้นนี้ไม่น่าจะส่งผลให้เกิดความผิดพลาดมากนัก เพราะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นเพียงผู้ผลิตประมาณ 8% ของกำลังการผลิตทั้งหมดเท่านั้น

ตารางที่ 2.3 ข้อมูลปัจจัยการผลิต และผลผลิต

ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
	ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
2523	13,149,000	14,426,000	3,448	50,448	10,839	44,322	139,805
2524	13,837,000	15,377,000	4,008	52,775	12,232	49,540	127,017
2525	15,033,000	16,620,000	4,403	73,816	13,899	55,168	128,543
2526	16,906,000	18,857,000	5,032	80,414	16,181	59,946	147,462
2527	18,572,000	21,025,000	6,128	96,372	17,589	63,840	163,736
2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815
2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,344	21,930	65,299	181,545
2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,241	24,551	66,372	233,698
2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,331	25,724	67,386	274,945
2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,233	29,867	69,677	304,935
2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,364	33,740	73,502	389,750
2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,073	77,518	481,097
2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,742
2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,531	79,440	646,251
2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,938
2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,176
2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,496	75,783	845,349
2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,719
2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,381	109,535	72,508	758,655
2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,179
2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,896	68,541	838,112
2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,170	66,978	879,399
2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,433	66,165	916,895
2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,544
2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,584
2549	127,811,000	138,742,000	26,815	308,243	123,421	60,397	1,046,792
2550	133,178,000	143,378,000	28,285	316,049	127,442	59,515	1,058,260
2551	135,449,000	147,427,000	30,508	322,681	130,777	60,731	1,074,915
2552	135,209,000	148,390,000	30,607	319,598	132,357	59,950	1,069,232
2553	149,320,000	159,518,000	31,485	331,446	135,534	60,116	1,176,238

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553,

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

เมื่อได้ข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตแล้ว (ตารางที่ 2.3) นำข้อมูลเหล่านั้นมาทำการแปลงข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series Data Transformation) เป็นข้อมูล Cross-Section เพื่อทำให้ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยมีการเปรียบเทียบกับข้อมูลการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงเวลาก่อนหน้าว่ามีการพัฒนาขึ้นจากเดิมหรือไม่ โดยไม่ต้องใช้ข้อมูลของกิจการไฟฟ้าของประเทศอื่นมาเป็นมาตรฐานในการเปรียบเทียบความมีผลิตภาพและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทย โดยทำการแบ่งข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นช่วงๆ ละ 10 ปี ซึ่งในโครงงานนี้มีการสร้างตารางข้อมูล Cross-Section จากข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 31 ปี (พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553) โดยในแต่ละช่วงเวลาจะมีข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) เป็นระยะเวลา 10 ปี ซึ่งจะกำหนดให้แต่ละปีนั้นคือ หน่วยงานแต่ละหน่วยงาน รวมเป็น 10 หน่วยงานในช่วงเวลาหนึ่งที่ทำการเปรียบเทียบผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคระหว่าง 10 หน่วยงานนั้นๆ ตัวอย่างเช่น ในช่วงที่ 1 นำข้อมูลในปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2532 มาแปลงให้เป็น10 หน่วยงาน คือ หน่วยงานที่ 1 จะมีข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของปี พ.ศ. 2523 และหน่วยงานที่ 2 จะมีข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของปี พ.ศ. 2524 จนถึงหน่วยงานที่ 10 จะมีข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของปี พ.ศ. 2532 และนำมาเปรียบเทียบผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของแต่ละหน่วยงาน ช่วงที่สองประกอบด้วยข้อมูลของอีก 10 ปี จากปี พ.ศ. 2524 ถึง พ.ศ. 2533 แบ่งต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งถึงช่วงสุดท้ายจะเป็นข้อมูลจากปี พ.ศ. 2544 ถึง พ.ศ. 2553 การแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงละ 10 ปี เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่พิจารณาทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan, PDP) คือ วางแผนล่วงหน้าประมาณ 10 ถึง 15 ปี และการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยจะเกิดขึ้นทุกๆ 10 ปี

ตารางที่ 2.4 การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
1	2523	13,149,000	14,426,000	3,448	50,449	10,839	44,322	139,806
	2524	13,837,000	15,377,000	4,008	52,776	12,233	49,540	127,018
	2525	15,033,000	16,620,000	4,403	73,816	13,900	55,168	128,544
	2526	16,906,000	18,857,000	5,032	80,415	16,182	59,946	147,463
	2527	18,572,000	21,025,000	6,128	96,372	17,590	63,840	163,737
	2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
1 (ต่อ)	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
2	2524	13,837,000	15,377,000	4,008	52,776	12,233	49,540	127,018
	2525	15,033,000	16,620,000	4,403	73,816	13,900	55,168	128,544
	2526	16,906,000	18,857,000	5,032	80,415	16,182	59,946	147,463
	2527	18,572,000	21,025,000	6,128	96,372	17,590	63,840	163,737
	2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815
	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
3	2525	15,033,000	16,620,000	4,403	73,816	13,900	55,168	128,544
	2526	16,906,000	18,857,000	5,032	80,415	16,182	59,946	147,463
	2527	18,572,000	21,025,000	6,128	96,372	17,590	63,840	163,737
	2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815
	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
4	2526	16,906,000	18,857,000	5,032	80,415	16,182	59,946	147,463
	2527	18,572,000	21,025,000	6,128	96,372	17,590	63,840	163,737
	2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815
	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
5	2527	18,572,000	21,025,000	6,128	96,372	17,590	63,840	163,737
	2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815
	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
6	2528	20,032,000	23,074,000	6,705	105,346	19,158	64,807	186,815
	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
7	2529	22,034,000	24,717,000	6,785	118,345	21,930	65,299	181,546
	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
8	2530	24,894,000	28,652,000	6,985	131,242	24,552	66,372	233,698
	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
8 (ต่อ)	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
9	2531	28,253,000	32,464,000	6,997	145,332	25,724	67,386	274,945
	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
10	2532	32,834,000	37,406,000	7,366	157,234	29,867	69,677	304,935
	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
11	2533	38,342,000	44,175,000	8,725	173,365	33,740	73,502	389,750
	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
11 (ต่อ)	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
12	2534	43,398,000	50,186,000	9,707	181,975	40,074	77,518	481,097
	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
13	2535	49,304,000	57,098,000	11,732	197,406	46,624	78,930	523,743
	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
14	2536	56,279,000	63,405,000	12,734	204,479	56,185	79,701	578,034
	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	/2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
15	2537	62,510,000	71,177,000	13,075	216,673	66,532	79,440	646,251
	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
15 (ต่อ)	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
16	2538	71,225,000	80,060,000	14,912	223,175	74,334	78,488	696,939
	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
17	2539	77,354,000	87,467,000	16,513	228,810	79,497	77,088	773,177
	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
	2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,585
18	2540	82,429,000	93,253,000	17,805	242,908	96,497	75,783	845,349
	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกจ้าง (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
18 (ต่อ)	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
	2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,585
	2549	127,811,000	138,742,000	26,815	308,243	123,422	60,397	1,046,793
19	2541	80,434,000	90,052,000	18,423	252,539	101,517	74,413	799,720
	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
	2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,585
	2549	127,811,000	138,742,000	26,815	308,243	123,422	60,397	1,046,793
	2550	133,178,000	143,378,000	28,285	316,049	127,442	59,515	1,058,260
20	2542	81,450,000	90,039,000	20,219	260,382	109,535	72,508	758,656
	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
	2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,585
	2549	127,811,000	138,742,000	26,815	308,243	123,422	60,397	1,046,793
	2550	133,178,000	143,378,000	28,285	316,049	127,442	59,515	1,058,260
	2551	135,449,000	147,427,000	30,508	322,681	130,778	60,731	1,074,915
21	2543	87,932,000	95,977,000	22,593	266,261	107,012	70,358	770,180
	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
	2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,585
	2549	127,811,000	138,742,000	26,815	308,243	123,422	60,397	1,046,793
	2550	133,178,000	143,378,000	28,285	316,049	127,442	59,515	1,058,260
	2551	135,449,000	147,427,000	30,508	322,681	130,778	60,731	1,074,915
	2552	135,209,000	148,390,000	30,607	319,598	132,358	59,950	1,069,233

ตารางที่ 2.4 (ต่อ) การแปลงข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นข้อมูล Cross-Section

ช่วงที่	ปี	ผลผลิต		ปัจจัยการผลิต				
		ไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ไฟฟ้าที่ผลิต (MWh)	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ความยาวของสายส่ง (KM)	การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนลูกค้า (Person)	เชื้อเพลิง (TJ)
22	2544	92,290,000	102,420,000	22,888	271,997	109,897	68,541	838,112
	2545	100,173,000	109,013,000	24,157	277,590	112,171	66,978	879,399
	2546	106,959,000	116,983,000	24,763	288,315	116,434	66,165	916,895
	2547	115,044,000	125,727,000	25,865	295,447	116,926	63,290	998,545
	2548	121,229,000	132,197,000	26,269	300,750	121,943	61,438	1,050,585
	2549	127,811,000	138,742,000	26,815	308,243	123,422	60,397	1,046,793
	2550	133,178,000	143,378,000	28,285	316,049	127,442	59,515	1,058,260
	2551	135,449,000	147,427,000	30,508	322,681	130,778	60,731	1,074,915
	2552	135,209,000	148,390,000	30,607	319,598	132,358	59,950	1,069,233
	2553	149,320,000	159,518,000	31,485	331,446	135,535	60,116	1,176,239

บทที่ 3
ความเป็นมาของกิจการไฟฟ้าไทย

โครงงานนี้ทำการตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย ดังนั้นเพื่อให้เกิดความเข้าใจในโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทย ในบทที่ 3 นี้จึงอธิบายวิวัฒนาการของกิจการไฟฟ้าไทย รวมถึงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย ตั้งแต่เริ่มก่อตั้งจนถึงปัจจุบัน

ประเทศไทยเริ่มมีไฟฟ้าใช้มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2427 แต่เป็นการใช้ในพระบรมมหาราชวังเท่านั้น และถ้านับตั้งแต่มีไฟฟ้าใช้จนถึงปัจจุบันก็เป็นเวลาประมาณร้อยปีเศษ พัฒนาการของนโยบายและการจัดตั้งกิจการไฟฟ้าของประเทศตั้งแต่อดีตจนถึง ปัจจุบันอาจแบ่งออกได้เป็น 3 ช่วงเวลา คือ ช่วงการจัดตั้งกิจการไฟฟ้าเป็นรัฐวิสาหกิจ ช่วงการส่งเสริมภาคเอกชนเข้ามามี บทบาทในกิจการไฟฟ้า และช่วงการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ

3.1 ช่วงการจัดตั้งกิจการไฟฟ้าเป็นรัฐวิสาหกิจ

หลังจากปี พ.ศ. 2427 ที่ประเทศไทยเริ่มมีไฟฟ้าใช้เป็นครั้งแรกในรัชสมัยของพระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว โดยมีเจ้าพระยาสุรศักดิ์มนตรี (เจิม แสงชูโต) เมื่อครั้งดำรงตำแหน่งจมื่นไวยวรนารถ หลังจากภารกิจการดูงานที่ยุโรป ท่านใช้เงินลงทุนครั้งแรกที่ได้จากการขายที่ดินมรดกเป็นเงิน 14,400 บาท โดยซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่องและอุปกรณ์เสริมจากสหราชอาณาจักรเพื่อที่จะต่อไฟฟ้าใช้ในอาคารกองทัพ เมื่อข่าวแพร่กระจายไป รัชกาลที่ 5 ทรงต้องการนำมาใช้ในพระบรมมหาราชวังที่กรุงเทพมหานคร โดยพระบรมมหาราชวังใช้ไฟฟ้าเป็นครั้งแรกในวันคล้ายวันพระราชสมภพในพระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว รัชกาลที่ 5 เมื่อวันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2427 ต่อมาที่ประทับของพระราชวงศ์ก็มีไฟฟ้าใช้ (Chullakesa, 2535) ในช่วงปีแรกไฟฟ้าค่อนข้างมีราคาแพงกว่าแหล่งกำเนิดพลังงานอื่นๆ และถูกพิจารณาว่าเป็นสิ่งฟุ่มเฟือย ดังนั้นไฟฟ้าจึงถูกใช้เฉพาะในครอบครัวที่ร่ำรวย และใช้ในครอบครัวของพนักงานการไฟฟ้า ตรงข้ามกับคนจนที่ยังต้องใช้ตะเกียงน้ำมัน (กฟภ., 2543) ต่อมาในปี พ.ศ. 2437 ประเทศไทยเริ่มมีกิจการไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อเดินรถรางในกรุงเทพฯ ชื่อ "บริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด" เป็นบริษัทของชาวเดนมาร์ค มีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ข้างวัดราชบูรณะราชวรวิหาร (วัดเลียบ) ซึ่งต่อมาเป็นที่ตั้งสำนักงานใหญ่ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ก่อนที่จะย้ายไปตั้งสำนักงานอยู่ที่เพลินจิตในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2440 โรงไฟฟ้าของ บริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด ที่วัดเลียบเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อน ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ 6 เครื่อง มีกำลังไฟฟ้าติดตั้งในช่วงขนาดตั้งแต่ 1,250 กิโลวัตต์ ถึง 6,000 กิโลวัตต์ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าคือ 22,000 กิโลวัตต์

ในปี พ.ศ. 2455 ได้มีการก่อสร้าง "การไฟฟ้าสามเสน" ซึ่งมีความจุ 25,500 กิโลวัตต์ เพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่ประชาชนทางด้านทิศเหนือของกรุงเทพฯ และผลิตไฟฟ้าให้กับโรงกรองน้ำประปาที่สามเสนด้วย การก่อสร้างมาแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2457 รัชสมัยของพระบาทสมเด็จพระมงกุฎเกล้าเจ้าอยู่หัว และได้ให้กองไฟฟ้าหลวง กรมโยธาเทศบาล (ปัจจุบันคือ กรมโยธาธิการ) เป็นผู้ดำเนินการ (กฟผ., 2547)

หลังสงครามโลกครั้งที่หนึ่งสงบลง ภูมิภาคเอเชียได้รับผลกระทบจากภาวะขาดแคลนสินค้า เนื่องจากการค้าต่างประเทศหยุดชะงักลง รัฐบาลจึงได้ตรา "พระราชบัญญัติควบคุมกิจการค้าขายอันกระทบถึงความปลอดภัยหรือความผาสุกแห่งสาธารณชน พุทธศักราช 2471 ขึ้น ด้วยวัตถุประสงค์สำคัญเพื่อห้ามบุคคลประกอบกิจการค้าขายอันเป็นสาธารณูปโภค เว้นแต่จะได้รับพระบรมราชานุญาตหรือสัมปทาน โดยกำหนดให้กิจการต่อไปนี้เป็นสาธารณูปโภค คือ การรถไฟ รถราง ขุดคลอง เดินอากาศ ประปา ชลประทาน โรงไฟฟ้า และบรรดากิจการอื่นอันกระทบถึงความปลอดภัยและความผาสุกของประชาชน กฎหมายดังกล่าวจึงเป็นรากฐานให้รัฐบาลเข้ามามีบทบาทในการพัฒนากิจการสาธารณูปโภค

ต่อมาในปี พ.ศ. 2482 บริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด ได้รับสัมปทานและได้ขยายกิจการเพื่อผลิตไฟฟ้าจำหน่ายให้แก่ประชาชนในเขตกรุงเทพฯ และได้เปลี่ยนชื่อเป็น "บรรษัท ไฟฟ้าไทย จำกัด" (Thai Electric Corporation Ltd.) ซึ่งดำเนินการต่อมาจนหมดสัมปทาน จึงโอนกิจการมาเป็นของรัฐบาลเมื่อวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2493 โดยจัดตั้งเป็น "การไฟฟ้ากรุงเทพ" ขึ้น สังกัดกรมโยธาเทศบาล กระทรวงมหาดไทย

ส่วนกิจการไฟฟ้าในต่างจังหวัดได้เริ่มขึ้นตั้งแต่ปี พ.ศ. 2470 โดยรัฐบาลได้จัดตั้งแผนกไฟฟ้าขึ้นในกองบุราภิบาล กรมสาธารณสุข กระทรวงมหาดไทย และได้จัดให้มีการไฟฟ้าขึ้นที่สุขาภิบาลเมืองราชบุรีเป็นแห่งแรกและเมืองนครปฐมในปี พ.ศ. 2472 ต่อมาแผนกไฟฟ้าเริ่มปรากฏในหลายเมือง เช่น ภูเก็ต ชลบุรี เชียงใหม่และพิษณุโลก (กฟผ., 2544) ในปี พ.ศ. 2477 จึงได้โอนกิจการมาอยู่ในกองไฟฟ้า กรมโยธาเทศบาล กระทรวงมหาดไทย และในระยะนั้นเองกรมโยธาเทศบาลได้อนุญาตให้เอกชนรับสัมปทานไปดำเนินการผลิต ไฟฟ้าจำหน่ายให้แก่ประชาชนในต่างจังหวัด ต่อมารัฐบาลได้จัดตั้ง "องค์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค" ขึ้น เมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2497 มีทุนจดทะเบียน 5 ล้านบาท มีการไฟฟ้าอยู่ในความดูแลจำนวน117 แห่ง สังกัดกรมโยธาเทศบาล กระทรวงมหาดไทย และรัฐบาล โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย มีอำนาจกำกับโดยทั่วไป เพื่อให้กิจการไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคขยายกิจการไปสู่ประชาชนได้อย่างกว้างขวางขึ้น ทำให้ "การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค" ได้รับการสถาปนาขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พุทธศักราช 2503 ณ วันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2503 โดยรับช่วงภารกิจต่อจาก องค์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มาดำเนินการอย่างต่อเนื่องด้วยทุนประเดิมจำนวน 87 ล้านบาทเศษ เพื่อทำหน้าที่จัดหาและจำหน่ายไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคของประเทศ (Chummee, 2541) มีการไฟฟ้าอยู่ในความรับผิดชอบ 200 แห่ง มี

ผู้ใช้ไฟจำนวน 137,377 รายและพนักงาน 2,119 คน กำลังไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2503 เพียง 15,000 กิโลวัตต์ ผลิตด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ขับเคลื่อนด้วยเครื่องยนต์ดีเซลทั้งสิ้น สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าบริการประชาชนได้ 26.4 ล้านหน่วย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ต่อปี และมีประชาชนได้รับประโยชน์จากการใช้ไฟฟ้าประมาณ 1 ล้านคน หรือร้อยละ 5 ของประชาชนที่มีอยู่ทั่วประเทศในขณะนั้น 23 ล้านคน

เมื่อสงครามโลกครั้งที่สองสิ้นสุดลงในปี พ.ศ. 2488 มีหลายประเทศที่ต้องเผชิญกับปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าอย่างรุนแรง เช่น โรงไฟฟ้าหลายแห่งในเมืองและหลายจังหวัดได้รับความเสียหายจากการระเบิด ทำให้ฟืน, แกลบและน้ำมันที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้าได้กลายเป็นสิ่งที่ขาดแคลนและมีราคาแพง นอกเหนือจากนี้ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังเริ่มที่จะเพิ่มสูงขึ้นหลังจากสงครามโลกครั้งที่สอง (กฟผ., 2544) ตามที่นายเกษม จาติกวณิช อดีตผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กล่าวว่า "หลังสงครามเศรษฐกิจโตขึ้นมาทันที เริ่มมีอุตสาหกรรมเกิดขึ้นเล็กๆ ร้านค้าต้องการ ใช้ไฟ มีการสร้างตึกสูงขึ้นมาก็ต้องใช้ลิฟท์ ใช้แอร์ ต่างคนต่างมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตัวเอง แม้แต่ในบ้านก็ยังมีเครื่องปั่นไฟเองเล็กๆ ไฟฟ้าถึงแม้จะมาจากโรงไฟฟ้าใหญ่วัดเลียบและสามเสน การกระจายไฟฟ้ายังมีการขัดข้อง ทำให้มีการใช้หม้อแปลงไฟฟ้าของตัวเองเสียบเข้าไปการกระจายไฟฟ้าก็ยังมีการขัดข้องเพิ่มขึ้นไปอีก ปัญหาตอนนั้น ยุ่งมาก ทำให้ประเทศเราล้าหลังประเทศอื่นๆ" (มรกต, 2547)

