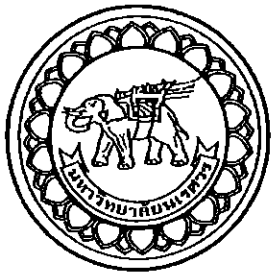


การวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ: กรณีศึกษาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

AN ANALYSIS OF PRODUCTIVITY AND EFFICIENCY: THE CASE STUDY OF THE PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

นายภวิส พรหมเรืองฤทธิ์ รหัส 51382341

นายโชคชัย เธียรเล็ก รหัส 51383775

ห้องสมุดคณะวิศวกรรมศาสตร์
วันที่รับ 12 พ.ย. 2555
เลขทะเบียน 160562341
เลขเรียกหนังสือ ปร.
มหาวิทยาลัยนเรศวร ว212 ว 2564

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

ปีการศึกษา 2554

ใบรับรองปริญญานิพนธ์

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ: กรณีศึกษาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายภวิส พรหมเรืองฤทธิ์ รหัส 51382341
	นายโชคชัย เธียรเล็ก รหัส 51383775
ที่ปรึกษาโครงงาน	ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์
ปีการศึกษา	2554

.....

คณะวิศวกรรมศาสตร์มหาวิทยาลัยนเรศวร อนุมัติให้ปริญญานิพนธ์**ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง**ของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

.....**ที่ปรึกษาโครงงาน**

(ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ)

.....**กรรมการ**

(ดร. แคทรียา สุวรรณศรี)

.....**กรรมการ**

(ดร. อัครพันธ์ วงค์กังแห)

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ: กรณีศึกษาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายภวิส พรหมเรืองฤทธิ์ รหัส 51382341
	นายโชคชัย เธียรเล็ก รหัส 51383775
ที่ปรึกษาโครงงาน	ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์
ปีการศึกษา	2554

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอโครงงานเกี่ยวกับการวิเคราะห์ประสิทธิภาพและผลิตภาพของหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยมีจุดประสงค์เพื่อตรวจสอบว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีส่วนต่อการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยหรือไม่ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้รับผลกระทบอย่างไรจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้า โดยมีการเก็บรวบรวมข้อมูลจากบันทึกประจำปีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระหว่างปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552 จากนั้นจึงนำข้อมูลมาจัดให้อยู่ในระบบอนุกรมเวลาให้เป็นแบบ การแบ่งช่วงเวลา (Cross-section) โครงงานนี้ได้นำโปรแกรม DEAP 2.1 มาใช้ในการคำนวณค่าการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค ผลจากการวิเคราะห์พบว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่ได้มีส่วนต่อการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้รับผลกระทบจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

Project title	An Analysis of Productivity and Efficiency: The Case Study of the Provincial Electricity Authority
Name	Mr. Pawit Promraungrit ID. 51382341
	Mr. Chockchai Thieanlek ID. 51383775
Project advisor	Mrs. Supannika Wattana, Ph.D.
Major	Electrical Engineering
Department	Electrical and Computer Engineering
Academic year	2011

Abstract

This thesis presents a research project analyzing the productivity and efficiency of the Provincial Electricity Authority (PEA). The objective of this study is to determine whether PEA has contributed to the poor performance of the Thai electricity industry and how the Thai electricity reforms have affected PEA. The data used in this study is collected from PEA annual reports from 1980 to 2009. The data was then transformed into cross-section data. In this study, the Data Envelopment Analysis Program (DEAP) version 2.1 is applied to calculate indices of TFP change, technical change and technical efficiency change. The analysis showed that PEA has not contributed to the poor performance of the Thai electricity industry. The analysis further revealed that the Thai electricity reforms have made insignificant contribution on PEA.

กิตติกรรมประกาศ

โครงงานนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความกรุณาเป็นอย่างยิ่งจาก ดร. สุพรรณนิกา วัฒนะ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาโครงงานและให้ความกรุณาในการตรวจทานปริญญานิพนธ์ในครั้งนี้ทาง คณะผู้ดำเนินโครงงานขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงและขอระลึกถึงความกรุณาของท่านไว้ตลอดไป

ขอขอบคุณคณาจารย์ทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ในทุกๆศาสตร์ที่เป็นประโยชน์ ทั้งที่เกี่ยวข้องในด้านของสายอาชีพและที่เกี่ยวข้องในด้านของการดำเนินชีวิตในสังคมให้กับคณะผู้ดำเนินโครงงาน

เหนือสิ่งอื่นใด คณะผู้ดำเนินโครงงานขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ผู้มอบความรักความเมตตา สติปัญญา รวมทั้งเป็นผู้ให้ทุกสิ่งทุกอย่างตั้งแต่วัยเยาว์จวบจนถึงปัจจุบัน คอยเป็นกำลังใจทำให้ได้รับความสำเร็จอย่างทุกวันนี้ และขอขอบคุณทุกๆคนในครอบครัวของคณะผู้ดำเนินโครงงานที่ไม่ได้กล่าวไว้ ณ ที่นี้ด้วย

นายภวิส พรหมเรืองฤทธิ์
นายโชคชัย เธียรเล็ก

สารบัญ

หน้า

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

บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ที่มาและความสำคัญของโครงงาน 1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน 1
1.3 ขอบเขตโครงงาน 2
1.4 ขั้นตอนและแผนการดำเนินการงาน 2
1.5 ประโยชน์ที่จะได้รับ 3
1.6 รายละเอียดงบประมาณตลอดโครงงาน 3