ต่อมารัฐบาลได้ออกพระราชบัญญัติจัดตั้ง "การพลังงานแห่งชาติ" ขึ้นเป็นหน่วยงานราชการมีฐานะเทียบเท่ากระทรวง มีอำนาจหน้าที่ในการจัดหา และสำรวจแหล่งพลังงานในประเทศ ในระหว่างนั้นก็ได้เริ่มมีการสำรวจวางแผนโครงการไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนยันฮี ขึ้น และการพลังงานแห่งชาติได้มอบหมายให้กรมชลประทานรับไปดำเนินการก่อสร้าง โครงการเขื่อนยันฮี จังหวัดตาก เพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมาใช้ โดยกู้เงินจากธนาคาร โลก และได้เริ่มก่อสร้างเมื่อปี พ.ศ. 2499 แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2507 ได้รับพระราชทานนามว่า "เขื่อนภูมิพล" ในระยะที่มีการก่อสร้างเขื่อนยันฮีนั้น รัฐบาลได้จัดตั้ง "การไฟฟ้ายันฮี" ขึ้นเป็นรัฐวิสาหกิจในปี พ.ศ. 2500 เพื่อให้ดำเนิน กิจการผลิตไฟฟ้าของโครงการยันฮี ซึ่งในระยะแรกมีกำลังการผลิตรวม 140,000 กิโลวัตต์ (140 เมกะวัตต์)

"ปัญหามีอยู่ว่าเขื่อนขนาดใหญ่กี่ปีจึงจะใช้ไฟหมด ถกเถียงกันอยู่นาน ประเด็นคือ ต้องมีรายได้มาใช้เงินคืนธนาคารโลก และตอนนั้นประเทศเรายังไม่เคยกู้เงินแบบนี้ ซึ่งต้องใช้ เงินคืนโดยตัวเอง ไม่ให้เอาเงินงบประมาณไปคืน จึงเกิดปัญหาขึ้นมาว่าหน่วยงานใดจะเป็นคนทำ กรมชลประทานทำไม่ได้ เพราะเป็นราชการเงินต้องเข้าหลวงหมด ตอนนั้นยังไม่มีหน่วยงานรัฐวิสาหกิจก็เลยคิดตั้งการไฟฟ้ายันฮีขึ้นมา พ.ศ. 2500 ยุคจอมพล ป. กว่าจะรุดออกมา ได้มีการต่อต้านกันมาก" นายเกษม จาติกวณิช อดีตผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กล่าว (มรกต, 2547)

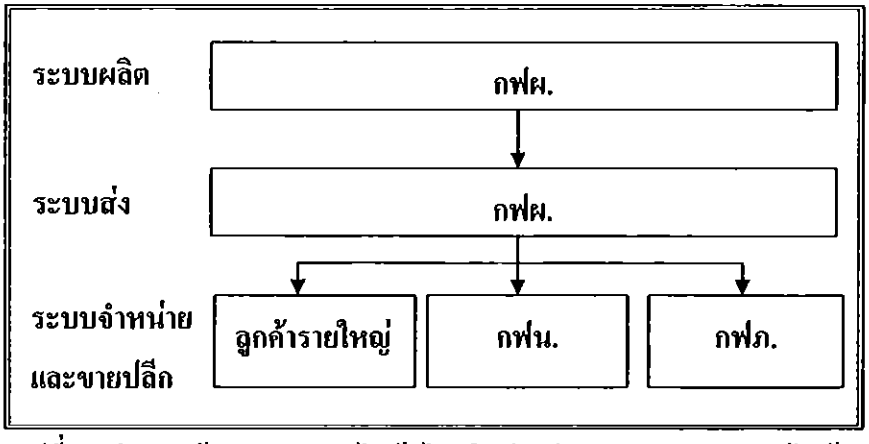
ในปี พ.ศ. 2501 ได้มีการออกพระราชบัญญัติการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2501 เพื่อรวมการไฟฟ้ากรุงเทพ และการไฟฟ้าสามเสน เข้าด้วยกัน แล้วเปลี่ยนชื่อใหม่เป็น "การไฟฟ้านครหลวง"

เป็นรัฐวิสาหกิจขึ้นอยู่กับกระทรวงมหาดไทย เพื่อปรับปรุงกิจการไฟฟ้าให้กว้างขวางและสอดคล้องกับความต้องการของประชาชนยิ่งขึ้น โดยในพระราชบัญญัติดังกล่าวได้กำหนดให้โอนโรงผลิตไฟฟ้าไปเป็นของการไฟฟ้ายันฮี เพื่อให้ กฟน. ดำเนินการจัดจำหน่ายไฟฟ้าในกรุงเทพฯ นนทบุรีและสมุทรปราการเท่านั้น (มรกต, 2547)

ต่อมา การไฟฟ้ายันฮี ได้สร้างโรงไฟฟ้าไอน้ำขนาด 75,000 กิโลวัตต์ ขึ้นที่เชิงสะพานพระรามหก แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2504 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าให้แก่ประชาชนในเขตกรุงเทพฯ นอกจากนี้ ได้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าไอน้ำขึ้นที่เหมืองลิกไนต์แม่เมาะ จังหวัดลำปาง ก่อสร้างแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2503 และได้ส่งกระแสไฟฟ้าไปใช้ในการก่อสร้างเขื่อนภูมิพล ในปีเดียวกันนั้นได้มีการออกพระราชบัญญัติการลิกไนต์ พ.ศ. 2503 เพื่อทำหน้าที่ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในเขตภาคเหนือ ได้แก่ จังหวัดลำปาง เชียงใหม่ ลำพูน และตาก ต่อมาได้มีการขยายกิจการผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์ที่จังหวัดกระบี่ขึ้นอีกแห่งหนึ่งด้วย เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 1 (พ.ศ. 2504 ถึง พ.ศ. 2509) ซึ่งรัฐบาลเน้นการลงทุนในสิ่งก่อสร้างพื้นฐาน ได้แก่ ระบบคมนาคม ระบบชลประทาน ระบบไฟฟ้า และสาธารณูปการต่างๆ ในส่วนของการพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศจึงมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามลำดับ

ในระหว่างที่ดำเนินการพัฒนาไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคเหนือ และภาคใต้นั้น ปรากฏว่าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือยังไม่ได้รับการพัฒนาไฟฟ้าให้ดีขึ้นเทียบเท่ากับภาคอื่นๆ การพลังงานแห่งชาติจึงได้เร่งสำรวจวางแผนก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขึ้นในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยได้รับความร่วมมือจากคณะกรรมการประสานงานสำรวจโครงการพัฒนาลุ่มแม่น้ำโขงตอนล่าง ทำการสำรวจวางแผนเพื่อก่อสร้างโครงการน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น และโครงการน้ำพุง จังหวัดสกลนคร โดยรัฐบาลได้จัดตั้ง "การไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ" ขึ้นในปี พ.ศ. 2505 เพื่อดำเนินการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการทั้งสอง

ต่อมาในปี พ.ศ. 2511 รัฐบาลได้ออกพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 เพื่อรวมรัฐวิสาหกิจที่ทำการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเข้าด้วยกัน คือ การลิกไนท์ การไฟฟ้ายันฮี และการไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ จัดตั้งเป็น "การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย" (Foran, 2549) มีฐานะเป็นรัฐวิสาหกิจ เพื่อทำหน้าที่ผลิต จัดหาและจัดส่ง หรือจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟน., กฟภ. และลูกค้ารายใหญ่ รวมทั้งดำเนินธุรกิจต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับพลังงานไฟฟ้า ดังรูปที่ 3.1 พระราชบัญญัติดังกล่าวมีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ. 2512 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. จึงได้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าเพื่อสนองตอบความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศนับแต่นั้นเป็นต้นมา



รูปที่ 3.1 โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า

ในปี พ.ศ. 2511 ถึง พ.ศ. 2515 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้เพิ่มขึ้นตามลำดับ โดยเพิ่มขึ้นจาก 2,513 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี พ.ศ. 2511 เป็น 5,329 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี พ.ศ. 2515 คิดเป็นอัตราเพิ่มเฉลี่ยประมาณร้อยละ 22 ต่อปี ในขณะที่จำนวนประชากรของประเทศในปี พ.ศ. 2515 มีประมาณ 38 ล้านคน เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวงประมาณ 4 ล้านคน เขตภูมิภาคประมาณ 34 ล้านคน กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2515 รวม 1,639 เมกะวัตต์ เป็นสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไอน้ำร้อยละ 46 โรงไฟฟ้าพลังน้ำร้อยละ 31 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซร้อยละ 13 และ โรงไฟฟ้าเครื่องดีเซลร้อยละ 10

ในปี พ.ศ. 2516 ได้เกิดวิกฤตการณ์น้ำมันขึ้น ส่งผลให้ราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้น และน้ำมันดิบที่จะหาซื้อได้มีปริมาณลดน้อยลง ส่งผลให้ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงขึ้นด้วย โดยเฉพาะน้ำมันเตามีราคาเพิ่มขึ้นถึง 4 เท่าตัว รัฐบาลจึงได้ออกพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 ซึ่งให้อำนาจนายกรัฐมนตรีในการกำหนดมาตรการเกี่ยวกับการแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง วิกฤตการณ์น้ำมันเกิดขึ้นต่อเนื่องมาจนถึงปี พ.ศ. 2524 ซึ่งเป็นปีที่ราคาน้ำมันดิบถีบตัวสูงขึ้นถึง 34 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล ส่งผลให้เศรษฐกิจโลกทรุดตัวลง

ช่วงเวลาดังกล่าว รัฐบาลได้ออกประกาศกำหนดเวลาห้ามประชาชนออกนอกบ้านในเวลากลางคืน (Curfew) เป็นครั้งแรก และได้ออกมาตรการอื่นๆ เพื่อให้มีการใช้น้ำมันอย่างประหยัด เช่น การปิดไฟป้ายโฆษณา การกำหนดเวลาปิดสถานบันเทิงต่างๆ ให้เร็วขึ้น รวมทั้ง รณรงค์ให้ประชาชนช่วยกันประหยัดและเห็นความสำคัญของพลังงาน ในขณะเดียวกันรัฐบาลได้จัดตั้ง "การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย" ขึ้นในปี พ.ศ. 2521 เพื่อเป็นกลไกของรัฐบาลในการเจรจากับบริษัทน้ำมันต่างชาติ และขอความร่วมมือจากประเทศสมาชิกในกลุ่มอาเซียน เพื่อจัดหาน้ำมันให้แก่ประเทศ

"สมัยรัฐบาลของท่านคึกฤทธิ์ที่ไปเปิดสัมพันธไมตรีกับเมืองจีน ท่านนายกชาติชายเป็นรัฐมนตรีอุตสาหกรรมตอนนั้น ได้ไปจัดทำโครงการร่วมมือกับจีน และได้รับความร่วมมือเรื่องน้ำมันมิตรภาพเป็นน้ำมันเชียงลี วันที่โรงไฟฟ้ารับน้ำมันเชียงลีมาครั้งแรก ปริมาณสำรองน้ำมันเหลืออยู่ 3 วัน ก็ทัน" ดร.ทองฉัตร หงส์ลดารมภ์ อดีตผู้ว่าการการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย กล่าว (มรกต, 2547)

ในช่วงปี พ.ศ. 2517 ถึง พ.ศ. 2524 เรียกได้ว่าเป็น "ยุคน้ำมันแพง" รัฐบาลได้พยายามตรึงราคาและชะลอการขึ้นราคาพลังงานไว้ ในขณะเดียวกันก็ได้ใช้เงินตราต่างประเทศเพื่อซื้อน้ำมันจากต่างประเทศเข้ามา คิดเป็นมูลค่าถึง 68,000 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2524 ส่งผลให้ประเทศต้องขาดดุลการค้าเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก จาก 25,600 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2520 เพิ่มเป็น 67,300 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2524

ดังนั้น ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 5 (พ.ศ. 2529 ถึง พ.ศ. 2530) รัฐบาลจึงได้กำหนดเป้าหมายลดการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงลงเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี และให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมทั้ง ให้มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการใช้น้ำมันลง โดยให้มีการใช้ลิกไนต์ และพลังน้ำเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ได้กำหนดเป้าหมายให้มีการประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง การดำเนินการตามเป้าหมายดังกล่าวนับว่าประสบผลสำเร็จเพราะสามารถลดการนำเข้า พลังงานจากต่างประเทศลงได้ จากสัดส่วนร้อยละ 90 ในปี พ.ศ. 2524 เหลือเพียงร้อยละ 58 ในปี พ.ศ. 2529

อย่างไรก็ตาม ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 5 รัฐบาลได้ปรับปรุงขยายบริการพื้นฐานของประเทศในสัดส่วนที่สูง มีการลงทุนในส่วนของภาครัฐวิสาหกิจเพิ่มสูงขึ้นเกือบ 2 เท่า เมื่อเทียบกับช่วงของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 4 ทำให้ต้องพึ่งแหล่งเงินกู้จากต่างประเทศมากขึ้น โดยร้อยละ 60 ของหนี้ต่างประเทศเป็นหนี้ที่รัฐบาลค้ำประกันให้กับรัฐวิสาหกิจ และเกือบร้อยละ 90 ของหนี้รัฐวิสาหกิจเป็นการก่อหนี้กับต่างประเทศ เนื่องจากรายได้ของรัฐวิสาหกิจ และเงินอุดหนุนจากภาครัฐ รวมทั้งแหล่งเงินกู้ในประเทศไม่เพียงพอ (มรกต, 2547)

รัฐบาลจึงได้พิจารณาที่จะดำเนินการแปรสภาพการบริหารงานของรัฐวิสาหกิจให้ เป็นเชิงธุรกิจเพื่อให้การบริหารงานมีความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากขึ้น และสนับสนุนภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินงาน เพื่อแบ่งเบาภาระทางด้านการเงินของภาครัฐ ซึ่งรวมถึงการแปรสภาพรัฐวิสาหกิจด้านพลังงานด้วย ดังนั้น ในช่วงของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2530 ถึง พ.ศ. 2534) จึงให้มีการกำหนดขั้นตอนการแปรสภาพรัฐวิสาหกิจให้ชัดเจน เพื่อนำไปสู่ภาคปฏิบัติได้จริง

ในส่วนของการแปรสภาพการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีการจัดทำแนวทางการดำเนินงานในอนาคตของ กฟผ. เพื่อขอความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 12 กันยายน พ.ศ. 2535 แนวทางดังกล่าวกำหนดให้แปลง กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่ดีโดยต้องนำเงินส่ง

รัฐจากเดิมอัตราร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 30 และให้ดำเนินการจัดตั้ง บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าระยองและให้กระจายหุ้นเข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย หลังจากนั้นจึงปรับโครงสร้าง กฟผ. เป็นหน่วยธุรกิจต่างๆ และแปลงเป็นบริษัทจำกัดมหาชนเพื่อเตรียมนำเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ต่อไป

สำหรับการแปรสภาพการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน พ.ศ. 2538 เห็นชอบแนวทางการแปรรูป กฟภ. โดยให้แปลง กฟภ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่ดีก่อนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการปฏิบัติงาน และให้มีการดำเนินงานเป็นเชิงธุรกิจมากขึ้นโดยปรับปรุงโครงสร้าง กฟภ. ออกเป็นหน่วยธุรกิจรับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละภาคเพื่อเพิ่มความคล่องตัวในการบริหารงานส่วน กฟน. ได้จัดทำแนวทางการปรับโครงสร้างเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อขอความเห็นชอบเมื่อวัน ที่ 17 มิถุนายน พ.ศ. 2540 โดยกำหนดรูปแบบการปรับโครงสร้างเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่เป็นรัฐวิสาหกิจและส่วนที่เป็นบริษัทในเครือซึ่งเป็นส่วนงานที่ให้บริการแก่ลูกค้าเป็นหลัก โดยบริษัทในเครือดังกล่าวจะแปรสภาพเป็นบริษัทจำกัดในระยะยาวต่อไป อย่างไรก็ตามแนวทางการปรับโครงสร้างดังกล่าว จะต้องมีการจัดทำรายละเอียดในแผนปฏิบัติต่อไป (มรกต, 2547)

3.2 ช่วงการส่งเสริมบทบาทภาคเอกชนในกิจการไฟฟ้า

ในปี พ.ศ. 2530 ภาวะเศรษฐกิจของประเทศฟื้นตัวขึ้นมาก มีการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจบริการเพิ่มมากขึ้น ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย กฟผ. จึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2530 ถึง พ.ศ. 2535 เพื่อพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศให้เพียงพอกับความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้น อย่างรวดเร็ว คิดเป็นเงินลงทุนทั้งสิ้น 138,000 ล้านบาท ในจำนวนนี้จะต้องกู้เงินจากต่างประเทศสูงถึง 53,000 ล้านบาท

เมื่อมีการวิเคราะห์ฐานะการเงินของ กฟผ. แล้ว คาดว่าจะไม่สามารถหาเงินรายได้ของตนเองเพื่อสมทบการกู้ยืมได้เพียงพอ และคาดว่าจะขาดเงินเพื่อมาชำระหนี้หรือเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2536 เป็นต้นไป ซึ่งจะเป็นปัญหาต่อเนื่องไปถึงการขยายการลงทุนในระยะต่อไป และจะเป็นภาระที่ภาครัฐต้องแบกรับไว้ ดังนั้น เพื่อเป็นการลดภาระการลงทุนของภาครัฐและลดการพึ่งพาเงินกู้จากต่างประเทศ รัฐบาลจึงมีนโยบายให้มีการระดมทุนจากภาคเอกชนในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (มรกต, 2547)

อย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าในบางกรณีสามารถผลิตได้จากต้นพลังงานที่เหลือจากกระบวนการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรม หรือเป็นการผลิตร่วมกับการผลิตพลังงานรูปอื่นๆ เช่น ไอน้ำ หรือเรียกว่า ระบบ Cogeneration ประกอบกับแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าของประเทศคาดว่าจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว รัฐบาลจึงมีนโยบายส่งเสริมให้ภาคเอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตและจำหน่าย ไฟฟ้าโดยใช้ต้นพลังงานที่เหลือ (Residue Fuel) หรือผลิตไฟฟ้าร่วมกับการผลิตพลังงาน

รูปแบบอื่น เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด และเป็นการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยให้มีการจัดทำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนเหล่านี้ รวมทั้ง ให้มีการศึกษาความเหมาะสมในการกำหนดหลักเกณฑ์ให้ภาคเอกชนเข้ามาแข่งขันลงทุน ก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ด้วยวิธีประกวดราคา เพื่อช่วยลดภาระการลงทุนของภาครัฐด้วย

ต่อมาเมื่อวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2532 กระทรวงการคลังได้ออกคำสั่งแต่งตั้ง "คณะกรรมการพิจารณาให้เอกชนมีบทบาทในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า" โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังเป็นประธาน คณะกรรมการดังกล่าวได้มีการพิจารณาให้มีการว่าจ้างที่ปรึกษาศึกษารูปแบบที่เหมาะสมในการให้เอกชนเข้าร่วมทุน และศึกษาการกำหนดวิธีการนำหุ้นของ กฟผ. เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย รวมทั้ง ให้มีการแก้ไขพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อแปลง กฟผ. บางส่วน หรือทั้งหมดเป็นนิติบุคคล เพื่อให้สามารถนำหุ้นจำหน่ายในตลาดหลักทรัพย์ฯ และให้ กฟผ. สามารถร่วมทุนกับเอกชนได้

ในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2533 เกิดวิกฤตการณ์ในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้น ประกอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงในปี พ.ศ. 2533 มีปริมาณสูงถึง 7,094 เมกะวัตต์ สูงกว่าที่ประมาณการไว้เกือบ 300 เมกะวัตต์ กฟผ. จึงได้ปรับแผนการลงทุน และพิจารณากระจายแหล่งและชนิดของพลังงานเพื่อลดการนำเข้าน้ำมัน คิดเป็นเงินลงทุนทั้งสิ้น 207,491 ล้านบาท ในขณะที่ กฟผ. มีความสามารถลงทุนได้เองไม่เกิน 118,695 ล้านบาท ดังนั้น เพื่อให้ กฟผ. สามารถขยายกำลังผลิตไฟฟ้าได้ตามแผน รัฐบาลจึงให้เร่งรัดการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชน เพื่อแบ่งเบาภาระการลงทุนของ กฟผ. และให้มีการปรับอัตราค่าไฟฟ้าได้ตามความจำเป็น เพื่อให้ กฟผ. มีผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมและมีฐานะการเงินที่มั่นคงเพียงพอที่จะขยายการ ลงทุนได้ในอนาคต