บทที่ 2 ระบบที่ใช้ศึกษา 4
2.1 ประวัติความเป็นมาของกิจการไฟฟ้า 4
2.2 ประวัติความเป็นมาของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย 6
2.3 สรุปวิวัฒนาการของกิจการไฟฟ้าไทย 17

บทที่ 3 การวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ 21
3.1 หลักการวัดผลประสิทธิภาพ 21
3.1.1 คุณภาพการให้บริการ 21
3.1.2 ประสิทธิภาพ 21
3.1.3 ผลิตภาพ 22
3.2 ทฤษฎีวิธีการวัดประสิทธิภาพ 24

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.2.1 วิธีการวัดประสิทธิภาพ โดยใช้ Frontier approach 24

3.2.2 เทคนิคการวัดประสิทธิภาพของ Behavioural approach และ Axiomatic approach 24

3.3 การใช้วิธี DEA หาค่าดัชนี Malmquist TFP 25

3.4 การเลือกปัจจัยการผลิตและผลผลิต 28

3.5 โปรแกรมที่ใช้ในการวัดประสิทธิภาพ 28

3.5.1 การใช้โปรแกรม DEAP 2.1 และการวิเคราะห์ผลที่ได้ 29

บทที่ 4 การวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ...34

4.1 การจัดแบ่งข้อมูลในรูปแบบอนุกรมเวลา 34

4.2 การวิเคราะห์ข้อมูล 47

4.3 ปัจจัยและเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อผลิตภาพโดยรวมและการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค 49

4.3.1 ปัจจัยที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมโดยการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค 49

4.3.2 ปัจจัยที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมโดยการเปลี่ยนแปลงด้านประสิทธิภาพทางเทคนิค 52

4.4 การตรวจสอบข้อเท็จจริงเรื่องความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าที่เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 53

4.5 การประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค...53

บทที่ 5 สรุปผล 54

5.1 สรุปประสิทธิภาพการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 54

5.2 ปัญหาและแนวทางการแก้ไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 55

5.2.1 ประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการพัฒนาต่ำ 55

5.2.2 การการสูญเสียในระบบสายส่ง 56

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

เอกสารอ้างอิง.....57

ภาคผนวก ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม DEAP 2.1.....59

ประวัติผู้ดำเนินโครงงาน.....85

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

3.1 ปัจจัยตัวแปรการผลิตและผลผลิต 28
4.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 35
4.2 ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา....36
4.3 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค
และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม 47

สารบัญรูป

รูปที่ หน้า

2.1 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยที่เป็นแบบผูกขาด 7
2.2 ผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ 8
2.3 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน 10
3.1 สรุปหลักการและแผนการวัดประสิทธิภาพ 23
3.2 กราฟแสดงวิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP 27
3.3 การตั้งชื่อไฟล์ใน Notepad เป็นนามสกุล *-out 31
3.4 ตัวอย่างการตั้งค่าในนามสกุล *-ins 32
3.5 การใช้โปรแกรม DEAP 2.1 33
4.1 การค่าสะสมการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 48
4.2 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบสายส่งที่ระดับแรงดันสูง 50
4.3 ความยาวของระบบสายส่ง (km) ที่ระดับแรงดันสูง 50
4.4 ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA) ที่ระดับแรงดันสูง 51
4.5 ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 51

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของโครงงาน

การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยได้เริ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2535 โดยเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในส่วนของการผลิตไฟฟ้าซึ่งอยู่ในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนอิสระ (Independent power producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small power producer: SPP) โดยมีสาเหตุของการปฏิรูปเนื่องด้วยในช่วงปี พ.ศ. 2530 ถึง พ.ศ. 2535 เศรษฐกิจของประเทศไทยได้เติบโตอย่างรวดเร็วด้วยผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ (Gross domestic product: GDP) สูงถึง 9.5% ซึ่งผลิตภัณฑ์ภายในประเทศสูงขึ้นเนื่องมาจากการลงทุนจากภาคอุตสาหกรรมจึงทำให้อัตราการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ส่งผลทำให้การไฟฟ้าฯ ไม่สามารถจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากขาดเงินลงทุน ด้วยเหตุนี้ทางการไฟฟ้าฯ จึงได้ยื่นเรื่อง การขอกู้ยืมเงินทุนจากสถาบันการเงินสากล เช่น ธนาคารโลก (World bank) และกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International monetary fund: IMF) โดยมีเงื่อนไข คือ ให้มีการจัดเปลี่ยนปฏิรูปการไฟฟ้า เพื่อเพิ่มผลิตภาพและประสิทธิภาพในการทำงานของกิจการไฟฟ้า เนื่องจากสถาบันการเงินสากลดังกล่าวมีความกังวลในด้านประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทยที่เป็นแบบผูกขาด (Monopoly) ทำให้ขาดการแข่งขันและไม่มีทางเลือกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นโครงงานนี้จึงจัดทำเพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency) ในส่วนของหน่วยงานจัดจำหน่ายไฟฟ้าในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป ซึ่งโครงงานนี้จะพิจารณาในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทั้งนี้เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวมาข้างต้นนั้น มีผลมาจากประสิทธิภาพการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือไม่ รวมทั้งเพื่อประเมินกระทบของการปฏิรูปที่เกิดขึ้นที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน