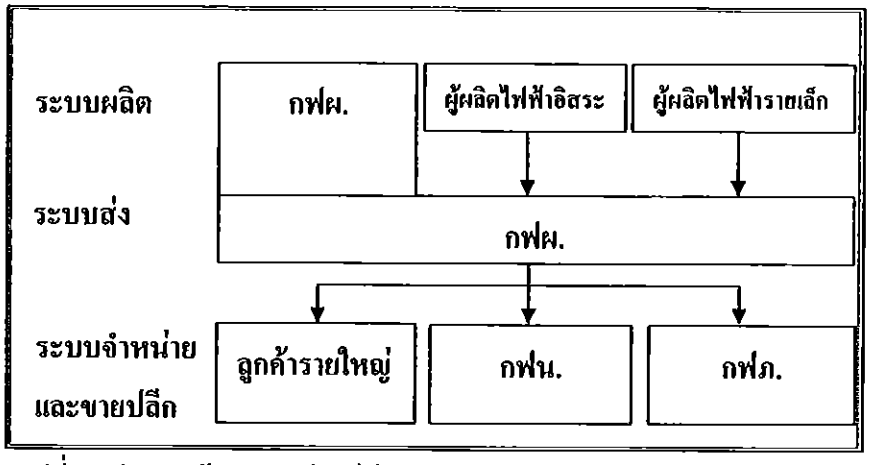
ต่อมาเมื่อวันที่ 6 สิงหาคม พ.ศ. 2534 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบแผนระดมทุนของ กฟผ. จากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย โดยให้ กฟผ. จัดตั้ง "บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด" ขึ้น และในขั้นแรกให้ถือหุ้นร้อยละ 100 เพื่อให้บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (บผฟ.) รับซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยองของ กฟผ. โดยใช้เงินจากการระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ และให้ลดสัดส่วนการถือหุ้นของ กฟผ. เหลือไม่เกินร้อยละ 49 ในระยะต่อมา และเมื่อวันที่ 12 กันยายน พ.ศ. 2535 คณะรัฐมนตรีได้ให้สิทธิ บผฟ. ซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนอมจาก กฟผ. อีกหนึ่งแห่ง แล้วให้นำเข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าระยอง รวมทั้งคณะรัฐมนตรียังได้เห็นชอบแนวทางการดำเนินงานในอนาคตของ กฟผ. โดยให้แปลง กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่ดี เพื่อเป็นพื้นฐานให้การบริหารงานมีความคล่องตัว ก่อนที่จะแปลงเป็นบริษัทจำกัด(มหาชน) ต่อไปในอนาคต (มรกต, 2547)

บผฟ. ได้ถูกจัดตั้งขึ้นเมื่อวันที่ 12 พฤษภาคม พ.ศ. 2535 ในลักษณะบริษัทร่วมทุน (Holding Company) เพื่อให้สามารถจัดตั้งบริษัทย่อยเพื่อระดมเงินกู้สำหรับโครงการใหม่ได้โดย ไม่มี

ผลกระทบใดๆ ต่อโครงการเก่า และ บผฟ. สามารถขยายกิจการและบริหารโครงการของบริษัทย่อยได้โดยสะดวก ต่อมา บผฟ. ได้จัดตั้ง "บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด" ขึ้น เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2537 เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าระยองจาก กฟผ. ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1,232 เมกะวัตต์ โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ระยะยาว 20 ปี และได้จัดตั้ง "บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด" ขึ้น เมื่อวันที่ 20 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2538 เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าขนอมจาก กฟผ. เช่นเดียวกัน มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 824 เมกะวัตต์

สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนที่มีต้นพลังงานเหลือ กฟผ. ได้จัดทำระเบียบแล้วเสร็จและออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าในรูปของ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer , SPP) เมื่อวันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2535 เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ในงวดที่ 1 ปริมาณรวม 300 เมกะวัตต์ โดยผู้ผลิตแต่ละรายจะจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ได้ไม่เกิน 50 เมกะวัตต์ ปรากฏว่าเมื่อครบกำหนดมีผู้สนใจเสนอขายเพียง 10 ราย รวมปริมาณ 75 เมกะวัตต์ ต่อมาจึงได้ขยายเวลารับซื้อออกไปโดยไม่มีกำหนด และขยายปริมาณการรับซื้อแต่ละรายจากไม่เกิน 50 เมกะวัตต์ เป็นไม่เกิน 60 เมกะวัตต์ ปรากฏว่ามีผู้เสนอขายในปริมาณรวมที่สูงกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อ จึงได้มีการขยายปริมาณการรับซื้อเพิ่มเติมอีก 2 ครั้ง โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน พ.ศ. 2538 ให้เพิ่มปริมาณรับซื้อจาก 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์ และได้มีมติอีกครั้งเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม พ.ศ. 2539 ให้เพิ่มจาก 1,444 เมกะวัตต์ เป็น 3,200 เมกะวัตต์

นอกจากการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแล้ว ได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์ให้เอกชนเข้ามาแข่งขันลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม พ.ศ. 2537 ให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูป ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer, IPP) ดังรูปที่ 3.2 และ กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าในระยะแรกรวม 3,800 เมกะวัตต์ ตั้งแต่วันที่ 15 ธันวาคม พ.ศ. 2537 ซึ่งเอกชนแต่ละรายจะเสนอโครงการได้ไม่เกินโครงการละ 1,400 เมกะวัตต์ ต่อมาในเดือนเมษายน พ.ศ. 2538 กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มอีกร้อยละ 10 รวมปริมาณรับซื้อทั้งหมด 4,200 เมกะวัตต์ กำหนดวันยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2538 ปรากฏว่ามีผู้ยื่นข้อเสนอทั้งหมด 32 ราย รวมกำลังผลิต 39,000 เมกะวัตต์ สูงกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อไว้มาก หลังจากนั้นความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว คณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม พ.ศ. 2539 เพิ่มปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนอีก 1,600 เมกะวัตต์ รวมเป็นปริมาณรับซื้อทั้งสิ้น 5,800 เมกะวัตต์ (มรกต, 2547)



รูปที่ 3.2 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยหลังการเชิญภาคเอกชนเข้ามาในระบบ

บทบาทของภาคเอกชนในกิจการไฟฟ้าไทยที่ได้เพิ่มเข้ามาในระบบในช่วงเริ่มต้นของการปฏิรูป (พ.ศ. 2533 ถึง พ.ศ. 2542) ซึ่งส่วนใหญ่เป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งได้รับอนุญาตให้เข้ามาเกี่ยวข้องกับระบบเฉพาะในภาคการผลิตเท่านั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะทำการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement, PPAs) ซึ่งเป็นสัญญาในระยะยาว โดยจะได้รับการค้ำประกันจากรัฐบาลที่จะให้ผลตอบแทนคงที่ในการลงทุน และสนับสนุนในด้านภาษีและสิ่งจูงใจที่ไม่ใช่ภาษี

ในปี พ.ศ. 2540 เศรษฐกิจไทยประสบภาวะวิกฤตทางด้านการเงิน คณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติเมื่อวันที่ 16 กันยายน พ.ศ. 2540 ให้เพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในกิจการพลังงาน เพื่อลดการก่อหนี้สินกับต่างประเทศ และระดมทุนจากสาธารณชน โดยการขายหุ้นที่รัฐถืออยู่ในกิจการพลังงาน และเร่งแปรรูปรัฐวิสาหกิจด้าน พลังงาน ในส่วนของกิจการไฟฟ้าเห็นชอบให้ กฟผ. ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน บผฟ. โดยขายหุ้นให้แก่พันธมิตรร่วมทุน (Strategic Partner) ร้อยละ 14.9 เพื่อระดมทุน และให้ บผฟ. สามารถแข่งขันประมูลโครงการกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายอื่นอย่างเป็นธรรม ผลการประมูลคัดเลือกพันธมิตรร่วมทุน ปรากฏว่า บริษัท China Light and Power จากฮ่องกง ชนะการประมูลแข่งขัน โดยเสนอราคาหุ้นละ 126 บาท คิดเป็นมูลค่ารวม ทั้งสิ้น 239.96 ล้านเหรียญสหรัฐฯ นับเป็นการระดมทุนที่ประสบความสำเร็จเป็นอย่างมาก โดย กฟผ. คงเหลือหุ้นใน บผฟ. เพียงร้อยละ 25.05 และในอนาคตจะลดสัดส่วนให้เหลือเพียงร้อยละ 20 เท่านั้น

การดำเนินการดังกล่าวข้างต้น ไม่ว่าจะเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูปผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระตลอดจนการแปรรูป กฟผ. บางส่วน โดยการจัดตั้ง บริษัท ผลิตไฟฟ้าจำกัด ขึ้น เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าระยอง และขนอมจาก กฟผ. แล้วนำเข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยเพื่อให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของกิจการไฟฟ้า ล้วนเป็นนโยบายที่มุ่งเน้นการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชนในกิจการไฟฟ้าของประเทศ เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมหาศาล โดยส่วนหนึ่งต้องกู้เงินจาก

ต่างประเทศเนื่องจาก กฟผ. ไม่สามารถที่จะลงทุนได้เองทั้งหมด ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศมีปริมาณเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องให้ภาคเอกชนเข้ามาช่วยแบ่งเบาภาระดังกล่าว เพื่อให้กิจการไฟฟ้าสามารถสนองตอบความต้องการได้อย่างเพียงพอโดยไม่เป็นภาระแก่ภาครัฐ (มรกต, 2547)

อย่างไรก็ตาม ระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่และระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศยังคงอยู่ในความดูแลของ กฟผ. ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและบริการค้าปลีกยังอยู่ในความดูแลของ กฟน. และ กฟภ. โดย กฟผ. ทำการผลิตและส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดเพื่อขายให้แก่ กฟน. และ กฟภ. เพื่อขายให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าอีกทอดหนึ่ง โดย กฟน. รับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ ส่วน กฟภ. รับผิดชอบในเขตจังหวัดอื่นๆ ที่เหลือทั้งหมดทั่วประเทศจึงอาจกล่าวได้ว่ากิจการไฟฟ้าของประเทศเกือบทั้งหมดอยู่ ภายใต้ความรับ ผิดชอบและการให้บริการของ 3 หน่วยงานหลักดังกล่าวเท่านั้น ทำให้ระบบการจัดหาและการให้บริการยังคงมีลักษณะของการผูกขาดอยู่

3.3 ช่วงการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ

การเกิดวิกฤตเศรษฐกิจในปี พ.ศ. 2540 ส่งผลให้มีการเร่งปรับโครงสร้างและแปรรูปรัฐวิสาหกิจให้เร็วขึ้น โดยคณะกรรมการกำกับนโยบายด้านรัฐวิสาหกิจ (กนร.) ได้จัดทำแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจ เพื่อใช้เป็นกรอบในการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 1 กันยายน พ.ศ. 2541 ในส่วนของสาขาไฟฟ้าได้กำหนดกรอบให้มีการศึกษาเพื่อกำหนดโครงสร้างอุตสาหกรรมที่มีการแข่งขัน เพื่อเปิดให้มีการแข่งขันเสรีในตลาดซื้อขายไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546 เป็นต้นไป รวมทั้ง ได้กำหนดให้ กฟผ. แปรรูปโรงไฟฟ้าราชบุรีภายในปี พ.ศ. 2542

แต่เนื่องจากได้เกิดกระแสการคัดค้านจากพนักงานรัฐวิสาหกิจ ซึ่งมองว่ารัฐมุ่งหวังจะขายทรัพย์สินของประเทศให้ต่างชาติ และไม่เห็นด้วยกับการจัดสรรรายได้จากการขายทรัพย์สินและขายหุ้นเข้ากองทุน เพื่อฟื้นฟูและพัฒนาระบบสถาบันการเงินตามหลักเกณฑ์ของกระทรวงการคลัง จึงส่งผลให้การดำเนินการตามแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจต้องล่าช้าออกไป อย่างไรก็ตาม ในระหว่างนั้นได้มีการพิจารณายกร่างกฎหมายเกี่ยวกับทุนรัฐวิสาหกิจแล้วเสร็จ โดยได้มีการประกาศใช้ "พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542" เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม พ.ศ. 2542 เพื่อใช้เป็นเครื่องมือของรัฐในการเปลี่ยนสถานะรัฐวิสาหกิจจากรูปแบบเดิมให้เป็นบริษัทจำกัด หรือบริษัทมหาชนจำกัด แต่ยังคงมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจประเภทหนึ่ง เพื่อเป็นพื้นฐานเบื้องต้นในการแปรรูปรัฐวิสาหกิจให้เป็นองค์กรธุรกิจอย่างเต็มรูปแบบในระยะต่อไป

หลังจากมีการศึกษาแนวทางการระดมทุนในโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรีที่เหมาะสมจนได้ข้อยุติเป็นที่พอใจของทุกฝ่ายแล้ว กฟผ. ได้จัดตั้ง "บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด" ขึ้นเมื่อ

วันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2543 โดย กฟผ. ถือหุ้นร้อยละ 100 ต่อมา บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้จัดตั้งบริษัทในเครือขึ้น 1 บริษัท ชื่อ "บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด" เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าราชบุรีจาก กฟผ. และในวันที่ 18 สิงหาคม พ.ศ. 2543 ได้จดทะเบียนแปรสภาพบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด เป็นบริษัทมหาชน มีการจัดสรรหุ้นให้ประชาชนทั่วไปร้อยละ 40 พนักงาน กฟผ. และกองทุนสำรองเลี้ยงชีพพนักงาน กฟผ. ร้อยละ 15 และ กฟผ. จะถือหุ้นร้อยละ 45 โดยประชาชนทั่วไปสามารถจองซื้อหุ้นผ่านธนาคารพาณิชย์เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2543 ในราคาหุ้นละ 13 บาท หลังจากนั้นจึงได้นำหุ้นเข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ตั้งแต่วันที่ 2 พฤศจิกายน พ.ศ. 2543 เป็นต้นมา (มรกต, 2547)

การเพิ่มบทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเพื่อเพิ่มการแข่งขันในระดับการผลิตไฟฟ้าและการระดมทุนจากภาคเอกชนในโครงการโรงไฟฟ้าระยอง ขนอม และราชบุรี ดังกล่าวข้างต้น เป็นการแปรรูปกิจการไฟฟ้าเพื่อนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวม ยังไม่เกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปโดยตรง และผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ยังคงซื้อไฟฟ้าจาก กฟน. หรือ กฟภ. ยกเว้นลูกค้าอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ใกล้โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะมีทางเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้เพิ่มขึ้น

3.4 โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน

3.4.1 การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าไทย (Regulatory Arrangements)

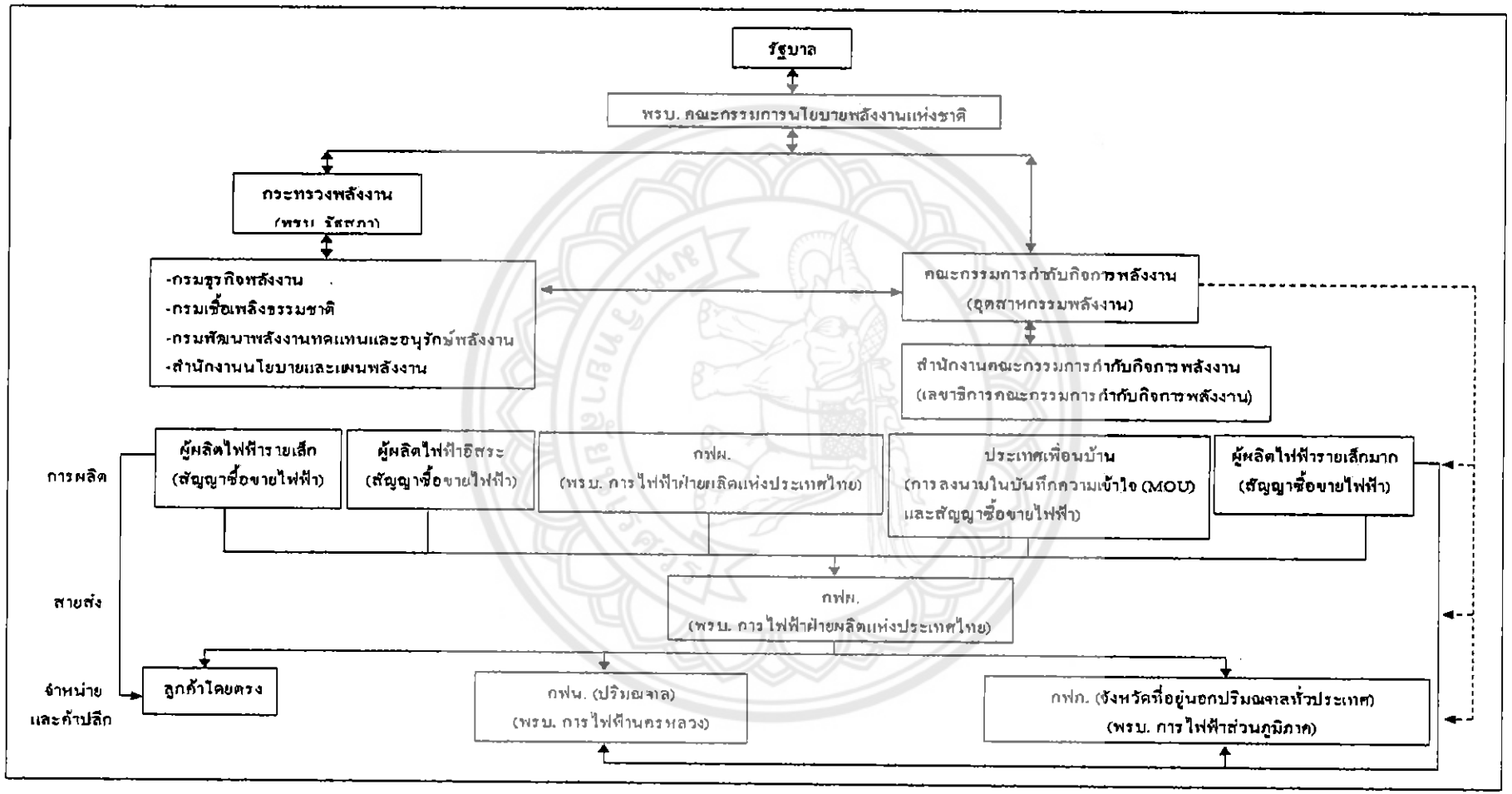
ก่อนที่จะมีดำเนินการตามโครงการปฏิรูปการไฟฟ้า การเตรียมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าไทยค่อนข้างมีความซับซ้อน โดยมีหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ตัวอย่างเช่น การดำเนินการจากหน่วยงานส่วนกลาง และการวางแผนจากหน่วยงานทั้งสามการไฟฟ้า (กฟผ., กฟน. และกฟภ.) ภายใต้การกำกับดูแลจากหลายหน่วยงานของภาครัฐแต่ยังไม่มีหน่วยงานที่จะรับผิดชอบโดยตรงในการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าดังนั้นการตัดสินใจมักจะอยู่ในรูปแบบมติจากการประชุมระหว่างหน่วยงานต่างๆ

การจัดตั้งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ในปี พ.ศ. 2535 ได้มุ่งไปที่การบรรเทาปัญหานี้ กพช. และ สพช. ถูกจัดตั้งขึ้นภายใต้พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ซึ่งต่อมาภายหลัง สพช. ได้มีการเปลี่ยนชื่อเป็นสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) โดยก่อตั้งขึ้นในฐานะเลขาธิการของ กพช. เพื่อทำหน้าที่โดยขึ้นตรงต่อสำนักนายกรัฐมนตรีในเรื่องการใช้พลังงาน (Greacen and Greacen, 2547) การตั้ง สนพ. มีวัตถุประสงค์ในการเปลี่ยนแปลงนโยบายพลังงานทั้งหมด เพื่อที่จะให้มีเพียงหน่วยงานเดียวที่รับผิดชอบนั้นคือ สนพ. การตั้ง กพช., สนพ. และจัดตั้งกระทรวงพลังงานขึ้นมาภายหลังในปี พ.ศ. 2545 ได้มีการแสดงให้เห็นถึงการ

เปลี่ยนแปลงที่ชัดเจนในการจัดการกับหน่วยงานของกิจการ กระทรวงพลังงานถูกตั้งขึ้นเพื่อรวบรวมหลายหน่วยงานของภาครัฐที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับนโยบายพลังงาน, กฎข้อบังคับและการดำเนินการ ดังรูปที่ 3.3 กระทรวงพลังงานประกอบด้วยองค์กรหลัก คือ กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และ สนพ. กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) มีความรับผิดชอบในการควบคุมด้านความปลอดภัยและคุณภาพในธุรกิจน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับมอบหมายในการสำรวจการพัฒนาและบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมและถ่านหิน (Sirasoontorn, 2547) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เป็นผู้รับผิดชอบการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ในขณะที่หน้าที่หลักของ สนพ. คือ การกำหนดมาตรการและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับกิจการพลังงานในประเทศ

จากการจัดตั้งหน่วยงานดังกล่าวข้างต้นก็เป็นที่สังเกตได้ว่ายังไม่มีองค์กรอิสระที่จะรับผิดชอบในการกำกับดูแลกิจการและการดูแลผลประโยชน์ของผู้เกี่ยวข้องกับกิจการไฟฟ้าให้มีความสมดุล เช่น นักลงทุนและผู้บริโภค นอกจากนี้แม้จะขาดองค์กรกำกับดูแลอิสระ แต่ในปี พ.ศ. 2548 รัฐบาลไทยก็ได้มีการวางแผนที่จะยังคงไว้ซึ่งองค์กรสาธารณูปโภคไฟฟ้าของรัฐบาล (ตามที่กล่าวไว้ข้างต้น) การขาดองค์กรกำกับดูแลอิสระที่อาจจะเป็นปัจจัยสำคัญที่เอื้อต่อความไม่โปร่งใสและความไม่น่าเชื่อถือของการตัดสินใจในการกำกับดูแล จึงลดความน่าสนใจจากนักลงทุนในกิจการลง

องค์กรกำกับดูแลอิสระองค์กรแรก คือ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งถูกก่อตั้งขึ้นในปี พ.ศ. 2551 หลังจากเริ่มมีการปฏิรูปไปแล้ว 16 ปี ภายใต้พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีหน้าที่ในการกำกับดูแลการประกอบกิจการพลังงานเพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของพระราชบัญญัติกิจการพลังงานภายใต้กรอบนโยบายของรัฐบาล (สนพ., 2550) องค์กรกำกับดูแลนี้คาดว่าจะช่วยเพิ่มความโปร่งใส, ความน่าเชื่อถือและการมีส่วนร่วมในการตัดสินใจของประชาชนในด้านพลังงาน ในปี พ.ศ. 2552 สำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการพลังงาน (สกพ.) ถูกก่อตั้งขึ้นเพื่อสนับสนุนบทบาท กกพ. ในการควบคุมกิจการพลังงาน



รูปที่ 3.3 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน

ที่มา: Wattana (2553)

3.4.2 กลไกการตลาด (Market Mechanism)

ตั้งแต่เริ่มการปฏิรูปในปี พ.ศ. 2535 โครงสร้างของกิจการมีการจัดอยู่ในรูปแบบของผู้ซื้อรายเดียว ภายใต้โครงสร้างนี้ กฟผ. เป็นผู้รับผิดชอบในส่วนการผลิตไฟฟ้าประมาณร้อยละ 50 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด พร้อมทั้งควบคุมเครือข่ายการส่งจ่ายทั้งหมดในประเทศไทย ภาคเอกชนได้รับอนุญาตให้เข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินธุรกิจการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระที่ได้รับอนุญาตมีหน้าที่ในการจัดหาไฟฟ้าทั้งหมดให้กับ กฟผ. ตามข้อตกลงการซื้อขายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถขายไฟฟ้าให้ได้ทั้ง กฟผ. หรือลูกค้าในภาคอุตสาหกรรม เพื่อให้สามารถผลิตและจัดหาไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจำเป็นต้องได้รับใบอนุญาตผ่านกระบวนการเสนอราคา แล้วลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (The Power Purchase Agreement, PPAs) ซึ่งมักจะเป็นสัญญาแบบไม่สามารถเปลี่ยนแปลงได้และเป็นสัญญาระยะยาว ในเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่รัฐบาลไทยจัดทำขึ้นนั้นมีวัตถุประสงค์เพื่อดึงดูดนักลงทุนภาคเอกชน เงื่อนไขเหล่านี้ยกตัวอย่างเช่น การให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีและด้านอื่นๆ เช่น ยืดเวลาในการชำระภาษีสูงสุดถึง 8 ปี และได้รับการยกเว้นในการจ่ายภาษีของการนำเข้าเครื่องจักร (Greacen and Greacen, 2547)

3.4.3 ราคาค้าปลีกไฟฟ้า (Retail Energy Prices)

ก่อนที่จะมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในปี พ.ศ. 2551 ข้อบังคับอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทยมีหลายหน่วยงานในภาครัฐที่รับผิดชอบ เช่น กระทรวงพลังงาน และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เป็นผู้รับผิดชอบในการจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) รับผิดชอบในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า ตรวจสอบอัตราค่าไฟฟ้า และปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า นอกจากนี้เพื่อที่จะทำการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของช่วงปี พ.ศ. 2533 ถึง พ.ศ. 2542 กระทรวงพลังงานจึงแต่งตั้งคณะกรรมการในการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย ตัวแทนจาก สนพ., สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.), สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ, สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และสามหน่วยงานการไฟฟ้า (กฟผ., กฟน. และ กฟภ.) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2551 ความรับผิดชอบในการกำหนดและตรวจสอบอัตราค่าไฟฟ้าถูกโอนไปยังคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งเป็นองค์กรอิสระในการกำกับดูแล

ในช่วงปี พ.ศ. 2533 ถึง พ.ศ. 2542 การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าได้เริ่มขึ้นเพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงและส่งเสริมการลดใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Time Periods) ซึ่งจะช่วยลดปริมาณการลงทุนในระยะยาวของการผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งรวมถึงการเริ่มคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time-of-Day Rate, TOD) ในปี

พ.ศ. 2533 ต่อมาเปลี่ยนเป็นแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time-of-Use Rate, TOU) ในปี พ.ศ. 2540 และการดำเนินการตามกลไกการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism, FT) ในปี พ.ศ. 2535 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้านี้สะท้อนให้เห็นถึงลักษณะการใช้ไฟฟ้าในเงื่อนไขของเวลาการใช้, ระดับแรงดันไฟฟ้า และภาระทางไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ ค่า FT เป็นส่วนที่ช่วยทดแทนค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนค่าไฟฟ้า การปรับแก้ค่า FT ในปี พ.ศ. 2543 ส่งผลให้มีการปรับปรุงหลักการหาค่า FT ในภาคการผลิตไฟฟ้า, ภาคการส่งจ่ายไฟฟ้า, ภาคการจำหน่ายไฟฟ้า และราคาขายปลีกไฟฟ้า ภายใต้วิธีการหาค่า FT แบบใหม่นี้ ได้มีการเพิ่มปัจจัยอื่นๆ เข้ามา ได้แก่ ราคาของการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และประเทศเพื่อนบ้าน, การเปลี่ยนแปลงของอัตราการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ, การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่ไม่ใช่ส่วนของเชื้อเพลิง, การเปลี่ยนแปลงของรายได้ส่วนเพิ่ม, ค่าความแตกต่างระหว่างชุดข้อมูลของค่า FT ที่คาดไว้และที่เกิดขึ้นจริงในช่วงเวลาก่อนหน้า และความคลาดเคลื่อนของค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการปรับปรุงกิจการพลังงาน (Sirasoontorn, 2551) ในปี พ.ศ. 2548 หลักการหาค่า FT มีการปรับลดความซับซ้อนลง ซึ่งการแก้ไขหลักการการหาค่า FT ประกอบไปด้วยสองส่วนคือ ค่า FT คงที่ (0.4683 บาท/หน่วย) และค่า FT ที่มีการเปลี่ยนแปลงเนื่องจากค่าเชื้อเพลิง และราคาในการจัดซื้อไฟฟ้าที่นอกเหนือจากค่า FT คงที่ (Sirasoontorn, 2551)

บทที่ 4

วิเคราะห์ผลการวัดประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้า

จากบทที่ 2 การเก็บรวบรวมข้อมูลปัจจัยการผลิต (Input) และผลผลิต (Output) ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับกิจการไฟฟ้าไทย ซึ่งแสดงในตารางที่ 2.3 โดยแบ่งข้อมูลออกเป็น 5 ปัจจัยการผลิต และ 2 ผลผลิต การลงทุนในส่วนของปัจจัยการผลิตของกิจการไฟฟ้าสามารถใช้วัดทั้งทางด้านการเงินและทางด้านกายภาพได้ ในมุมของการขาดข้อมูลของเงินลงทุนในการผลิตและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงข่าย (และมูลค่าของการลงทุนที่ผ่านมา) ในโครงงานนี้จึงประมาณแทนการลงทุนของปัจจัยการผลิตในมุมของหน่วยทางกายภาพ ดังนั้น เราจึงเลือกข้อมูลที่เกิดจากการลงทุนของปัจจัยการผลิตที่แท้จริงและมีการกระจายไปในประเภทของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องและทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, หม้อไอน้ำ, คูลเลอร์, เขื่อน, สายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า และทรัพย์สินที่อยู่ในประเภทหลังประกอบไปด้วย ที่ดิน, อาคาร และยานพาหนะ เนื่องจากไม่สามารถที่จะใช้งานข้อมูลของทรัพย์สินที่ไม่ใช่อุปกรณ์ ทำให้ต้องเลือกใช้ กำลังผลิตติดตั้ง, ความยาวของสายส่ง และความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง เป็นข้อมูลการลงทุนทางด้านปัจจัยการผลิตแทน สำหรับส่วนที่เหลืออีก 2 ปัจจัยการผลิตคือ จำนวนพนักงานและปริมาณการใช้เชื้อเพลิง เพื่อแสดงถึงการใช้แรงงานและเชื้อเพลิงในปัจจัยการผลิต ในกรณีของข้อมูลแรงงานที่ใช้ คือจำนวนพนักงานในความเป็นจริงไม่อาจเป็นตัวแทนของการวัดที่ดีที่สุด เนื่องจากปริมาณของแรงงานไม่ได้สะท้อนให้เห็นถึงจำนวนชั่วโมงรวมในการทำงานของพนักงานแต่ละคน รวมถึงคุณภาพของแรงงานที่อาจจะมีความแตกต่างกันในมุมของวุฒิการศึกษา, การฝึกอบรม และประสบการณ์การทำงาน แต่เนื่องจากความยากลำบากในการเข้าถึงข้อมูลนี้ โครงงานนี้จึงเก็บรวบรวมข้อมูลจำนวนรวมของพนักงานเพื่อแทนการใช้ข้อมูลแรงงาน ปัจจัยการผลิตทั้ง 5 ปัจจัยนี้ทำให้ทราบว่า การผลิตไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยเกิดจากการลงทุนทั้งในด้านแรงงาน, เชื้อเพลิง และเงินทุน ประกอบกัน ในด้านของผลผลิต โครงงานนี้ใช้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้บริโภค และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้

4.1 ผลิตภาพและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทย

เมื่อได้ข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตแล้ว นำข้อมูลเหล่านั้นมาทำการแปลงข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series Data Transformation) เป็นข้อมูล Cross-Section เพื่อทำให้ข้อมูลของกิจการไฟฟ้าไทยมีการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพและประสิทธิภาพในตัวของกิจการเอง ซึ่งไม่ต้องใช้ข้อมูลของกิจการไฟฟ้าของประเทศอื่นมาเป็นมาตรฐานในการเปรียบเทียบความมีผลิตภาพและประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทย โดยทำการแบ่งข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นช่วงๆ ละ 10 ปี ซึ่งในโครงงานนี้มีการสร้างตารางข้อมูล Cross-Section จากข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 31 ปี (พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553) ทำให้สามารถแบ่งข้อมูลได้ทั้งหมด 22 ช่วง ดังตารางที่ 2.4 ในช่วงแรกเป็นข้อมูลของ 10 ปีแรก จากปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2532 ช่วงที่สองประกอบด้วยข้อมูลของอีก 10 ปี จากปี พ.ศ. 2524 ถึง พ.ศ. 2533 แบ่งต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งถึงช่วงสุดท้ายจะเป็นข้อมูลจากปี พ.ศ. 2544 ถึง พ.ศ. 2553 การแบ่งข้อมูลออกเป็นช่วงละ 10 ปี เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่พิจารณาทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan, PDP) คือ วางแผนล่วงหน้าประมาณ 10 ถึง 15 ปี และการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยจะเกิดขึ้นทุกๆ 10 ปี

นำข้อมูล Cross-Section มาวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม DEAP 2.1 จะทำให้ได้ผลจากโปรแกรม 3 ค่าชี้วัดคือ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency Change), การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical Change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity Change) เพื่อให้เกิดการเปรียบเทียบผลการดำเนินงาน จึงทำการเปรียบเทียบค่าชี้วัดของแต่ละช่วงเวลากับช่วงเวลาที่อยู่ก่อนหน้า ดังนั้น ค่าชี้วัดของแต่ละช่วงเวลาจะมีการเชื่อมโยงกันแบบสะสมค่า (Cumulative) โดยช่วงเวลาที่ตั้งค่าไว้เป็นฐานนั่นคือช่วงที่หนึ่ง ซึ่งถูกตั้งค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมให้เป็น 1.000 เพื่อที่จะดูการเปลี่ยนแปลงของค่าชี้วัดที่เกิดขึ้นว่ามีค่าที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงจากช่วงเวลาก่อนหน้านั้น

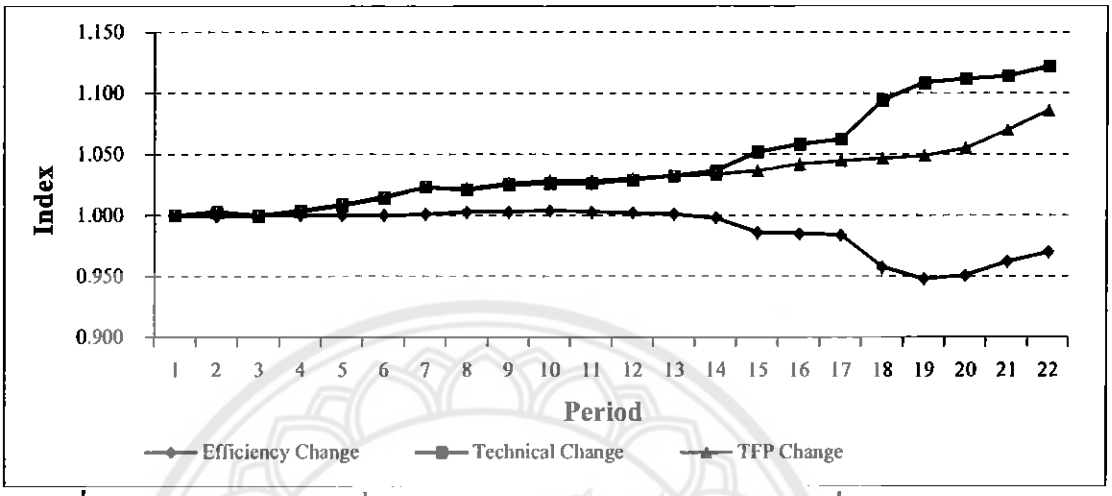
ในโครงงานนี้จึงตั้งค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมในช่วงแรก (พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2532) ให้เป็น 1.000 ส่วนค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมในช่วงที่ 2 (พ.ศ. 2524 ถึง พ.ศ. 2533) ถ้ามีค่ามากกว่า 1.000 แสดงว่ามีการปรับปรุงและพัฒนา (ประสิทธิภาพทางเทคนิค, เทคโนโลยี และผลิตภาพโดยรวม) และหากมีค่าน้อยกว่า 1.000 แสดงว่าไม่มีการปรับปรุงและพัฒนา (ประสิทธิภาพทางเทคนิค, เทคโนโลยี และผลิตภาพโดยรวม)

ตารางที่ 4.1 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม

Period	Cross Section	Technical Efficiency Change	Technical Change	TFP Change
1	2523-2532	1.000	1.000	1.000
2	2524-2533	0.999	1.003	1.002
3	2525-2534	1.000	1.000	0.999
4	2526-2535	1.000	1.004	1.003
5	2527-2536	1.000	1.009	1.008
6	2528-2537	1.000	1.015	1.014
7	2529-2538	1.001	1.023	1.023
8	2530-2539	1.003	1.021	1.022
9	2531-2540	1.003	1.025	1.026
10	2532-2541	1.004	1.026	1.028
11	2533-2542	1.003	1.026	1.028
12	2534-2543	1.002	1.029	1.030
13	2535-2544	1.001	1.032	1.032
14	2536-2545	0.998	1.037	1.033
15	2537-2546	0.986	1.052	1.037
16	2538-2547	0.985	1.058	1.042
17	2539-2548	0.984	1.063	1.045
18	2540-2549	0.957	1.095	1.047
19	2541-2550	0.948	1.109	1.049
20	2542-2551	0.951	1.112	1.055
21	2543-2552	0.962	1.114	1.070
22	2544-2553	0.970	1.122	1.086

ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์แสดงในตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.1 พิจารณาแนวโน้มเป็นช่วงต่อช่วง บนช่วงเวลาทั้งหมด ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553 ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 22 ช่วงเวลา แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency Change) ในช่วงที่ 1 จนถึงช่วงที่ 11 มีการเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเท่านั้น เพิ่มขึ้นประมาณ 0.3% และลดลงหลังจากนั้นจนถึงช่วงที่ 19 โดยลดลงจาก 1.003 จนถึง 0.948 ซึ่งส่งผลให้ผลิตภาพโดยรวมถูกดึงให้มีแนวโน้มที่ต่ำลงมา จากเดิมมีแนวโน้มที่ใกล้เคียงและเป็นแนวเดียวกันที่ควบคู่ไปกับการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค หลังจากนั้นการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอีกครั้งในช่วงที่ 19 ถึงช่วงที่ 22 โดยเพิ่มขึ้นสูงถึง 1.99% ในทางตรงข้ามกัน การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical Change) ซึ่งถูกพัฒนาให้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และสามารถส่งผลให้เกิดแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นของผลิตภาพโดยรวม ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า สาเหตุหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาผลิตภาพโดยรวม (Total Factor Productivity Change) คือ การได้รับการปรับปรุงและพัฒนาทางเทคนิค ซึ่งเกิดจากพัฒนาโดยการ

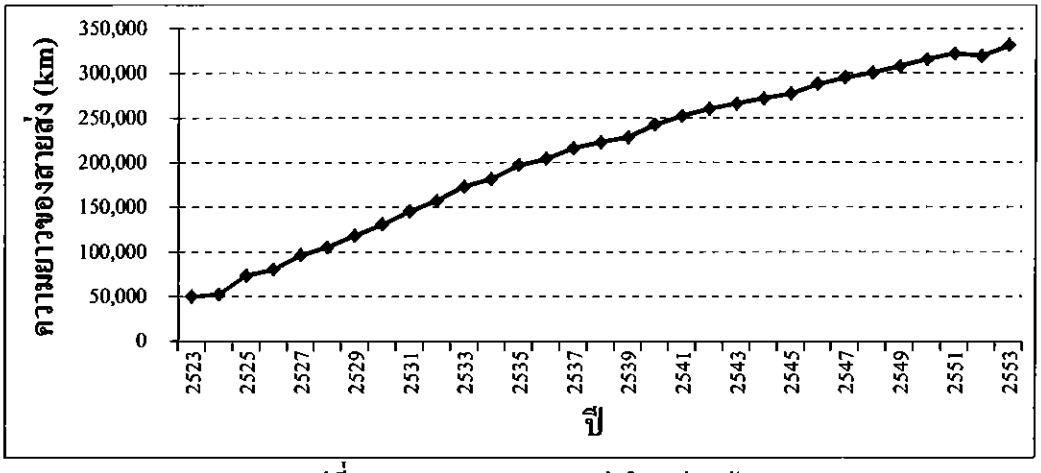
เพิ่มจำนวนสายส่ง และเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง นอกจากนั้นจะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคไม่ช่วยให้เกิดการปรับปรุงและพัฒนาผลิตภาพโดยรวม แต่ยังส่งผลให้ผลิตภาพโดยรวมลดลงอีกด้วย