1) เพื่อศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค
2) เพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป

3) เพื่อตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้น เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือไม่

4) เพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 ขอบเขตโครงงาน

1) ศึกษาหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค

2) วิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูปในช่วงปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552

3) ตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กล่าวอ้างนั้นเป็นผลมาจากประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือไม่ โดยตรวจสอบจากประสิทธิภาพทางเทคนิคและผลิตภาพโดยรวม

4) ประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.4 ขั้นตอนและแผนการดำเนินการงาน

รายละเอียด	ปี 2554							ปี 2555		
	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.
1) วางแผนการดำเนินงาน										
2) ศึกษาหลักการที่นำมาวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ										
3) ทำการรวบรวมข้อมูล										
4) ศึกษาการใช้ DEAP 2.1										
5) วิเคราะห์และตรวจสอบข้อมูล										
6) เสนอโครงงาน										
7) จัดทำรูปเล่มปริญญานิพนธ์										

1.5 ประโยชน์ที่จะได้รับ

1) สามารถใช้งานโปรแกรม DEAP 2.1 ได้
2) ได้ทราบถึงผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูป
3) ได้ทราบถึงผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อผลิตภาพโดยรวมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4) ได้ทราบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือไม่

1.6 รายละเอียดงบประมาณตลอดโครงงาน

1) ค่าเข้าเล่มปริญญานิพนธ์	500 บาท
2) ค่าพิมพ์เอกสาร	500 บาท
3) ค่าอุปกรณ์และค่าเดินทาง	1,000 บาท
รวมเป็นเงิน (สองพันบาทถ้วน)	2,000 บาท

หมายเหตุ: ถัวเฉลี่ยทุกรายการ

บทที่ 2
ระบบที่ใช้ศึกษา

โครงงานฉบับนี้ได้ทำการศึกษาเพื่อประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นเพียงส่วนหนึ่งของกิจการไฟฟ้าไทยจึงต้องมีการศึกษาประวัติความเป็นมารวมทั้งศึกษาโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าไทยเพื่อสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องและสามารถเข้าใจเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ ดังหัวข้อต่อไปนี้

2.1 ประวัติความเป็นมาของกิจการไฟฟ้า

ประเทศไทยมีไฟฟ้าใช้เป็นครั้งแรกเมื่อปี พ.ศ. 2427 ในรัชสมัยของพระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว รัชกาลที่ 5 ซึ่งผู้ให้กำเนิดกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย คือ จอมพลเจ้าพระยาสุรศักดิ์มนตรี (เจิม แสงชูโต) เมื่อครั้งมีบรรดาศักดิ์เป็นเจ้าหมื่นไวยวรนาถโดยท่านได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เดินสายไฟฟ้า และติดดวงโคมไฟฟ้าที่กรมทหารหน้าซึ่งเป็นที่ตั้งกระทรวงกลาโหมในปัจจุบันในวันที่เปิดทดลองใช้แสงสว่าง ด้วยไฟฟ้าเป็นครั้งแรกนั้น ปรากฏว่าบรรดาขุนนางข้าราชการและประชาชนมาดูแสงไฟฟ้าอย่างแน่นขนัดด้วยความตื่นตาตื่นใจ เมื่อความทรงทราบฝ่าละอองธุลีพระบาท พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว รัชกาลที่ 5 ทรงโปรดเกล้าฯ ให้ติดตั้งไฟฟ้าแสงสว่างขึ้นในวังหลวงทันทีจากนั้นมาไฟฟ้าก็เริ่มแพร่หลายไปตามวังเจ้านาย

กิจการไฟฟ้าในประเทศไทย เริ่มก่อตัวเป็นรูปเป็นร่างขึ้นเมื่อบริษัทจากประเทศเดนมาร์กได้ขอสัมปทานผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อใช้เดินรถรางจากบางคอแหลมถึงพระบรมมหาราชวัง เป็นครั้งแรก ชื่อบริษัท ไฟฟ้าสยาม จำกัด และได้ขยายการผลิตไฟฟ้าเพื่อแสงสว่าง โดยติดตั้งระบบผลิตที่มั่นคงถาวรขึ้นที่วัดเลียบ (ที่ตั้งการไฟฟ้านครหลวงในปัจจุบัน) ต่อมาในปี พ.ศ. 2457 โปรดเกล้าให้ตั้งโรงไฟฟ้า ขึ้นอีก 1 โรง เรียกว่าการไฟฟ้าหลวง สามเสน ซึ่งต่อมามีฐานะเป็นกองหนึ่งของกรมโยธาเทศบาล กระทรวงมหาดไทยและในที่สุดได้รวมเข้ากับกิจการไฟฟ้ากรุงเทพฯ (วัดเลียบ) จนกลายมาเป็นการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในปัจจุบัน ซึ่งรับผิดชอบดูแล พื้นที่กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และ นนทบุรี รวม 3 จังหวัด