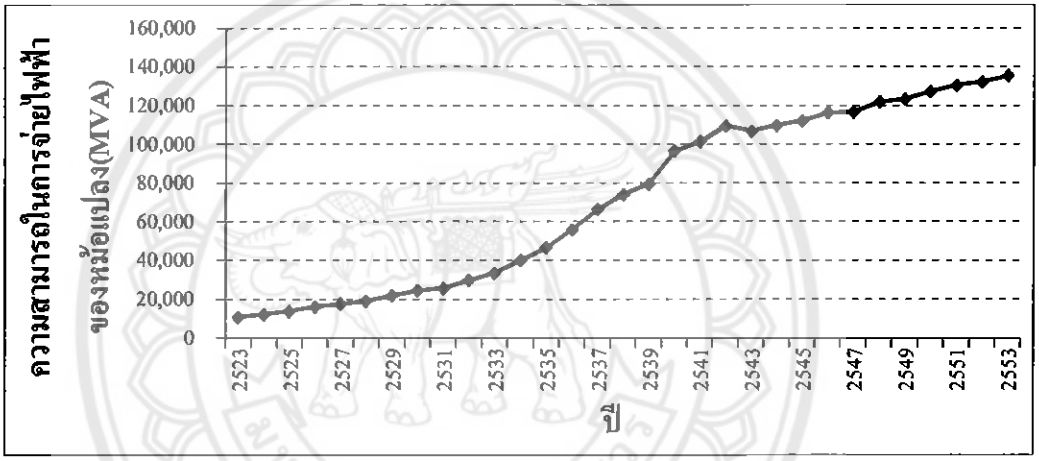
รูปที่ 4.1 ค่าสะสมของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค, การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม

4.1.1 สาเหตุที่เป็นไปได้ของแนวโน้มดังกล่าว

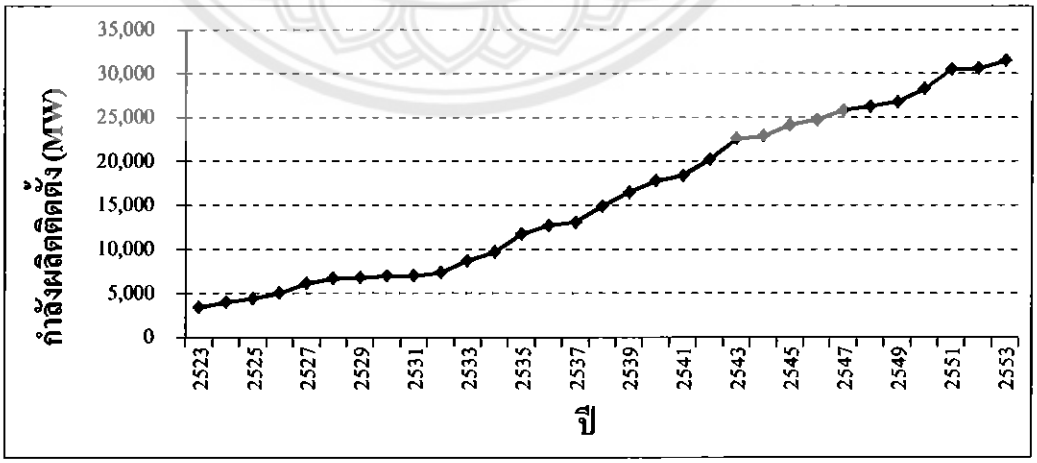
4.1.1.1 การเติบโตของการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ส่วนใหญ่อาจเกิดจากการลงทุนในส่วนโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญทางด้านกิจการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดช่วงระยะเวลาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553 ซึ่งในช่วงนี้มีการติดตั้งสายส่งที่มีความยาวเพิ่มสูงขึ้นจาก 50,448.90 กิโลเมตร เป็น 331,446.00 กิโลเมตร ดังรูปที่ 4.2 แต่มีช่วงที่ลดการติดตั้งสายส่งลงจาก 322,681.00 กิโลเมตร ในปี พ.ศ. 2551 เป็น 319,598.00 กิโลเมตร ในปี พ.ศ. 2552 ซึ่งอาจจะเป็นเพราะว่าในช่วงดังกล่าวเป็นช่วงที่เกิดวิกฤตการณ์ทางการเงินที่เกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2552 จึงทำให้มีการลดการลงทุนในส่วนนี้ กิจการไฟฟ้าไทยยังมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (Network Capacity) เพิ่มขึ้นจาก 10,839.09 เมกะโวลต์-แอมแปร์ ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 135,534.89 เมกะโวลต์-แอมแปร์ ในปี พ.ศ. 2553 ดังรูปที่ 4.3 การเพิ่มขึ้นในส่วนนี้เป็นการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งมีการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึงประชากรได้ในปี พ.ศ. 2553 ถึง 98.4% ของประชากรทั้งหมดในประเทศ (พพ., 2553) นอกจากนี้การเพิ่มขึ้นของประชากรที่เข้าถึงไฟฟ้ายังทำให้ต้องมีการลงทุนในส่วนกำลังผลิตติดตั้งของกิจการไฟฟ้าไทยให้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 3,448.00 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 31,485 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2553 ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.2 ความยาวของสายส่งในแต่ละปี



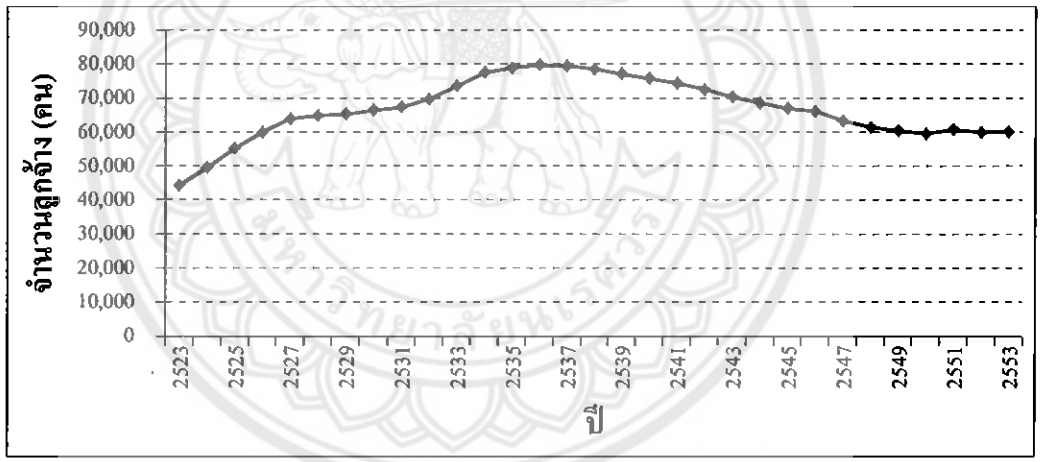
รูปที่ 4.3 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงในแต่ละปี



รูปที่ 4.4 กำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปี

4.1.1.2 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคที่มีการแสดงให้เห็นว่าลดลงภายหลังจากช่วงที่ 12 นั้น (รูปที่ 4.1) มีหลายปัจจัยที่มีส่วนทำให้เกิดแนวโน้มเช่นนี้ ซึ่งรวมถึงปัจจัยเหล่านี้

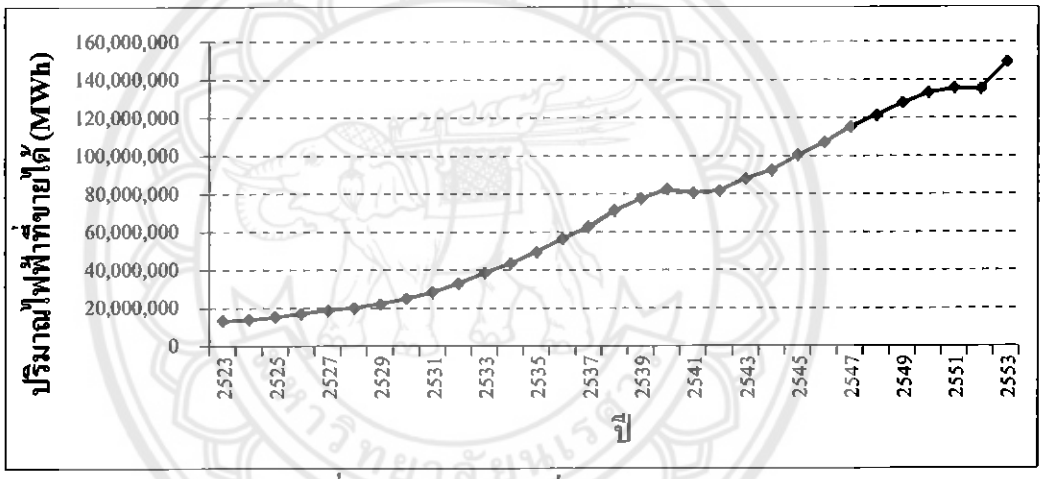
ก. การเชิญผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้าร่วมในระบบของกิจการไฟฟ้าไทยในปี พ.ศ. 2535 และการแปรรูปแบ่งส่วนการทำงานของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2538 ซึ่งส่งผลให้มีการลดบุคลากรผู้เชี่ยวชาญของ กฟผ. ให้มีปริมาณน้อยลง โดยมีจำนวนลูกจ้างลดลงจาก 79,701 คน ในปี พ.ศ. 2536 เป็น 59,515 คน ในปี พ.ศ. 2550 ดังรูปที่ 4.5 ดูเหมือนว่าการลดลงนี้ส่งผลให้กิจการไฟฟ้ามีประสิทธิภาพทางเทคนิคลดลงไปด้วย ดังนั้นจึงขัดแย้งกับข้อสันนิษฐานของผู้เสนอการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าที่ว่า "มีจำนวนลูกจ้างมากเกินไป" และนั่นมีส่วนที่จะทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หลังจากนั้นในปี พ.ศ. 2551 กิจการไฟฟ้าไทยได้มีการเพิ่มพนักงานเข้ามาในระบบเป็น 60,731 คน และคงที่อยู่ในระดับนี้จนถึงปี พ.ศ. 2553 ซึ่งอาจจะเป็นส่วนที่ส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการเพิ่มขึ้นมากถึง 1.99% ในระหว่างช่วงที่ 19 ถึง ช่วงที่ 22 ดังที่กล่าวไว้ข้างต้น (ตารางที่ 4.1)



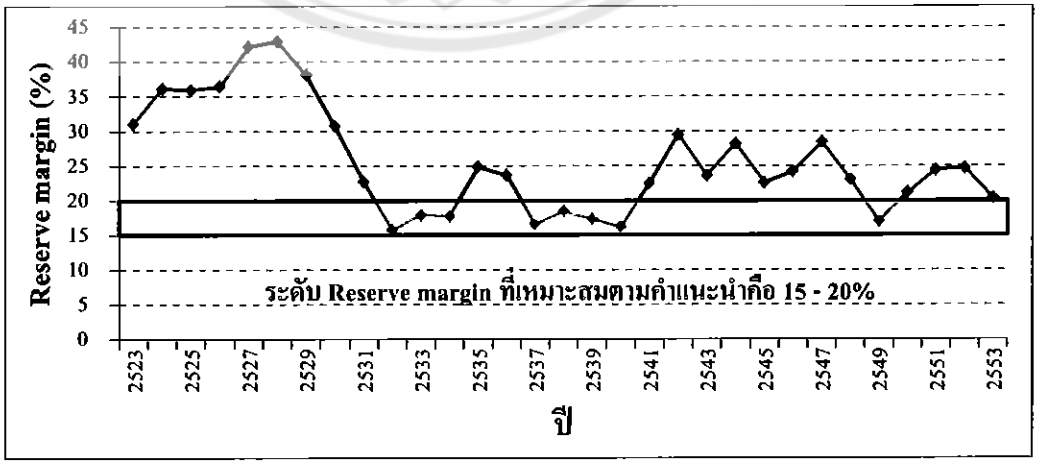
รูปที่ 4.5 จำนวนลูกจ้างของกิจการไฟฟ้าไทยในแต่ละปี

ข. ปัจจัยอีกอย่างหนึ่งคือ วิกฤตการณ์ทางการเงินเอเชียในปี พ.ศ. 2540 และ พ.ศ. 2541 วิกฤตการณ์ในครั้งนี้ส่งผลทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงจาก 82,429 ล้านหน่วย ในปี พ.ศ. 2540 เป็น 80,434 ล้านหน่วย ในปี พ.ศ. 2541 ดังรูปที่ 4.6 นอกจากนั้นยังมีการเกิดวิกฤตการณ์ทางการเงินอีกครั้งในปี พ.ศ. 2551 และ พ.ศ. 2552 ซึ่งส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงจาก 135,449 ล้านหน่วย ในปี พ.ศ. 2551 เป็น 135,209 ล้านหน่วย ในปี พ.ศ. 2552 ที่น่าสนใจคือ การผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงดังกล่าว เนื่องจากการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreements, PPAs) โดยรัฐบาลจะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่ถูกผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา ซึ่งส่งผลให้การวางระบบของการสร้างกำลังการผลิต

ส่วนเกินสำหรับการสำรองไฟฟ้า (Reserve Margin) นั้น สูงเกินความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.7 ซึ่งทำให้เห็นถึงการสำรองไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยลดลงจาก 31% ในปี พ.ศ. 2523 ถึง 16.18% ในปี พ.ศ. 2540 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2541 ถึง พ.ศ. 2548 และปี พ.ศ. 2550 ถึง พ.ศ. 2553 ระดับของการสำรองไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยมีการเพิ่มขึ้นสูงกว่าระดับที่หน่วยงานสากลของต่างประเทศได้แนะนำไว้คือ ให้มีการผลิตไฟฟ้าในส่วนเกินสำหรับการสำรองไฟฟ้าไว้ประมาณ 15-20% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประชาชนภายในประเทศ เพื่อลดปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินที่ถูกผลิตแล้วไม่ได้ถูกใช้งาน ทำให้เห็นว่าการสร้างกำลังการผลิตส่วนเกินสำหรับการสำรองไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทยสูงเกินความจำเป็น ซึ่งเป็นส่วนที่ทำให้สูญเสียปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างไร้ประโยชน์ เนื่องจากปริมาณไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ไม่สามารถเก็บรักษาไว้ได้ จึงจำเป็นที่จะต้องผลิตมาให้พอดีกับความต้องการและไม่สำรองส่วนเกินไว้จนเกินความเป็นจำเป็น



รูปที่ 4.6 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายได้ในแต่ละปี



รูปที่ 4.7 ขอบเขตการสำรองไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทย

ค. การขาดการกำกับดูแลจากองค์กรอิสระ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงระหว่างการเริ่มต้นนำรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามาในระบบของกิจการไฟฟ้าไทย ซึ่งมีส่วนทำให้ประสิทธิภาพของกิจการลดลง ทั้งนี้เนื่องจากกฎระเบียบสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะเน้นในการปกป้องผลประโยชน์ของนักลงทุนในการสั่งซื้อแต่เพียงผู้เดียวเพื่อให้แน่ใจว่าจะไม่ขาดทุนภายใต้กฎระเบียบดังกล่าว ตัวอย่างเช่น ใช้ความจำเป็นที่จะต้องซื้อสาธารณูปโภคเป็นเงินขั้นต่ำของการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยไม่คำนึงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของกิจการ โดยเฉพาะในช่วงหลังจากวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ ตามที่ระบุไว้ข้างต้น

ง. การแปรรูปยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้งานมีความมั่นคงในการจ้างงานลดลง และด้วยเหตุนี้จึงทำให้แรงจูงใจและความตั้งใจในการทำงานของพนักงานลดลง เนื่องจากมีความกลัวว่า หากมีการแปรรูป กฟผ. จะทำให้เอกชนเข้ามาเป็นเจ้าของกิจการ ซึ่งอาจทำให้สูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจาก กฟผ. ทำให้สหภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วงและทำให้สูญเสียเวลาที่ใช้ในการทำงานจากการประท้วง แต่ในปี พ.ศ. 2549 รัฐบาลได้ประกาศว่าจะไม่มีการแปรรูป กฟผ. ทำให้พนักงานมีความมั่นใจในการจ้างงาน พนักงานที่เข้าร่วมการประท้วงก็กลับมาทำงาน พนักงานมีแรงจูงใจในการทำงานและมีความตั้งใจในการทำงานเพิ่มมากขึ้น

บทที่ 5
สรุปผล

โครงงานนี้ได้มีการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยและการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย การวิเคราะห์นี้ประกอบด้วย ข้อมูลความเป็นมาของกิจการไฟฟ้าไทยและการตรวจสอบประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทย การวิเคราะห์นี้สามารถสรุปได้ดังนี้

5.1 สาเหตุของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า

วิวัฒนาการของกิจการไฟฟ้าไทยถูกพิจารณาเพื่อวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อกิจการไฟฟ้าไทย ข้อคิดเห็นดังกล่าวแสดงให้เห็นว่า

5.1.1 ในช่วงก้าวแรกของกิจการไฟฟ้า (พ.ศ. 2427 ถึง พ.ศ. 2492) ไม่มีมาตรฐานทั่วไปสำหรับระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งขนาดของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่มาจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่หรือระบบการกระจายกำลังการผลิตไฟฟ้าของหน่วยงานขนาดเล็ก โครงสร้างองค์กรของกิจการไฟฟ้าไทยเป็นแบบแยกส่วน การควบคุมเป็นแบบกระจายอำนาจให้กับโรงไฟฟ้าของภูมิภาค และโรงไฟฟ้าส่วนบุคคล ซึ่งมีเจ้าของกิจการมากกว่า 200 กิจการ แยกเป็น เทศบาล, สหกรณ์ หรือเอกชนที่เป็นเจ้าของสาธารณูปโภค ไม่มีการระบุกฎระเบียบไว้ซึ่งเป็นสาเหตุให้ค่าไฟฟ้ามีความแตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค

5.1.2 ในช่วงปี พ.ศ. 2493 ถึง พ.ศ. 2522 เป็นวิวัฒนาการของเศรษฐกิจไทย และกิจการไฟฟ้าไทย ซึ่งในช่วงนี้หน่วยงานระหว่างประเทศ และโครงการช่วยเหลือต่างๆ จากหน่วยงานเหล่านี้ที่มีให้ประเทศไทย เริ่มมีบทบาทและอิทธิพลต่อการพัฒนาเศรษฐกิจไทย ตัวอย่างเช่น การจัดสร้างแผนเศรษฐกิจขึ้นนั้น เป็นการแนะนำจากธนาคารโลก ซึ่งเป็นส่วนสำคัญของการเริ่มการพัฒนาเศรษฐกิจในประเทศไทย รวมไปถึงการเปลี่ยนแปลงการจัดการแบบผูกขาดของการผลิตไฟฟ้าของรัฐบาล โดยการเปลี่ยนแปลงนี้ได้รับอิทธิพลมาจากปัจจัยหลายประการ ปัจจัยหลักคือ การได้รับคำแนะนำจากธนาคารโลกให้มีการแปรรูปโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทย ซึ่งการแนะนำนี้เป็นหนึ่งในเงื่อนไขการกู้ยืมเงินสำหรับการพัฒนาประเทศในอนาคต ในมุมมองของรัฐบาลเห็นว่า พลังงานไฟฟ้าเป็นส่วนขับเคลื่อนที่สำคัญของการพัฒนาประเทศ จากมุมมองนี้จะนำไปสู่การขยายตัวอย่างรวดเร็วของโครงสร้างองค์กรทางไฟฟ้าทั้งสาม และยังทำให้พวกเขามีอิทธิพลในทางการเมืองด้วย