สำหรับกิจการไฟฟ้าในส่วนภูมิภาค เริ่มต้นอย่างเป็นทางการเมื่อทาง ราชการได้ตั้งแผนกไฟฟ้าขึ้น ในกองบุราภิบาล กรมสาธารณสุขกระทรวงมหาดไทย และได้ก่อสร้างไฟฟ้าเทศบาลเมืองนครปฐมขึ้น เพื่อจำหน่ายไฟฟ้า ให้แก่ประชาชนเป็นแห่งแรกเมื่อปี พ.ศ. 2473 จากนั้นมาไฟฟ้าจึงได้แพร่หลายไปสู่หัวเมืองต่างๆ ขณะเดียวกันก็มีเอกชนขอสัมปทานจัดตั้งการไฟฟ้าขึ้น

หลายแห่ง ต่อมาในปี พ.ศ. 2477 มีการปรับปรุงแผนกไฟฟ้า เป็นกองไฟฟ้า สังกัดกรมโยธาเทศบาล กระทรวงมหาดไทย และภายหลังเปลี่ยนชื่อเป็น กองไฟฟ้าภูมิภาค หลังจากก่อสร้างไฟฟ้าที่เทศบาลเมืองนครปฐมเป็นแห่งแรกและมีการทยอยก่อสร้างไฟฟ้าให้ชุมชนขนาดใหญ่ ระดับจังหวัดและอำเภอต่างๆเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ แต่ในช่วงสงครามโลกครั้งที่ 2 กิจการไฟฟ้า ขาดแคลนอะไหล่ และน้ำมันเชื้อเพลิง ระบบผลิตชำรุดทรุดโทรม จนถึง ปี พ.ศ. 2490 สภาวะทางเศรษฐกิจเริ่มดีขึ้น ประเทศไทยเริ่มพัฒนาท้องถิ่นให้เจริญขึ้นดังนั้นภารกิจของไฟฟ้าภูมิภาค จึงหนักหน่วงขึ้น รัฐบาลเริ่มเห็นความจำเป็น ในการเร่งขยายการก่อสร้างกิจการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นใหม่ และดำเนินกิจการไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมให้ดีขึ้นจึงได้จัดตั้ง องค์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อปี พ.ศ. 2497 เพื่อรับผิดชอบดำเนินกิจการไฟฟ้าในส่วนภูมิภาค

องค์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้รับการก่อตั้งขึ้นเป็นองค์การเอกเทศ ตามพระราชกฤษฎีกา ซึ่งให้ไว้เมื่อวันที่ 6 มีนาคม พ.ศ. 2497 และประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 16 มีนาคม พ.ศ. 2497 มีการ แต่งตั้ง คณะกรรมการขึ้น เป็นผู้ควบคุมการบริหาร อยู่ภายใต้การควบคุมของ กรมโยธาเทศบาล

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภค ก่อตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 ตั้งแต่วันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2503 มีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ คือ จัดให้ได้มา จัดส่งและจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ธุรกิจและอุตสาหกรรมต่างๆในเขตจำหน่าย 74 จังหวัดทั่วประเทศ ยกเว้น จังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และ จังหวัดสมุทรปราการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ที่ กรุงเทพมหานคร ทำหน้าที่กำหนดนโยบายและแผนงาน ให้คำแนะนำตลอดจนจัดหาวัสดุอุปกรณ์ต่างๆให้หน่วยงานในส่วนภูมิภาค โดยแบ่งการบริหารงานออกเป็น 4 ภาค แต่ละภาคประกอบด้วย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำนวน 3 เขต รวมเป็น 12 เขต ทำหน้าที่ควบคุมและให้คำแนะนำแก่สำนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในสังกัด ได้แก่

ภาคเหนือ	ได้แก่	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคเหนือ) จ.เชียงใหม่
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคเหนือ) จ.พิษณุโลก
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคเหนือ) จ.ลพบุรี
ภาคกลาง	ได้แก่	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคกลาง) จ.พระนครศรีอยุธยา
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคกลาง) จ.ชลบุรี
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคกลาง) จ.นครปฐม

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ได้แก่	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จ.อุดรธานี
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จ.อุบลราชธานี
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ.นครราชสีมา
ภาคใต้	ได้แก่	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคใต้) จ.เพชรบุรี
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคใต้) จ.นครศรีธรรมราช
		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาค) จ.ยะลา