5.1.3 ในช่วงเวลาการวางรากฐานสำหรับการปฏิรูป (พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2532) ปัจจัยภายในและภายนอกที่มีอิทธิพลต่อการพัฒนาในอนาคตของกิจการและการวางรากฐานของการแปรรูป

ปัจจัยหนึ่งที่สำคัญคือ หนี้รัฐบาลที่ค้างชำระซึ่งมีค่าสูงที่เกิดจากกิจการพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากแรงกระทบของราคาน้ำมันในปี พ.ศ. 2513 ปัจจัยนี้นำให้ประเทศไทยดำเนินการโครงการการปรับตัวทางเศรษฐกิจโดยครอบคลุม รวมถึงการแปรรูปกิจการไฟฟ้า ปัจจัยที่สำคัญอื่นๆ คือ การนำเอานโยบายเสรีนิยมแนวใหม่มาใช้อีกครั้ง ซึ่งเปลี่ยนแปลงบทบาทของหน่วยงานทางการเงินระหว่างประเทศ อีกปัจจัยหนึ่งคือ การขยายตัวทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็วทำให้เกิดการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดแรงผลักดันที่ทำให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า จากนั้นนักการเมืองที่มุ่งเน้นการตลาดเริ่มเข้ามามีบทบาท ไม่เพียงแต่สนับสนุนอุดมการณ์ของการตลาดเสรี แต่ยังมองเห็นว่าการแปรรูปเป็นวิธีการดึงดูดการลงทุนของภาคเอกชนเพื่อช่วยลดหนี้สินทางการเงินอีกด้วย

5.1.4 อีกส่วนหนึ่งยังทำให้สังเกตเห็นว่าอำนาจทางการเมืองของรัฐถูกควบคุมโดยสาธารณูปโภคไฟฟ้า ซึ่งทำให้มันถูกใช้ในการควบคุมกระบวนการแปรรูป ช่วงปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2532 แสดงให้เห็นถึงการประท้วง ต่อต้านการกำหนดนโยบายการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ ที่เกี่ยวข้องกับสาธารณูปโภคเหล่านี้ แผนการใดๆ สำหรับการแปรรูปสาธารณูปโภคเหล่านี้จะก่อให้เกิดการต่อต้านตามมา การต่อต้านดังกล่าวได้รับการสนับสนุนจากสหภาพแรงงานต่างๆ และนี่คือปัจจัยสำคัญที่ทำให้การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าของรัฐบาลล้มเหลว

5.1.5 ในช่วงระยะเวลา พ.ศ. 2533 ถึง พ.ศ. 2540 ขั้นตอนแรกของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย ที่อยู่ในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก การขยายตัวทางด้านเศรษฐกิจของช่วงปี พ.ศ. 2523 นี้ ทำให้เกิดการขาดแคลนกำลังการผลิตไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายของหน่วยงานสนับสนุนภายนอกที่ผลักดันให้ประเทศที่จะแสวงหาการลงทุนจากภาคเอกชนเพื่อตอบสนองกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น สถานการณ์นี้เกิดขึ้นได้ตลอดเวลาเมื่อนักลงทุนจากภาคเอกชนมีเงินลงทุนส่วนเกินเหลือ พยายามที่จะแสวงหาการลงทุนที่ให้ผลตอบแทนสูง ซึ่งนำไปสู่การเพิ่มขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ในช่วงนี้ทำให้เห็นถึงการเริ่มต้นของการเปลี่ยนแปลงในการจัดโครงสร้างสำหรับกิจการไฟฟ้าไทยคือ เปลี่ยนแปลงจากการจัดการแบบผูกขาดไปสู่โครงสร้างแบบผู้ซื้อรายเดียว (Single Buyer Structure) และการก่อตั้งของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ยังก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของหน่วยงานของกิจการไฟฟ้าไทย

5.1.6 ช่วงเวลา พ.ศ. 2541 ถึง พ.ศ. 2551 เกิดแรงกดดันต่อการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง แม้การเชิญผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามาในระบบจะช่วยบรรเทาสภาวะการขาดแคลนไฟฟ้า วิกฤตการณ์ทางการเงินของเอเชียในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2541 คือปัจจัยหลักสำหรับการเริ่มโครงการการปฏิรูปที่มุ่งเน้นด้านการตลาดในประเทศไทย ซึ่งแสดงให้เห็นถึง

บทบาทของหน่วยงานระหว่างประเทศที่มีอิทธิพลต่อวิวัฒนาการของกิจการไฟฟ้าไทย การจัดตั้งกระทรวงพลังงานในช่วงรัฐบาลของอดีตนายกฯ ทักษิณ ชิณวัตร นำไปสู่การลดบทบาทของ สพช. และเป็นการส่งสัญญาณไปยังหน่วยงานภายนอกว่า หลักการตลาดเสรีจะไม่เป็นที่นิยมในประเทศไทยอีกต่อไป ความคิดของการสร้างตลาดการแข่งขันสำหรับการผลิตไฟฟ้าก็ถูกแทนที่ด้วยการทำให้ กฟผ. เป็นหน่วยงานทางด้านการผลิตไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดและเป็นศูนย์กลางส่งจ่ายไฟฟ้าในภูมิภาคเอเชีย ซึ่งจะทำให้ กฟผ. ไม่มีคู่แข่งในด้านกิจการไฟฟ้าระหว่างประเทศ (National Champion) ดังนั้นพัฒนาการของทางเลือกและการแข่งขันจึงไม่อยู่ในความสนใจของรัฐบาล และมุ่งเน้นให้ความสนใจไปที่การแปรรูปของกิจการแทน

เมื่อพิจารณาเกี่ยวกับเรื่องราวของกิจการไฟฟ้าไทยพบว่าเงินทุนและแนวคิดที่ได้รับจากหน่วยงานระหว่างประเทศ การพิจารณาด้านเศรษฐกิจ ปัจจัยทางการเมือง ผลประโยชน์ของหน่วยงานและผู้ที่เกี่ยวข้อง เป็นปัจจัยสำคัญที่เป็นสาเหตุสำหรับการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย ตัวอย่างเช่น ปัจจัยสำคัญที่อยู่เบื้องหลังการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าคือ การกดดันจากสถาบันการเงินระหว่างประเทศ (เช่น IMF และธนาคารโลก) และอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญคือ การเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจที่สำคัญ (เช่น วิกฤตทางการเงินในเอเชียปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2541) นอกจากนั้นประชากรในประเทศยังเป็นสิ่งสำคัญ เนื่องจากกระบวนการของความเป็นประชาธิปไตยนำไปสู่การเกิดขึ้นของผู้นำทางธุรกิจแบบเสรีนิยมแนวใหม่ ดังนั้นจึงเกิดการเปลี่ยนแปลงอุดมการณ์ทางการเมืองไปในทางการตลาด ยิ่งไปกว่านั้นบางส่วนของนักการเมืองที่มุ่งเน้นในเรื่องของธุรกิจมีบทบาทเป็นทั้งตัวแทนของประชาชนและเป็นกรรมการบริหารของบริษัทเอกชน จึงเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยส่งเสริมให้มีการแปรรูปของกิจการ

5.2 ประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย

การตั้งคำถามเกี่ยวกับประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าไทยเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า แต่ปรากฏว่าในปัจจุบันยังไม่มีการวิเคราะห์ที่ครอบคลุมถึงประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย รวมถึงผลกระทบที่สำคัญของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของกิจการ ดังที่แสดงในโครงงานนี้มีการประเมินผลที่มาจากข้อมูลที่เป็นจริง ซึ่งแย้งกับข้อสันนิษฐานที่ว่า การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้า โครงงานนี้จึงแสดงการวิเคราะห์เกี่ยวกับประสิทธิภาพการทำงานของกิจการและอิทธิพลของการปฏิรูปการทำงานดังกล่าว การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของกิจการไฟฟ้าไทยสำหรับช่วงเวลาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553 การวิเคราะห์พบว่า

5.2.1 ในช่วงระหว่าง พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2553 มีการเพิ่มขึ้นของค่าผลิตภาพโดยรวม (TFP) การเติบโตของผลิตภาพโดยรวมนี้ ส่วนใหญ่เกิดจากการปรับปรุงและพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิต

ไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ไม่ได้มีผลต่อผลิตภาพโดยรวม นอกจากนั้นการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าซึ่งไม่ได้เกิดจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้านั้น เป็นสาเหตุหลักที่ทำให้เกิดความก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยีในช่วงระยะเวลานี้ ในทางตรงกันข้ามแนวโน้มที่ลดลงของประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ได้รับอิทธิพลมาจากปัจจัยหลายประการ ซึ่งรวมถึง

5.2.1.1 การเชิญผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามาในระบบผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2535 และการแปรรูปบางส่วนของ กฟผ. ในปี พ.ศ. 2538 ซึ่งส่งผลให้มีการลดบุคลากรผู้เชี่ยวชาญของ กฟผ. ให้มีปริมาณน้อยลง ซึ่งการลดลงของบุคลากรนี้มีส่วนทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ลดลง จึงขัดแย้งกับข้อโต้แย้งของผู้ที่เสนอให้เกิดการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าที่ว่า การที่กิจการมีพนักงานมากเกินไปจะส่งผลให้ประสิทธิภาพของกิจการลดลง

5.2.1.2 ปัจจัยอีกประการหนึ่งคือ วิกฤตการณ์ทางการเงินของเอเชียในปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2541 วิกฤตการณ์ในครั้งนี้ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีการลดลงในช่วงปีดังกล่าว ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงนี้ เนื่องจากการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPAs) โดยรัฐบาลจะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่ถูกผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา ซึ่งส่งผลให้การวางระบบของการสร้างกำลังการผลิตส่วนเกินสำหรับการสำรองไฟฟ้า (Reserve Margin) นั้น สูงเกินความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical Efficiency) ลดลง

5.2.1.3 การขาดการกำกับดูแลจากองค์กรอิสระโดยเฉพาะในช่วงที่มีการเชิญผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามาในระบบ ดูเหมือนว่าจะส่งผลต่อการลดลงของประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการ ซึ่งเป็นเพราะว่า กฎระเบียบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น มุ่งเน้นเพื่อปกป้องนักลงทุนที่สนใจที่จะลงทุนแต่เพียงผู้เดียว เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าจะได้รับเงินลงทุนที่เพียงพอภายใต้กฎระเบียบดังกล่าว ตัวอย่างเช่น การกำหนดให้มีการซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยไม่คำนึงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของกิจการโดยเฉพาะในช่วงหลังจากวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ ดังที่กล่าวไว้ข้างต้น

5.2.1.4 การปฏิรูปเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ความมั่นคงในการจ้างงานลดลง และด้วยเหตุนี้จึงทำให้แรงจูงใจและความตั้งใจในการทำงานของพนักงานลดลง เนื่องจากมีความกังวลว่า หากมีการแปรรูป กฟผ. จะทำให้เอกชนเข้ามาเป็นเจ้าของกิจการ ซึ่งอาจทำให้สูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจาก กฟผ. ทำให้สหภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วงและทำให้สูญเสียเวลาที่ใช้ในการทำงานจากการประท้วง ซึ่งส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของพวกเขา

5.2.2 ในข้อสงสัยเกี่ยวกับการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยในช่วงก่อนการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2535 จากผลการวิเคราะห์จะเห็นว่า ประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการ

ไฟฟ้าไทยไม่ได้มีการพัฒนาให้เพิ่มขึ้น และภายหลังจากที่มีการเชิญผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามาในระบบได้ส่งผลกระทบในทางลบต่อประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยยิ่งไปอีก และเมื่อเกิดวิกฤตการณ์ทางการเงินของเอเชียในปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2541 ไม่เพียงส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของกิจการไฟฟ้าไทยลดลงไปอีก แต่กลับเพิ่มผลประโยชน์ให้กับภาคเอกชนเหล่านั้น เนื่องจากการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ซึ่งแม้จะวิกฤตการณ์ทางการเงินดังกล่าว แต่รัฐบาลไทยยังคงต้องซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนอย่างต่อเนื่องตามสัญญา จึงทำให้มีไฟฟ้ามากเกินความต้องการใช้งานของประชาชน ข้อสรุปนี้หากพิจารณาข้อเท็จจริงที่ว่าอัตราการเจริญเติบโตของประสิทธิภาพทางเทคนิคภายหลังจากมีผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามาในระบบผลิตไฟฟ้านั้นมีการลดลงอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นข้อสันนิษฐานที่ว่า การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าจะปรับปรุงประสิทธิภาพของกิจการจึงไม่เป็นจริง และยังเป็นส่วนที่ทำให้ประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทยต่ำลงอีกด้วย

5.2.3 ผลกระทบที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทยจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้านั้นประกอบไปด้วยหลายส่วนที่สำคัญ รวมถึง

5.2.3.1 ผลกระทบที่เกิดจากการลดการจ้างงาน ทำให้สหภาพแรงงานเกิดความไม่มั่นใจในความมั่นคงในการจ้างงานภายหลังจากการปฏิรูป เนื่องจากกลัวว่าจะสูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจาก กฟผ. แต่หากมีการแปรรูป พนักงานหลายคนมีความกังวลว่าจะถูกเชิญออกหรือถูกย้ายให้ไปอยู่กับบริษัทที่เป็นของภาคเอกชน ซึ่งความกังวลนี้จึงส่งผลให้พนักงานไม่มีแรงจูงใจและความตั้งใจในการทำงาน ทำให้สหภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วงและทำให้สูญเสียเวลาที่ใช้ในการทำงานจากการประท้วง ซึ่งส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของพวกเขา

5.2.3.2 เนื่องจากรัฐบาลได้มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreements, PPAs) กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ เพื่อดึงดูดการลงทุนจากภาคเอกชนให้เข้ามาลงทุนในส่วนของสาธารณูปโภคไฟฟ้า โดยรัฐบาลจะต้องรับซื้อกำลังไฟฟ้าที่ถูกผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในปริมาณที่กำหนดและตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา ซึ่งส่งผลให้การวางระบบของการสร้างกำลังการผลิตส่วนเกินสำหรับการสำรองไฟฟ้า (Reserve Margin) นั้น สูงเกินความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉพาะในช่วงของการเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลง ดังนั้นจึงส่งผลให้มีการลดลงของประสิทธิภาพทางเทคนิค

บทสรุปการวิเคราะห์ชี้ให้เห็นว่าการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไม่ได้มีส่วนในการปรับปรุงหรือพัฒนาสิ่งใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทย ที่ส่งผลอย่างเห็นได้ชัดในประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าคือ ผลิตภาพโดยรวมที่เพิ่มขึ้นเกิดจากความก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยี นอกจากนั้นการเริ่มต้นเข้ามาของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนั้นส่งผลในด้านลบต่อกิจการไฟฟ้าไทย ซึ่งขัดแย้งกับเหตุผลหลักของข้อเสนอของการปฏิรูปกิจการ

ไฟฟ้า ข้อสรุปนี้ยังสามารถอธิบายคำถามที่มักอ้างเหตุผลเพื่อการปฏิรูปว่าการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าดังกล่าวจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าได้

5.3 แนวทางการแก้ไขปัญหา

จากผลกระทบดังกล่าว โครงงานนี้จึงเสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาโดยการปรับปรุงแก้ไขสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ให้มีการเอื้อประโยชน์อย่างเสมอภาคทั้งกับผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เนื่องจากในปัจจุบันสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ามีการบังคับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในปริมาณและระยะเวลาที่กำหนดในสัญญาโดยไม่คำนึงถึงสถานการณ์ทางเศรษฐกิจที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งเป็นการเอื้อประโยชน์ให้กับภาคเอกชน เพื่อดึงดูดการลงทุนในส่วนการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และพร้อมกันนั้น ควรมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยไม่มีการผลักภาระการจ่ายค่าไฟฟ้าที่มีการผลิตเกินกว่าความต้องการใช้งานของประชาชนมาให้กับประชาชน ซึ่งรัฐบาลถูกบังคับซื้อตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากการผลักภาระนี้มาให้กับประชาชน จะส่งผลให้ประชาชนต้องจ่ายค่าไฟฟ้าในส่วนที่ตนเองไม่ได้ใช้โดยบวกเพิ่มในส่วนของค่า FT ซึ่งเป็นการเอื้อประโยชน์ให้กับนักลงทุนมากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้า นอกจากนั้นความโปร่งใสและเป็นอิสระขององค์กรกำกับดูแลก็เป็นส่วนสำคัญในการแก้ปัญหาในการเอื้อประโยชน์ต่อภาคเอกชนมากเกินไป เนื่องแนวทางการปฏิรูปจะไม่มีประสิทธิภาพและล้มเหลวหากขาดการกำกับดูแลที่เป็นอิสระและมีความโปร่งใส ซึ่งจะเห็นว่าการกำกับดูแลการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทยมีลักษณะของการถูกแทรกแซงจากกลุ่มบุคคลทางการเมือง เพื่อป้องกันการแทรกแซงนี้ จะต้องมีการดำเนินการให้มั่นใจว่ามีอิสระในองค์กรกำกับดูและมีความโปร่งใสในขั้นตอนของการคัดเลือก เพื่อเป็นการรับประกันความเป็นอิสระในการกำกับดูแล สมาชิกของ กกพ. ควรดำรงตำแหน่งโดยถาวร กกพ. ควรมีเสรีภาพในการเลือกพนักงานที่เหมาะสมและเพียงพอ เพื่อให้แน่ใจว่ามีความโปร่งใสของขั้นตอนการคัดเลือก สมาชิกของ กกพ. ควรจะคัดเลือกโดยผ่านขั้นตอนที่ถูกต้องและเป็นอิสระในการคัดเลือก

เอกสารอ้างอิง

กฟผ. (2541). **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2540 - พ.ศ. 2544.** ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี.

กฟผ. (2544). **116 ปี ไฟฟ้าไทย.** ฝ่ายประชาสัมพันธ์. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี.

กฟผ. (2547). **120 ปี ไฟฟ้าไทย.** ฝ่ายประชาสัมพันธ์. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี.

กฟผ. (2550). **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - พ.ศ. 2555.** ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี.

กฟผ. (2552). แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - พ.ศ. 2555 **ฉบับปรับปรุงครั้งที่** 2. ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. นนทบุรี

กฟภ. (2543). สว่างทั่วแดนไทย. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.

ชุดิมา วัฒนาผาสุขกุล. (2550). **การใช้เทคโนโลยีสารสนเทศกับประสิทธิภาพการดำเนินงานของธนาคารพาณิชย์.** วิทยานิพนธ์ ศ.ม., กรุงเทพฯ.

ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์. (สิงหาคม 2551). **การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (COGENERATION) การกระจายระบบผลิตไฟฟ้า (DISTRIBUTED GENERATION) และพลังงานหมุนเวียน: กลยุทธ์สำคัญสำหรับความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศไทย. สืบค้นเมื่อ** ธันวาคม 2551, จาก http://www.eppo.go.th.

พพ. (2553). รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย: พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553. รายงานประจำปี. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. กรุงเทพฯ.

มรกต ลิ้มตระกูล. (กันยายน 2547). **ประวัตินโยบายการแปรรูปรัฐวิสาหกิจและการเปิดเสรีด้านพลังงาน.** สืบค้นเมื่อ 2 มกราคม 2555, จาก http://www.eppo.go.th.

วินัย พุทธกูล. (มกราคม - มิถุนายน 2538). เทคนิคการวัดประสิทธิภาพขององค์การ โดยวิธี Data Envelopment Analysis. **วารสารเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.** 2, 113 – 120.

สนพ. (2550). **พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550.** สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. กรุงเทพฯ. สืบค้นเมื่อ กุมภาพันธ์ 2551, จาก http://www.eppo.go.th.

สมรักษ์ แซ่ซิ้ม. (พฤษภาคม 2553). **ประสิทธิภาพเชิงเทคนิคในการดำเนินงานของธุรกิจลิสซิ่งในประเทศไทย.** สารนิพนธ์ ศ.ม., กรุงเทพฯ.

อัครพงศ์ อั้นทอง. (มกราคม 2547). **คู่มือการใช้โปรแกรม DEAP 2.1 สำหรับการวิเคราะห์ประสิทธิภาพด้วยวิธีการ Data Envelopment Analysis.** สืบค้นเมื่อ 3 สิงหาคม 2554, จาก http://www.nidambe11.net.

Abbott, M. (2005). Determining Levels of Productivity and Efficiency in the Electricity Industry. **Energy Journal**. 18(9), 62–72.

Arthur Anderson. (2000). **Thailand Power Pool and Electricity Supply Industry Reform Study – Phase 1 (7 Volumes and Final Report)**. a report submitted to the National Energy Policy Office (NEPO), Bangkok.

BCG. (2003). **Strategies for the Development of Thailand's Energy Sector and the Power Sector Efficiency Improvement Program**. Boston Consulting Group, Ministry of Energy, Bangkok.

Charnes, A., & Cooper, W.W., & Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**. 2(6), 429-444.

Chirarattananon, S. and Nirukkanaporn, S. (2006). Deregulation of ESI and Privatisation of State Electric Utilities in Thailand. **Energy Policy**. 34, 2521–2531.

Chullakesa, C. (1992). **Rural Electrification in Thailand, in Rural Electrification Guidebook for Asia and the Pacific**. Saunier G. Bangkok, Thailand, Asian Institute of Technology and the Commission of the European Communities, 439–454.

Chummee. (1998). **Strategic Role and Corporate Transformation: A Case Study of EGAT**. Master Research, Asian Institute of Technology, Bangkok.

Coelli, T.J. (1996). **A Guide to DEAP Version 2.1: A Data Envelopment Analysis (Computer) Program**. CEPA Working Paper 96/08, Department of Econometrics, University of New England, Armidale.

Coelli, T., Rao, D.S.P., and Battese, G.E. (1998). **An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis**. Kluwer Academic Publishers, London.

Coelli, T., Rao, D.S.P., O'Donell, C.J. and Battese, G.E. (2005). **An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis**. Second edition, Springer, New York.

Cumbe, F. (2008). **Electricity Industry Reform in Mozambique: Rationale, Impacts and Challenges**. PhD Thesis, University of Technology, Sydney, Australia (unpublished).

EPPO. (2005a). **Electricity Tariff Restructuring 2005**. Energy Policy and Policy Office, Bangkok. Retrieved September, 2009, from http://www.eppo.go.th.

EPPO. (2005b). **Electricity Regulatory Board**. Energy Policy and Policy Office, Bangkok. Retrieved November, 2006, from http://www.eppo.go.th.

EPPO. (2006). **Energy Sector Management in Thailand.** Energy Policy and Policy Office, Bangkok. Retrieved November, 2006, from http://www.eppo.go.th.

EPPO. (2007). **Press IPP bidding.** Energy Policy and Planning Office, 19 October 2007, Retrieved September, 2009, from http://www.eppo.go.th.

EPPO. (2008). **Energy Regulatory Commission.** Energy Policy and Policy Office, Bangkok. Retrieved March, 2008, from http://www.eppo.go.th.

EPPO. (2009). **Data of IPP, SPP and VSPP.** Energy Policy and Policy Office, Bangkok. Retrieved June, 2009, from http://www.eppo.go.th.

ERC (2009). **Thailand Energy Regulatory Development 2009.** Energy Regulatory Commission, Bangkok. Retrieved November, 2009, from http://www.erc.or.th.

Fare, R., S. Grosskopf, and C.A.K. Lovell. (1985). **The Measurement of Efficiency of Production.** Boston, Kluwer.

Fare, R., S. Grosskopf, and C.A.K. Lovell (1994). **Production Frontiers.** Cambridge University Press.

Farrell, M.J. (1957). The Measurement of Productivity Efficiency. **Journal of the Royal Statistical Society.** 120(3), 253–290.

Foran, T. (2006). **Rivers of Contention: Pak Mun Dam, Electricity Planning, and State-Society Relations in Thailand, 1932–2004.** PhD Thesis, University of Sydney, Australia (unpublished).

Giannakis, D., Jamasb, T. and Pollitt, M. (2005). Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: An Application to the UK Electricity Distribution Networks. **Energy policy.** 33, 2256–2271.

Greacen, C.S. and Greacen, C.E. (2004). Thailand's electricity Reforms: Privatisation of Benefits and Socialisation of Costs and Risks. **Pacific Affair.** 77, 517–541.

Greacen, C.E. (2004). **The Marginalisation of "Small is Beautiful": Microhydroelectricity, Common Property and the Politics of Rural Electricity Provision in Thailand.** PhD Thesis, Energy Resource Group, University of California, Berkeley.

Hirschhausen, C.V., Cullmann, A. and Kappeler, A. (2006). Efficiency Analysis of German Electric Distribution Utilities – Non-parametric and Parametric Tests. **Applied Economics.** 38, 2553–2566.

Industry in Thailand. PhD Thesis, the Australian National University, Canberra, Australia (unpublished).

KEMA Consulting. (2002). **Electricity Supply Industry Reform**. a report submitted to the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT).

London Economics. (1997). **Final Report Measuring the Productivity of the Thai Electricity Companies**. A Report to NEPO.

NEPO. (1998). **Privatisation Master Plan**. Energy Sector Report. National Energy Policy Office, Bangkok. Retrieved September, 2004, from http://www.eppo.go.th.

NEPO. (1999). **Privatisation and Liberalisation of the Energy Sector in Thailand**. National Energy Policy Office, Bangkok. Retrieved July, 2009, from http://www.eppo.go.th.

NEPO. (2000a). **Electricity Supply Industry Reform and Thailand Power Pool**. National Energy Policy Office, Bangkok. Retrieved August, 2003, from http://www.eppo.go.th.

NEPO. (2000b). **Review of electric power tariffs**. National Energy Policy Office. January 2000, Retrieved September, 2009, from http://www.eppo.go.th.

NEPO. (2001). **Electricity tariff restructuring**. National Energy Policy Office, February 2001, Retrieved September, 2009, from http://www.eppo.go.th.

Pacudan, R. and Guzman, E.D. (2002). Impact of Energy Efficiency Policy to Productive Efficiency of Electricity Distribution Industry in the Philippines. **Energy Economics**. 24, 41–54.

Pombo, C. and Taborda, R. (2006). Performance and Efficiency in Columbia's Power Distribution System: Effects of the 1994 Reform. **Energy Economics**. 28, 339–369.

Ruangrong, P. (1992). **Privatisation of State-owned Electric Utility in Thailand: Expected Effects on Economic Efficiency**. PhD Thesis, University of Pennsylvania, Philadelphia (unpublished).

Ruangrong, P. (2008). **Thailand's Approach to Promoting Clean Energy in the Electricity Sector**. paper submitted to the Forum on Clean Energy, Good Governance and Regulation, 16–18 March 2008, Singapore. Retrieved November, 2009, from http://www.erc.or.th.

Ryder, G. (1997). The Rise and Fall of EGAT: From Monopoly to Marketplace. **Watershed**. 2(2), 13–25.

Ryder, G. (1999). **Thailand's Flawed Electricity Privatization: The Case for Citizen-Oriented Reform.** Probe International, Toronto. Retrieved November, 2009, from http://www.threegorgesprobe.org.

Sirasoontorn, P. (2004). **Privatisation, Restructuring and Regulation: Electricity Supply**

Sirasoontorn, P. (2006). Fiscal Assessment of Electricity Privatisation in Thailand. **Thammasat Economic Journal.** 24(4), 97-124.

Siraoontorn, P. (2007). The Political Economy of Privatisation in the Thai Electricity Industry. **Journal of the Asia Pacific Economy.** 12(3), 403–419.

Sirasoontorn, P. (2008). **Tariff regulation in electricity supply industry in Thailand.** Discussion paper No.0007. Faculty of economic, Thammasat University, Bangkok.

The Nation (2006). **Court Ends Privatisation of EGAT.** March 29, 2006. Retrieved August, 2006, from http://www.nationmultimedia.com.

Thakur, T., Deshmukh, S.G. and Kaushik, S.C. (2006). Efficiency Evaluation of the State Owned Electric Utilities in India. **Energy Policy.** 34, 2788–2804.

Wattana, S. (2010). **Electricity Industry Reform in Thailand: A Comprehensive Review.** PhD Thesis, University of Technology, Sydney, Australia.

Whiteman, J.L. (1999). The Potential Benefits of Hilmer and Related Reforms: Electricity Supply. **Australian Economic Review.** 32(1), 17–30.

ภาคผนวก ก

ข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตที่ใช้ในการวิเคราะห์

ตารางที่ ก-1 กำลังการผลิตติดตั้งของกิจการไฟฟ้าไทยในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี (พ.ศ.)	กำลังการผลิต (MW)
2523	3,448
2524	4,008
2525	4,403
2526	5,032
2527	6,128
2528	6,705
2529	6,785
2530	6,985
2531	6,997
2532	7,366
2533	8,725
2534	9,707
2535	11,732
2536	12,734
2537	13,075
2538	14,912
2539	16,513
2540	17,805
2541	18,423
2542	20,219
2543	22,593
2544	22,888
2545	24,157
2546	24,763
2547	25,865
2548	26,269
2549	26,815
2550	28,285
2551	30,508
2552	30,607
2553	31,485

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

ตารางที่ ก-2 ความยาวของสายส่งของกิจการไฟฟ้าไทย ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี (พ.ศ.)	ความยาวของสายส่ง (KM)						
	สายส่ง				สายจำหน่าย		รวม
	69kV	115kV	230kV	500kv	22-24kV	33kV	
2523	1,434.84	6,598.26	2,972.36	0	34,458.39	4,985.05	50,448.90
2524	1,435.23	6,984.80	3,192.00	0	36,135.58	5,028.00	52,775.61
2525	1,401.86	7,492.51	3,362.00	0	53,857.94	7,702.05	73,816.36
2526	1,412.70	7,668.87	4,457.01	0	59,173.95	7,702.05	80,414.57
2527	1,410.31	8,241.75	5,138.01	0	69,917.94	11,664.00	96,372.01
2528	1,446.20	8,576.80	5,206.00	0	77,121.40	12,996.00	105,346.40
2529	1,378.70	9,555.90	5,656.90	0	86,676.25	15,077.00	118,344.75
2530	1,162.40	10,121.40	5,912.30	0	97,511.14	16,534.30	131,241.54
2531	1,161.80	10,130.40	5,912.30	0	107,205.60	20,921.60	145,331.70
2532	1,138.60	9,642.90	6,049.00	325.60	117,851.25	22,226.50	157,233.85
2533	1,155.20	10,061.80	6,807.70	533.20	130,193.15	24,613.70	173,364.75
2534	1,085.90	10,552.50	6,809.30	533.20	136,518.50	26,475.60	181,975.00
2535	986.16	11,038.45	7,568.18	533.20	149,325.70	27,954.70	197,406.38
2536	965.28	11,668.43	8,112.37	1,200.72	153,120.63	29,411.57	204,479.01
2537	1,041.74	12,105.73	9,109.69	1,201.53	162,537.27	30,677.30	216,673.26
2538	989.61	12,911.56	9,075.54	1,200.72	166,806.85	32,191.11	223,175.38
2539	940.09	13,686.25	9,118.43	1,417.25	172,562.66	31,085.60	228,810.28
2540	907.73	14,307.02	9,454.49	1,417.25	186,739.35	30,082.41	242,908.26
2541	876.48	14,927.79	9,790.55	1,417.25	195,354.70	30,172.56	252,539.33
2542	843.87	16,555.91	10,256.72	1,924.06	200,330.36	30,470.72	260,381.63
2543	873.00	17,480.00	10,257.00	1,924.00	204,489.00	31,238.00	266,261.00
2544	884.00	18,404.09	10,355.07	1,924.00	210,865.00	29,565.00	271,997.16
2545	895.00	19,778.00	11,351.00	2,790.00	214,128.00	28,648.00	277,590.00
2546	920.00	20,848.00	11,359.00	2,790.00	224,219.00	28,179.00	288,315.00
2547	932.00	21,330.00	11,354.00	2,790.00	233,805.00	25,236.00	295,447.00
2548	946.00	21,781.00	12,179.00	3,338.00	236,712.00	25,794.00	300,750.00
2549	966.00	22,440.00	12,848.00	3,433.00	242,757.00	25,799.00	308,243.00
2550	966.00	22,414.00	13,354.00	3,433.00	249,261.00	26,621.00	316,049.00
2551	956.00	22,446.00	13,436.00	3,401.00	255,455.00	26,987.00	322,681.00
2552	942.00	22,953.00	13,443.00	3,722.00	251,580.00	26,958.00	319,598.00
2553	940.00	23,235.00	13,591.00	3,722.00	265,137.00	24,821.00	331,446.00

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553,

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

ตารางที่ ก-3 ความสามรถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงของกิจการไฟฟ้าไทย ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี (พ.ศ.)	ความสามรถในการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง (MVA)			
	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.	รวม
2523	5,212.59	2,682.00	2,944.50	10,839.09
2524	5,772.69	2,922.00	3,537.90	12,232.59
2525	6,856.28	2,995.00	4,048.70	13,899.98
2526	8,307.83	3,275.00	4,598.90	16,181.73
2527	9,364.97	3,305.00	4,919.80	17,589.77
2528	10,201.60	3,345.00	5,611.40	19,158.00
2529	11,247.29	3,795.00	6,888.10	21,930.39
2530	12,944.14	4,075.00	7,532.70	24,551.84
2531	13,070.49	4,205.00	8,448.70	25,724.19
2532	15,749.99	4,445.00	9,672.10	29,867.09
2533	16,915.31	5,145.00	11,680.00	33,740.31
2534	19,904.25	5,964.80	14,204.70	40,073.75
2535	23,278.66	6,669.80	16,676.00	46,624.46
2536	26,383.95	8,004.80	21,796.30	56,185.05
2537	29,381.36	9,024.80	28,125.60	66,531.76
2538	33,990.42	9,809.80	30,534.00	74,334.22
2539	37,572.48	11,029.80	30,895.00	79,497.28
2540	41,296.98	11,029.80	44,169.80	96,496.58
2541	43,673.98	12,030.00	45,813.20	101,517.18
2542	49,355.65	12,785.00	47,394.70	109,535.35
2543	55,903.32	13,600.00	37,509.00	107,012.32
2544	57,985.82	14,245.00	37,666.00	109,896.82
2545	58,965.57	14,740.00	38,465.00	112,170.57
2546	60,327.98	15,405.00	40,700.70	116,433.68
2547	60,577.98	15,445.00	40,903.10	116,926.08
2548	65,051.84	15,785.00	41,106.50	121,943.34
2549	66,125.84	15,985.00	41,310.90	123,421.74
2550	69,230.68	16,695.00	41,516.40	127,442.08
2551	72,075.19	16,980.00	41,722.80	130,777.99
2552	72,787.69	17,640.00	41,930.30	132,357.99
2553	75,505.19	17,345.00	42,684.70	135,534.89

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

ตารางที่ ก-4 จำนวนพนักงานของกิจการไฟฟ้าไทยในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี (พ.ศ.)	จำนวนพนักงาน (คน)				
	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.	IPP	รวม
2523	20,316.00	9,696.00	14,310.00	0	44,322.00
2524	23,233.00	10,045.00	16,262.00	0	49,540.00
2525	26,769.00	10,211.00	18,188.00	0	55,168.00
2526	30,077.00	10,264.00	19,605.00	0	59,946.00
2527	32,157.00	10,301.00	21,382.00	0	63,840.00
2528	31,801.00	10,422.00	22,584.00	0	64,807.00
2529	31,157.00	10,640.00	23,502.00	0	65,299.00
2530	31,110.00	10,865.00	24,397.00	0	66,372.00
2531	31,355.00	11,014.00	25,017.00	0	67,386.00
2532	31,797.00	11,764.00	26,116.00	0	69,677.00
2533	33,153.00	12,969.00	27,380.00	0	73,502.00
2534	34,990.00	13,887.00	28,641.00	0	77,518.00
2535	35,200.00	13,916.00	29,814.00	0	78,930.00
2536	35,200.00	13,617.00	30,884.00	0	79,701.00
2537	34,710.00	13,430.00	31,300.00	0	79,440.00
2538	33,937.00	13,220.00	30,961.00	370.00	78,488.00
2539	32,867.00	12,971.00	30,850.00	400.00	77,088.00
2540	31,959.00	12,813.00	30,585.00	426.00	75,783.00
2541	31,276.00	12,659.00	30,052.00	426.00	74,413.00
2542	30,202.00	12,042.00	29,838.00	426.00	72,508.00
2543	29,175.00	11,573.00	28,933.00	677.00	70,358.00
2544	28,543.00	10,988.00	28,333.00	677.00	68,541.00
2545	27,950.00	10,386.00	27,965.00	677.00	66,978.00
2546	27,620.00	9,943.00	27,823.00	779.00	66,165.00
2547	26,029.00	9,488.00	26,970.00	803.00	63,290.00
2548	24,831.00	9,237.00	26,574.00	796.00	61,438.00
2549	24,209.00	8,965.00	26,304.00	919.00	60,397.00
2550	23,937.00	8,861.00	25,728.00	989.00	59,515.00
2551	23,438.00	8,650.00	27,521.00	1,122.00	60,731.00
2552	22,457.00	8,454.00	27,847.00	1,192.00	59,950.00
2553	22,591.00	8,157.00	28,176.00	1,192.00	60,116.00

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

ตารางที่ ก-5 ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าไทย ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี (พ.ศ.)	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (TJ)				
	น้ำมันเตา (TJ)	น้ำมันดีเซล (TJ)	ถ่านหินและลิกไนต์ (TJ)	ก๊าซธรรมชาติ (TJ)	รวม
2523	119,313.98	6,657.58	13,834.01	0.00	139,805.56
2524	97,706.94	3,609.22	16,065.17	9,636.54	127,017.86
2525	60,585.62	950.56	17,662.89	49,344.67	128,543.74
2526	72,862.62	1,485.94	16,473.50	56,640.90	147,462.95
2527	64,105.26	957.85	20,358.92	78,314.70	163,736.73
2528	35,514.61	677.41	48,127.45	102,495.54	186,815.01
2529	34,432.87	513.52	49,053.00	97,546.59	181,545.98
2530	22,867.75	382.41	59,960.64	150,487.38	233,698.18
2531	33,036.94	276.79	61,729.03	179,902.63	274,945.39
2532	48,746.09	721.12	70,983.46	184,484.56	304,935.22
2533	100,677.76	6,034.79	103,394.39	179,643.36	389,750.30
2534	125,820.35	2,352.73	122,757.61	230,166.56	481,097.25
2535	147,884.75	2,724.22	129,519.14	243,614.80	523,742.90
2536	171,881.96	10,623.71	120,303.44	275,225.08	578,034.20
2537	190,462.51	17,426.97	127,272.27	311,089.69	646,251.44
2538	209,122.59	27,697.41	142,051.73	318,066.94	696,938.67
2539	201,554.36	48,271.07	171,763.49	351,587.70	773,176.62
2540	185,940.66	26,757.77	188,573.08	444,077.50	845,349.01
2541	169,817.90	11,399.46	161,101.89	457,400.32	799,719.57
2542	150,211.29	5,098.80	145,470.18	457,875.60	758,655.87
2543	95,845.70	1,456.80	147,836.40	525,040.88	770,179.78
2544	27,401.53	3,059.28	164,839.68	642,811.52	838,112.01
2545	25,691.42	1,711.74	157,416.45	694,579.60	879,399.21
2546	27,679.92	1,857.42	161,300.82	726,057.28	916,895.44
2547	67,489.69	4,370.40	173,142.39	753,542.40	998,544.88
2548	79,380.92	3,022.86	173,498.37	794,682.72	1,050,584.87
2549	80,414.94	1,456.80	170,137.50	794,783.60	1,046,792.84
2550	37,224.72	837.66	205,735.50	814,462.48	1,058,260.36
2551	13,919.50	1,602.48	214,268.55	845,124.80	1,074,915.33
2552	5,925.73	874.08	202,866.72	859,566.24	1,069,232.77
2553	9,345.95	1,420.38	206,018.19	959,454.08	1,176,238.60

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

ตารางที่ ก-6 ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้งานและปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของกิจการไฟฟ้าไทย ในปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553