2.2 ประวัติความเป็นมาของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย

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

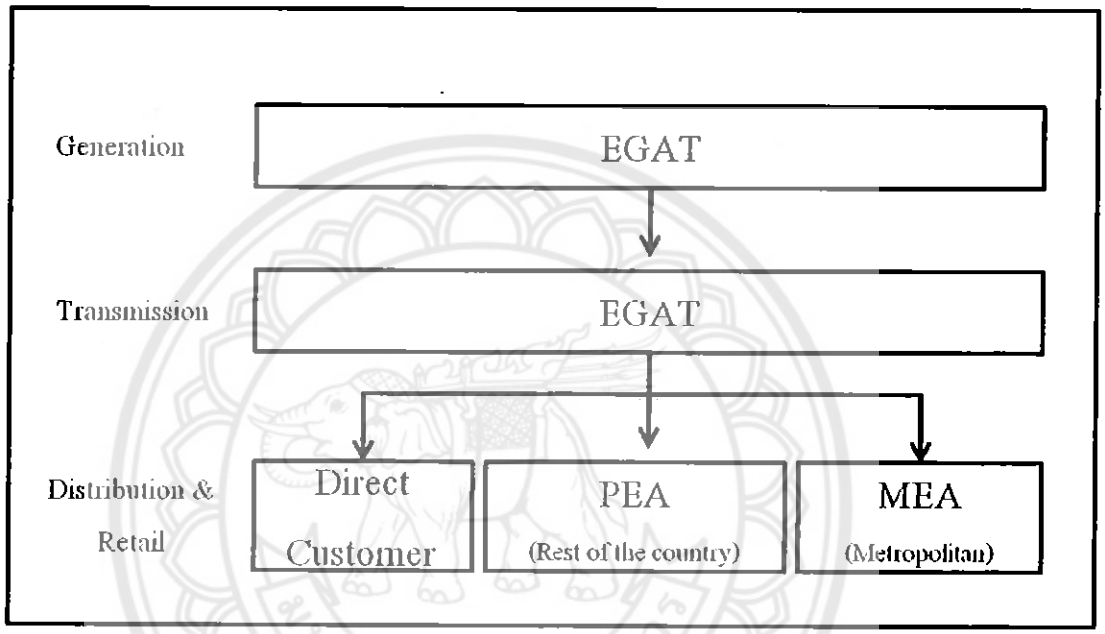
ดังนั้น ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 5 (พ.ศ. 2529-2530) รัฐบาลจึงได้กำหนดเป้าหมายลดการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงลงเฉลี่ย 3% ต่อปี และให้มีการใช้ ก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมทั้ง ให้มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการใช้น้ำมันลง โดยให้มีการใช้ลิกไนต์ และพลังน้ำเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ได้กำหนดเป้าหมายให้มีการประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง การดำเนินการตามเป้าหมายดังกล่าวนับว่าประสบผลสำเร็จเพราะสามารถลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศลงได้ จากสัดส่วน 90% ในปี พ.ศ. 2524 เหลือเพียง 58% ในปี พ.ศ. 2529

อย่างไรก็ตาม ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 5 รัฐบาลได้ปรับปรุงขยายบริการพื้นฐานของประเทศในสัดส่วนที่สูง มีการลงทุนในส่วนของภาครัฐวิสาหกิจเพิ่มสูงขึ้นเกือบ 2 เท่า เมื่อเทียบกับช่วงของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 4 ทำให้ต้องพึ่งแหล่งเงินกู้จากต่างประเทศมากขึ้น โดย 60% ของหนี้ต่างประเทศเป็นหนี้ที่รัฐบาลค้ำประกันให้กับรัฐวิสาหกิจ และเกือบ 90% ของหนี้ รัฐวิสาหกิจเป็นการก่อหนี้กับต่างประเทศ เนื่องจากรายได้ของรัฐวิสาหกิจ และเงินอุดหนุนจากภาครัฐ รวมทั้งแหล่งเงินกู้ในประเทศไม่เพียงพอ

ในปี พ.ศ. 2530 ภาวะเศรษฐกิจของประเทศฟื้นตัวขึ้นอย่างรวดเร็วด้วยผลิตภัณฑ์ภายในประเทศสูงถึง 9.5% ดังรูปที่ 2.2 เนื่องมาจากการลงทุนจากภาคอุตสาหกรรมทำให้อัตราการ

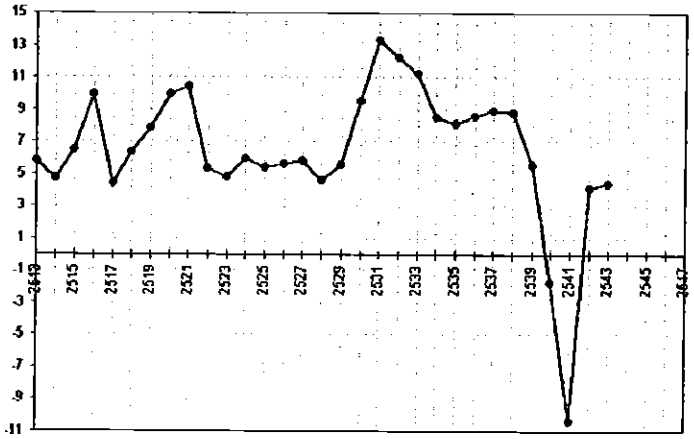
ใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ส่งผลทำให้การไฟฟ้าฯ ไม่สามารถจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากขาดเงินลงทุน ด้วยเหตุนี้ทางการไฟฟ้าจึงได้ยื่นเรื่อง การขอกู้ยืมเงินทุนจากสถาบันการเงินสากล เช่น ธนาคารโลกและกองทุนการเงินระหว่างประเทศ โดยมีเงื่อนไข คือ ให้มีการจัดเปลี่ยนปฏิรูปการไฟฟ้า เพื่อเพิ่มผลิตภาพและประสิทธิภาพในการทำงาน

เนื่องจากสถาบันการเงินสากลดังกล่าวมีความกังวลในด้านประสิทธิภาพการทำงานของกิจการไฟฟ้าไทยที่เป็นแบบผูกขาด ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยที่เป็นแบบผูกขาด