ปี (พ.ศ.)	ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ (MWh)	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh)
2523	13,149,000.00	14,426,000.00
2524	13,837,000.00	15,377,000.00
2525	15,033,000.00	16,620,000.00
2526	16,906,000.00	18,857,000.00
2527	18,572,000.00	21,025,000.00
2528	20,032,000.00	23,074,000.00
2529	22,034,000.00	24,717,000.00
2530	24,894,000.00	28,652,000.00
2531	28,253,000.00	32,464,000.00
2532	32,834,000.00	37,406,000.00
2533	38,342,000.00	44,175,000.00
2534	43,398,000.00	50,186,000.00
2535	49,304,000.00	57,098,000.00
2536	56,279,000.00	63,405,000.00
2537	62,510,000.00	71,177,000.00
2538	71,225,000.00	80,060,000.00
2539	77,354,000.00	87,467,000.00
2540	82,429,000.00	93,253,000.00
2541	80,434,000.00	90,052,000.00
2542	81,450,000.00	90,039,000.00
2543	87,932,000.00	95,977,000.00
2544	92,290,000.00	102,420,000.00
2545	100,173,000.00	109,013,000.00
2546	106,959,000.00	116,983,000.00
2547	115,044,000.00	125,727,000.00
2548	121,229,000.00	132,197,000.00
2549	127,811,000.00	138,742,000.00
2550	133,178,000.00	143,378,000.00
2551	135,449,000.00	147,427,000.00
2552	135,209,000.00	148,390,000.00
2553	149,320,000.00	159,518,000.00

ที่มา: พพ. 2553, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2523 - พ.ศ. 2553, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ

ภาคผนวก ข

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม DEAP 2.1

Results from DEAP Version 2.1

Instruction file = TFP-ins.txt

Data file = TFP-dta.txt

Input orientated Malmquist DEA

DISTANCES SUMMARY

year = 1

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.000	1.000	1.070	1.000
2	0.000	1.000	1.000	1.000
3	0.000	1.000	1.000	1.000
4	0.000	0.993	0.993	0.993
5	0.000	0.998	0.998	0.999
6	0.000	0.983	0.983	0.983
7	0.000	1.000	1.000	1.000
8	0.000	0.966	0.966	0.969
9	0.000	0.997	0.992	1.000
10	0.000	1.000	1.000	1.000
mean	0.000	0.994	1.000	0.994

year = 2

firm no.	crs te rel to tech in yr **********	vrs te

	t-1	t	t+1	
1	1.000	1.000	1.139	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.993	0.993	1.000	0.993
4	0.998	0.998	0.998	0.999
5	0.983	0.983	0.983	0.983
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.966	0.966	0.966	0.969
8	0.997	0.992	0.992	0.992
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.120	1.000	1.000	1.000
mean	1.006	0.993	1.008	0.994

year = 3

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	1.000	1.000	1.028	1.000
2	0.993	1.000	1.000	1.000
3	0.998	0.998	1.000	0.999
4	0.983	0.983	0.985	0.983
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.966	0.966	0.966	0.972
7	0.992	0.992	0.992	0.994
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.082	1.000	1.000	1.000

mean 1.001 0.994 0.997 0.995

year = 4

firm no.	crs te rel to tech in yr t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.022	1.000
2	0.998	1.000	1.000	1.000
3	0.983	0.985	0.985	0.993
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.966	0.966	0.966	0.983
6	0.992	0.992	0.992	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.117	1.000	1.000	1.000

mean 1.006 0.994 0.996 0.998

year = 5

firm no.	crs te rel to tech in yr t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.001	1.000
2	0.985	0.985	0.985	0.995
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.966	0.966	0.966	0.999
5	0.992	0.992	0.992	1.000

6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.130	1.000	1.000	1.000
mean	1.007	0.994	0.994	0.999

year = 6

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.985	0.985	0.985	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.966	0.966	0.966	1.000
4	0.992	0.992	0.992	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	0.990	1.000
10	1.126	1.000	1.000	1.000
mean	1.007	0.994	0.993	1.000

year = 7

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	

1	1.000	1.000	1.127	1.000
2	0.966	0.966	0.999	0.999
3	0.992	0.992	0.992	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	0.999	1.000
8	1.000	0.990	0.976	0.991
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.153	1.000	1.000	1.000
mean	1.011	0.995	1.009	0.999

year = 8

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.966	0.999	0.999	1.000
2	0.992	0.992	0.992	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	0.999	0.999	1.000
7	0.990	0.976	0.976	0.977
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.112	1.000	1.000	1.000
mean	1.006	0.997	0.997	0.998

year = 9

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.992	0.992	0.992	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.999	0.999	0.999	1.000
6	0.976	0.976	0.976	0.977
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.085	1.000	1.000	1.000
mean	1.005	0.997	0.997	0.998

year = 10

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.073	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.999	0.999	0.999	1.000
5	0.976	0.976	0.977	0.977
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000

9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.022	1.000	0.993	1.000
mean	1.000	0.998	1.004	0.998

year = 11

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.064	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.999	0.999	1.000	1.000
4	0.976	0.977	0.995	0.977
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	0.993	0.985	1.000
10	1.065	1.000	0.981	1.000
mean	1.004	0.997	1.003	0.998

year = 12

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.045	1.000
2	0.999	1.000	1.000	1.000

3	0.977	0.995	0.995	0.999
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.993	0.985	0.980	1.000
9	1.000	0.981	0.978	0.996
10	1.113	1.000	1.000	1.000
mean	1.008	0.996	1.000	1.000

year = 13

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	1.000	1.000	1.085	1.000
2	0.995	0.995	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.985	0.980	0.970	0.996
8	0.981	0.978	0.967	0.991
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.095	1.000	0.988	1.000
mean	1.006	0.995	1.001	0.999

year = 14

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.995	1.000	1.029	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.980	0.970	0.957	0.993
7	0.978	0.967	0.936	0.992
8	1.000	1.000	0.979	1.000
9	1.000	0.988	0.958	1.000
10	1.111	1.000	0.976	1.000
mean	1.006	0.992	0.984	0.999

year = 15

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.014	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.970	0.957	0.949	0.989
6	0.967	0.936	0.934	0.997
7	1.000	0.979	0.979	1.000
8	0.988	0.958	0.958	1.000
9	1.000	0.976	0.976	1.000

10	1.086	1.000	1.000	1.000
mean	1.001	0.981	0.981	0.999

year = 16

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.020	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	0.998	1.000
4	0.957	0.949	0.946	0.992
5	0.936	0.934	0.932	1.000
6	0.979	0.979	0.979	1.000
7	0.958	0.958	0.958	1.000
8	0.976	0.976	0.976	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.124	1.000	0.999	1.000
mean	0.993	0.980	0.981	0.999

year = 17

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.020	1.000
2	1.000	0.998	1.000	0.998
3	0.949	0.946	0.939	0.999

4	0.934	0.932	0.895	1.000
5	0.979	0.979	0.940	1.000
6	0.958	0.958	0.922	1.000
7	0.976	0.976	0.935	1.000
8	1.000	1.000	0.963	1.000
9	1.000	0.999	0.957	1.000
10	1.086	1.000	0.977	1.000
mean	0.988	0.979	0.955	1.000

year = 18

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.998	1.000	1.012	1.000
2	0.946	0.939	0.945	1.000
3	0.932	0.895	0.877	1.000
4	0.979	0.940	0.920	1.000
5	0.958	0.922	0.902	1.000
6	0.976	0.935	0.915	1.000
7	1.000	0.963	0.942	0.992
8	0.999	0.957	0.956	1.000
9	1.000	0.977	0.975	1.000
10	1.072	1.000	1.000	1.000
mean	0.986	0.953	0.944	0.999

year = 19

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te

	t-1	t	t+1	
1	0.939	0.945	0.945	1.000
2	0.895	0.877	0.877	1.000
3	0.940	0.920	0.909	1.000
4	0.922	0.902	0.898	1.000
5	0.935	0.915	0.910	1.000
6	0.963	0.942	0.940	0.993
7	0.957	0.956	0.956	1.000
8	0.977	0.975	0.975	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.057	1.000	1.000	1.000
mean	0.958	0.943	0.941	0.999

year = 20

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.877	0.877	0.877	1.000
2	0.920	0.909	0.903	1.000
3	0.902	0.898	0.895	1.000
4	0.915	0.910	0.906	1.000
5	0.942	0.940	0.938	0.994
6	0.956	0.956	0.956	1.000
7	0.975	0.975	0.975	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.012	1.000	1.000	1.000

mean 0.950 0.947 0.945 0.999

year = 21

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.909	0.903	0.902	1.000
2	0.898	0.895	0.895	1.000
3	0.910	0.906	0.906	1.000
4	0.940	0.938	0.938	0.994
5	0.956	0.956	0.945	1.000
6	0.975	0.975	0.974	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	0.995	1.000
10	1.020	1.000	1.000	1.000

mean 0.961 0.957 0.955 0.999

year = 22

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.895	0.895	0.000	1.000
2	0.906	0.906	0.000	1.000
3	0.938	0.938	0.000	1.000
4	0.956	0.945	0.000	1.000
5	0.975	0.974	0.000	1.000

6	1.000	1.000	0.000	1.000
7	1.000	1.000	0.000	1.000
8	1.000	0.995	0.000	1.000
9	1.000	1.000	0.000	1.000
10	1.101	1.000	0.000	1.000
mean	0.977	0.965	0.000	1.000

[Note that t-1 in year 1 and t+1 in the final year are not defined]

MALMQUIST INDEX SUMMARY

year = 2

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.967	1.000	1.000	0.967
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.993	1.000	0.993	1.000	0.993
4	1.005	1.000	1.005	0.999	1.005
5	0.985	1.000	0.984	1.001	0.985
6	1.017	1.000	1.017	1.000	1.017
7	0.966	1.000	0.969	0.996	0.966
8	1.027	1.003	1.023	1.003	1.030
9	1.003	1.003	1.000	1.003	1.006
10	1.000	1.058	1.000	1.000	1.058
mean	0.999	1.003	0.999	1.000	1.002

year = 3

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch

1	1.000	0.937	1.000	1.000	0.937
2	1.000	0.997	1.000	1.000	0.997
3	1.005	0.997	1.005	0.999	1.001
4	0.985	1.000	0.985	1.001	0.985
5	1.017	1.000	1.017	1.000	1.017
6	0.966	1.000	0.972	0.993	0.966
7	1.027	1.000	1.026	1.001	1.027
8	1.008	1.000	1.008	1.000	1.008
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.040	1.000	1.000	1.040
mean	1.001	0.997	1.001	0.999	0.997

year = 4

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.986	1.000	1.000	0.986
2	1.000	0.999	1.000	1.000	0.999
3	0.987	0.998	0.995	0.992	0.985
4	1.017	0.999	1.017	1.000	1.017
5	0.966	1.000	0.983	0.983	0.966
6	1.027	1.000	1.028	0.998	1.026
7	1.008	1.000	1.006	1.002	1.008
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.057	1.000	1.000	1.057
mean	1.000	1.004	1.003	0.998	1.004

year = 5

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.989	1.000	1.000	0.989
2	0.985	1.000	0.995	0.989	0.985
3	1.016	1.000	1.007	1.009	1.016
4	0.966	1.000	0.999	0.968	0.966
5	1.026	1.000	1.018	1.008	1.026
6	1.008	1.000	1.000	1.008	1.008
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.063	1.000	1.000	1.063
mean	1.000	1.005	1.002	0.998	1.005

year = 6

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.985	0.999	1.000	0.985	0.984
2	1.016	1.000	1.005	1.011	1.015
3	0.966	1.000	1.000	0.967	0.966
4	1.026	1.000	1.001	1.025	1.026
5	1.008	1.000	1.000	1.008	1.008
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.061	1.000	1.000	1.061
mean	1.000	1.006	1.001	0.999	1.006

year = 7

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.015	1.000	1.000	1.015	1.015
2	0.966	1.000	0.999	0.967	0.966
3	1.026	1.000	1.000	1.026	1.026
4	1.008	1.000	1.000	1.008	1.008
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.990	1.005	0.991	0.999	0.995
9	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005
10	1.000	1.074	1.000	1.000	1.074
mean	1.001	1.008	0.999	1.001	1.009

year = 8

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.999	0.926	1.000	0.999	0.926
2	1.026	0.983	1.001	1.026	1.009
3	1.008	1.000	1.000	1.008	1.008
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000
7	0.976	1.008	0.977	0.999	0.983
8	1.010	1.007	1.009	1.001	1.017
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.055	1.000	1.000	1.055

mean 1.002 0.998 0.999 1.003 0.999

year = 9

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.992	1.000	1.000	0.992	0.992
2	1.008	1.000	1.000	1.008	1.008
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.999	1.000	1.000	0.999	0.999
6	0.976	1.000	0.977	0.999	0.976
7	1.025	1.000	1.024	1.001	1.025
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.041	1.000	1.000	1.041

mean 1.000 1.004 1.000 1.000 1.004

year = 10

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.008	1.000	1.000	1.008	1.008
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.999	1.000	1.000	0.999	0.999
5	0.976	1.000	0.977	0.999	0.976
6	1.025	1.000	1.024	1.001	1.025
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.011	1.000	1.000	1.011
mean	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002

year = 11

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.965	1.000	1.000	0.965
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.999	1.000	1.000	0.999	0.999
4	0.978	0.999	0.977	1.000	0.977
5	1.025	0.999	1.024	1.001	1.024
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.993	1.003	1.000	0.993	0.997
10	1.000	1.036	1.000	1.000	1.036
mean	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000

year = 12

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.969	1.000	1.000	0.969
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.995	0.991	0.999	0.996	0.986
4	1.024	0.991	1.023	1.000	1.014
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.985	1.004	1.000	0.985	0.989
9	0.988	1.013	0.996	0.992	1.001
10	1.000	1.065	1.000	1.000	1.065
mean	0.999	1.003	1.002	0.997	1.002

year = 13

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.978	1.000	1.000	0.978
2	0.995	1.000	1.000	0.995	0.995
3	1.005	1.000	1.001	1.004	1.005
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.980	1.003	0.996	0.984	0.983
8	0.993	1.004	0.991	1.002	0.997
9	1.019	1.002	1.004	1.015	1.021
10	1.000	1.047	1.000	1.000	1.047
mean	0.999	1.003	0.999	1.000	1.002

year = 14

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.957	1.000	1.000	0.957
2	1.005	0.997	1.000	1.005	1.003
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.970	1.005	0.993	0.977	0.975
7	0.986	1.011	0.996	0.990	0.997
8	1.022	1.006	1.010	1.013	1.028
9	0.988	1.006	1.000	0.988	0.994
10	1.000	1.060	1.000	1.000	1.060
mean	0.997	1.004	1.000	0.997	1.001

year = 15

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.986	1.000	1.000	0.986
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.957	1.007	0.989	0.968	0.964
6	0.965	1.023	1.004	0.961	0.987
7	1.012	1.027	1.008	1.005	1.040
8	0.958	1.026	1.000	0.958	0.983
9	0.989	1.028	1.000	0.989	1.016
10	1.000	1.055	1.000	1.000	1.055
mean	0.988	1.015	1.000	0.988	1.003

year = 16

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.993	1.000	1.000	0.993
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

4	0.949	1.005	0.992	0.956	0.953
5	0.976	1.006	1.011	0.965	0.981
6	1.045	1.001	1.003	1.042	1.047
7	0.979	1.000	1.000	0.979	0.979
8	1.020	1.000	1.000	1.020	1.020
9	1.024	1.000	1.000	1.024	1.024
10	1.000	1.060	1.000	1.000	1.060
mean	0.999	1.006	1.001	0.998	1.005

year = 17

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.990	1.000	1.000	0.990
2	0.998	1.001	0.998	0.999	0.999
3	0.946	1.002	0.999	0.947	0.949
4	0.983	1.002	1.008	0.975	0.985
5	1.048	1.001	1.000	1.048	1.049
6	0.979	1.000	1.000	0.979	0.979
7	1.020	1.000	1.000	1.020	1.020
8	1.024	1.000	1.000	1.024	1.024
9	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000
10	1.000	1.042	1.000	1.000	1.042
mean	0.999	1.004	1.001	0.999	1.003

year = 18

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.989	1.000	1.000	0.989

2	0.941	1.003	1.002	0.939	0.944
3	0.946	1.025	1.001	0.945	0.969
4	1.008	1.041	1.000	1.008	1.050
5	0.942	1.040	1.000	0.942	0.980
6	0.976	1.041	1.000	0.976	1.017
7	0.986	1.041	0.992	0.994	1.027
8	0.957	1.042	1.000	0.957	0.996
9	0.977	1.034	1.000	0.977	1.011
10	1.000	1.048	1.000	1.000	1.048
mean	0.973	1.030	0.999	0.974	1.002

year = 19

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.945	0.991	1.000	0.945	0.936
2	0.935	1.007	1.000	0.935	0.941
3	1.027	1.021	1.000	1.027	1.049
4	0.959	1.022	1.000	0.959	0.981
5	0.992	1.022	1.000	0.992	1.014
6	1.007	1.022	0.993	1.014	1.029
7	0.993	1.011	1.008	0.985	1.004
8	1.020	1.001	1.000	1.020	1.021
9	1.024	1.001	1.000	1.024	1.025
10	1.000	1.028	1.000	1.000	1.028
mean	0.990	1.013	1.000	0.990	1.002

year = 20

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch

1	0.929	1.000	1.000	0.929	0.929
2	1.036	1.006	1.000	1.036	1.042
3	0.976	1.008	1.000	0.976	0.985
4	1.009	1.005	1.000	1.009	1.014
5	1.027	1.004	0.994	1.033	1.031
6	1.015	1.001	1.007	1.008	1.016
7	1.021	1.000	1.000	1.021	1.021
8	1.025	1.000	1.000	1.025	1.025
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.006	1.000	1.000	1.006
mean	1.003	1.003	1.000	1.003	1.006

year = 21

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.029	1.003	1.000	1.029	1.032
2	0.985	1.005	1.000	0.985	0.990
3	1.009	1.004	1.000	1.009	1.013
4	1.031	1.003	0.994	1.037	1.034
5	1.017	1.001	1.006	1.011	1.018
6	1.020	1.000	1.000	1.020	1.020
7	1.025	1.000	1.000	1.025	1.025
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.010	1.000	1.000	1.010
mean	1.012	1.002	1.000	1.012	1.014

year = 22

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.991	1.001	1.000	0.991	0.992
2	1.012	1.000	1.000	1.012	1.012
3	1.035	1.000	1.000	1.035	1.035
4	1.007	1.006	1.006	1.001	1.013
5	1.019	1.007	1.000	1.019	1.025
6	1.025	1.001	1.000	1.025	1.026
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.995	1.002	1.000	0.996	0.998
9	1.000	1.002	1.000	1.000	1.002
10	1.000	1.049	1.000	1.000	1.049
mean	1.008	1.007	1.001	1.008	1.015

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF ANNUAL MEANS

year	effch	techch	pech	sech	tfpch
2	0.999	1.003	0.999	1.000	1.002
3	1.001	0.997	1.001	0.999	0.997
4	1.000	1.004	1.003	0.998	1.004
5	1.000	1.005	1.002	0.998	1.005
6	1.000	1.006	1.001	0.999	1.006
7	1.001	1.008	0.999	1.001	1.009
8	1.002	0.998	0.999	1.003	0.999
9	1.000	1.004	1.000	1.000	1.004
10	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002
11	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000
12	0.999	1.003	1.002	0.997	1.002
13	0.999	1.003	0.999	1.000	1.002

14	0.997	1.004	1.000	0.997	1.001
15	0.988	1.015	1.000	0.988	1.003
16	0.999	1.006	1.001	0.998	1.005
17	0.999	1.004	1.001	0.999	1.003
18	0.973	1.030	0.999	0.974	1.002
19	0.990	1.013	1.000	0.990	1.002
20	1.003	1.003	1.000	1.003	1.006
21	1.012	1.002	1.000	1.012	1.014
22	1.008	1.007	1.001	1.008	1.015
mean	0.999	1.005	1.000	0.998	1.004

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF FIRM MEANS

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.995	0.982	1.000	0.995	0.977
2	0.995	1.000	1.000	0.995	0.995
3	0.997	1.002	1.000	0.997	0.999
4	0.998	1.003	1.000	0.997	1.001
5	0.999	1.004	1.000	0.999	1.003
6	1.001	1.004	1.001	1.000	1.005
7	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005
8	1.001	1.005	1.001	1.000	1.006
9	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005
10	1.000	1.046	1.000	1.000	1.046
mean	0.999	1.005	1.000	0.998	1.004

[Note that all Malmquist index averages are geometric means]