รัฐบาลจึงได้พิจารณาที่จะดำเนินการแปรสภาพการบริหารงานของรัฐวิสาหกิจให้เป็นเชิงธุรกิจเพื่อให้การบริหารงานมีความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากขึ้น และจึงมีการสนับสนุนภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินงาน เพื่อแบ่งเบาภาระทางด้านการเงินของภาครัฐ และลดการพึ่งพาเงินกู้จากต่างประเทศ รัฐบาลจึงมีนโยบายให้มีการระดมทุนจากภาคเอกชนในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ตามแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2530-2534)



รูปที่ 2.2 ผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ

ที่มา: ณวิล นิลใบ (2544)

จากการที่รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมให้ภาคเอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ต้นพลังงานที่เหลือ (Residue fuel) หรือผลิตไฟฟ้าร่วมกับการผลิตพลังงานรูปแบบอื่น เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุดและเป็นการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยให้มีการจัดทำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนเหล่านี้ รวมทั้งให้มีการศึกษาความเหมาะสมในการกำหนดหลักเกณฑ์ให้ภาคเอกชนเข้ามาแข่งขันลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ด้วยวิธีประกวดราคา เพื่อช่วยลดภาระการลงทุนของภาครัฐด้วย

ต่อมาบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด ได้จัดตั้ง "บริษัทผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด" ขึ้น เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2537 เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าระยองจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1,232 MW โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระยะยาว 20 ปี และได้จัดตั้ง "บริษัทผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด" ขึ้น เมื่อวันที่ 20 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2538 เพื่อรับซื้อโรงไฟฟ้าขนอมจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เช่นเดียวกัน มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 824 MW

สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนที่มีต้นพลังงานเหลือ ได้มีการจัดทำระเบียบแล้วเสร็จและออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก วันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2535 เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ในงวดที่ 1 ปริมาณรวม 300 MW โดยผู้ผลิต แต่ละรายจะจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ไม่เกิน 50 MW ปรากฏว่าเมื่อครบกำหนดมีผู้สนใจเสนอขายเพียง 10 ราย รวมปริมาณ 75 MW ต่อมาจึงได้ขยายเวลารับซื้อออกไปโดยไม่มีกำหนด และขยายปริมาณการรับซื้อแต่ละรายจากไม่เกิน 50 MW เป็นไม่เกิน 60 MW ปรากฏว่ามีผู้เสนอขายในปริมาณรวมที่สูงกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อ จึงได้มีการขยายปริมาณการรับซื้อเพิ่มเติมอีก 2 ครั้ง โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่

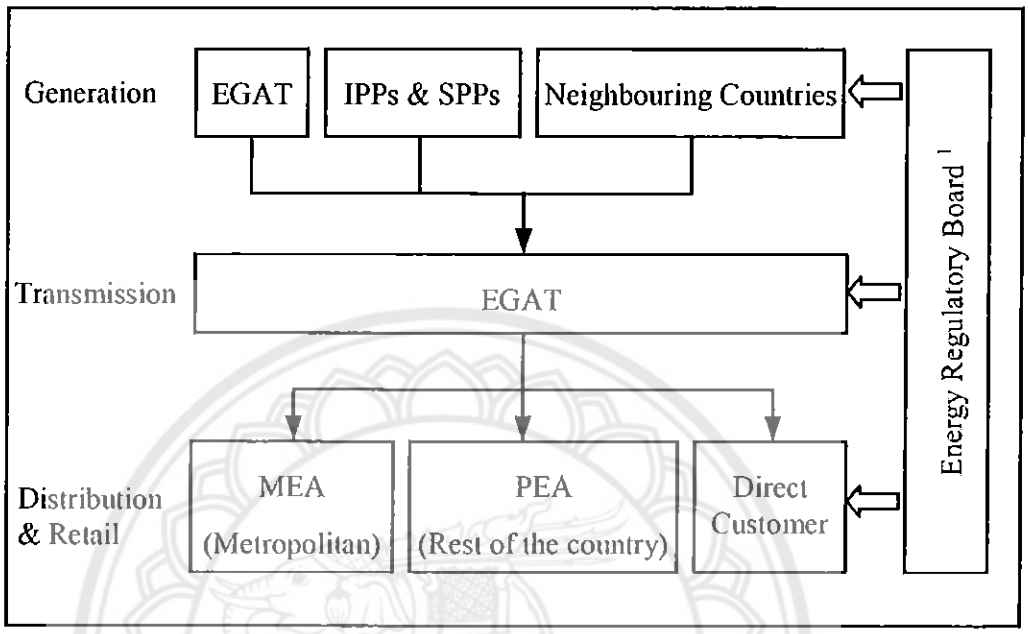
28 พฤศจิกายน พ.ศ. 2538 ให้เพิ่มปริมาณรับซื้อจาก 300 MW เป็น 1,444 MW และได้มีมติอีกครั้งเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม พ.ศ. 2539 ให้เพิ่มจาก 1,444 MW เป็น 3,200 MW

นอกจากการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กแล้ว ได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์ให้เอกชนเข้ามาแข่งขันลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม พ.ศ. 2537 ให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูปผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนอิสระและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าในระยะแรกรวม 3,800 MW ตั้งแต่วันที่ 15 ธันวาคม พ.ศ. 2537 ซึ่งเปิดโอกาสให้เอกชนแต่ละรายเสนอโครงการได้ไม่เกินโครงการละ 1,400 MW ต่อมาในเดือนเมษายน พ.ศ. 2538 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มอีก 10% รวมยอดปริมาณการรับซื้อทั้งหมด 4,200 MW กำหนดวันยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2538 ปรากฏว่ามีผู้ยื่นข้อเสนอทั้งหมด 32 ราย รวมกำลังผลิต 39,000 MW สูงกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อไว้มาก หลังจากนั้นความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว คณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม พ.ศ. 2539 เพิ่มปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนอีก 1,600 MW รวมเป็นปริมาณรับซื้อทั้งสิ้น 5,800 MW

การดำเนินการดังกล่าวข้างต้นไม่ว่าจะเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูปผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนอิสระตลอดจนการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย บางส่วน โดยการจัดตั้ง บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด ขึ้นเพื่อรับซื้อโรง ไฟฟ้าระยอง และขนอมจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ซึ่งกลายเป็น บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด EGCO) แล้วนำเข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (ตลท.) เพื่อให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของกิจการไฟฟ้า ล้วนเป็นนโยบายที่มุ่งเน้นการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชนในกิจการไฟฟ้าของประเทศ เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมหาศาล โดยส่วนหนึ่งต้องกู้เงินจากต่างประเทศเนื่องจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ไม่สามารถที่จะลงทุนได้เองทั้งหมด ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศมีปริมาณเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องให้ภาคเอกชนเข้ามาช่วยแบ่งเบาภาระดังกล่าว เพื่อให้กิจการ ไฟฟ้าสามารถสนองตอบความต้องการได้อย่างเพียงพอโดยไม่เป็นภาระแก่ภาครัฐ

อย่างไรก็ตาม ระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่และระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศยังคงอยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและบริการค้าปลีกยังอยู่ในความดูแลของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทำการผลิตไฟฟ้าและ นำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ลาว มาเลเซีย เพื่อส่งไฟฟ้าเพื่อขายให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อขายให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าอีกทอดหนึ่ง โดย การไฟฟ้านครหลวงรับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ ส่วนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รับผิดชอบในเขตจังหวัดอื่นๆ ที่เหลือทั้งหมดทั่วประเทศ จึงอาจกล่าวได้ว่ากิจการไฟฟ้าของประเทศเกือบทั้งหมดอยู่ภายใต้ความ

รับ ผิดชอบและการให้บริการของ 3 หน่วยงานหลักดังกล่าวเท่านั้น ทำให้ระบบการจัดหาและการให้บริการยังคงมีลักษณะของการผูกขาด ซึ่งจัดอยู่ในรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในระบบ Single Buyer ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน

ที่มา: Wattana และคณะ (2008)

ต่อมาในปี พ.ศ. 2540 มีการเกิดวิกฤตเศรษฐกิจขึ้นส่งผลให้มีการเร่งปรับโครงสร้างและแปรรูปรัฐวิสาหกิจให้เร็วขึ้น โดย คณะกรรมการกำกับนโยบายด้านรัฐวิสาหกิจ ได้จัดทำแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจ เพื่อใช้เป็นกรอบในการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 1 กันยายน พ.ศ. 2541 ในส่วนของการจัดการด้านไฟฟ้าได้กำหนดกรอบให้มีการศึกษาเพื่อกำหนดโครงสร้างอุตสาหกรรมที่มีการแข่งขัน เพื่อเปิดให้มีการแข่งขันเสรีในตลาดซื้อขายไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546 เป็นต้นไป รวมทั้ง ได้กำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แปรรูปโรงไฟฟ้าราชบุรีภายในปี พ.ศ. 2542

แต่เนื่องจากได้เกิดกระแสการคัดค้านจากพนักงานรัฐวิสาหกิจ ซึ่งมองว่ารัฐมุ่งหวังจะขายทรัพย์สินของประเทศให้ต่างชาติ และไม่เห็นด้วยกับการจัดสรรรายได้จากการขายทรัพย์สินและขายหุ้นเข้ากองทุนเพื่อฟื้นฟูและพัฒนาระบบสถาบันการเงินตามหลักเกณฑ์ของกระทรวงการคลัง จึงส่งผลให้การดำเนินการตามแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจต้องล่าช้าออกไป อย่างไรก็ตาม ในระหว่างนั้นได้มีการพิจารณายกร่างกฎหมายเกี่ยวกับทุนรัฐวิสาหกิจแล้วเสร็จ โดยได้มีการประกาศใช้พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม พ.ศ. 2542 เพื่อใช้เป็นเครื่องมือของรัฐในการเปลี่ยนสถานะรัฐวิสาหกิจจากรูปแบบเดิมให้เป็นบริษัทจำกัด หรือ

บริษัทมหาชนจำกัด แต่ยังคงมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจประเภทหนึ่ง เพื่อเป็นพื้นฐานเบื้องต้นในการแปรรูปรัฐวิสาหกิจให้เป็นองค์กรธุรกิจอย่างเต็มรูปแบบในระยะต่อไป

การเพิ่มบทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเพื่อเพิ่มการแข่งขันในระดับการผลิตไฟฟ้าและการระดมทุนจากภาคเอกชนในโครงการโรงไฟฟ้าระยอง ขนอม และราชบุรี ดังกล่าวข้างต้น เป็นการแปรรูปกิจการไฟฟ้าเพื่อนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวม ยังไม่เกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปโดยตรง และผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ยังคงซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยกเว้นลูกค้าอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ใกล้โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะมีทางเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ แผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจที่ได้จัดทำขึ้นก็เป็นเพียงแนวทางการดำเนินงานกว้างๆเท่านั้น ดังนั้น ในการดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศยังจำเป็นต้องมีการศึกษาในรายละเอียดเพื่อหาแนวทางที่เหมาะสม

ต่อมาคณะรัฐมนตรีได้มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) หรือปัจจุบัน คือ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ดำเนินการศึกษาการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศในรายละเอียด ผลการศึกษาได้นำมาสู่การจัดทำข้อเสนอการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม พ.ศ. 2543 โดยในส่วนของกิจการผลิตไฟฟ้าจะมีผู้ผลิตไฟฟ้าหลายรายซึ่งรวมถึงโรงไฟฟ้าที่จะแยกออกจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เข้ามาแข่งขันเพื่อประมูลขายไฟฟ้าในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ในส่วนของผู้ค้าปลีกไฟฟ้าจะเปิดให้มีการแข่งขันจากผู้ค้าปลีกหลายราย ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่จะสามารถเลือกซื้อจากผู้ค้าปลีกรายใดก็ได้ โดยผู้ค้าปลีกดังกล่าวสามารถซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าต่างๆผ่านตลาดกลางฯ แล้วจัดส่งไฟฟ้ามาตามสายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งจะทำให้เกิดการแข่งขันในด้านราคาและคุณภาพบริการ

ต่อมาได้มีการจัดทำแผนการดำเนินงานในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งคณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม พ.ศ. 2543 และมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการตามแผนการดำเนินงานดังกล่าว ซึ่งมีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

1) การจัดทำกฎตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Market rules) เพื่อเป็นตัวกำหนดประสิทธิภาพของการแข่งขัน และกำหนดรายละเอียดของกิจกรรมอื่นๆ ซึ่งจะครอบคลุมถึงกฎเกณฑ์ กติกาในการซื้อขายไฟฟ้า และการกำหนดราคา ตลอดจนข้อปฏิบัติทางเทคนิคในการควบคุมความมั่นคงของระบบ และตรวจวัดหน่วยไฟฟ้าเพื่อชำระเงิน

2) การยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน เพื่อให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานแห่งชาติ ทำหน้าที่ในการกำกับดูแลการประกอบกิจการ

พลังงาน การออกใบอนุญาต ส่งเสริมการแข่งขัน ป้องกันการใช้อำนาจผูกขาด และให้ความคุ้มครองผู้บริโภค

3) การยกร่างกฎหมายรอง ภายใต้ร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน เป็นการจัดทำร่างกฎระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ และสัญญาข้อปฏิบัติต่างๆ รวมถึงการจัดเตรียมหลักเกณฑ์ในการกำหนดอัตราค่าบริการระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า และรายละเอียดอื่นๆ ทางกฎหมายที่จำเป็นต่อการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระ และการดำเนินการของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในอนาคต

4) การจัดการต้นทุนและหนี้สินติดค้าง (Stranded cost) เป็นการจัดการกับต้นทุนที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ อันเป็นผลมาจากการลงทุนและการดำเนินงานในกิจการไฟฟ้า ที่เกิดขึ้นแล้วก่อนการปรับโครงสร้างและแปรรูปกิจการไฟฟ้า ซึ่งต้องมีการจัดทำแบบจำลองทางการเงินเพื่อประเมินมูลค่าและวิธีการจัดการกับต้นทุนติดค้าง

5) การดำเนินการด้านระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นการจัดทำข้อกำหนดการเชื่อมโยง การใช้บริการ และการปฏิบัติการระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้ง การกำหนดขอบเขตความเป็นเจ้าของ การควบคุมดูแล และการปฏิบัติการ ระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่ายให้มีความชัดเจน

6) การเตรียมความพร้อมภายในองค์กรของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นการเตรียมการให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเข้าสู่ระบบการแข่งขัน โดยการปรับหน่วยงานต่างๆภายในองค์กรให้เป็นหน่วยธุรกิจเชิงพาณิชย์ และการจัดตั้งบริษัทผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการเตรียมความพร้อมด้านเทคโนโลยีต่างๆ

7) การเตรียมความพร้อมภายในองค์กรของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นการปรับกิจกรรมหลักภายในองค์กรให้มีการดำเนินการเชิงพาณิชย์ แยกธุรกิจที่ไม่ใช่ธุรกิจหลัก ออกเป็นบริษัทในเครือ และลดสัดส่วนการถือหุ้นในที่สุด รวมทั้งการเตรียมความพร้อมด้านเทคโนโลยีต่างๆ

8) การจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power pool) มีสถานะเป็นนิติบุคคลตามกฎหมาย มีวัตถุประสงค์เพื่อประกอบกิจการเป็นศูนย์ควบคุมระบบ ศูนย์ปฏิบัติการ ทางการตลาด และศูนย์บริหารการชำระเงิน ซึ่งจะทำหน้าที่เป็นตัวกลางในการซื้อขายไฟฟ้าในระดับการขายส่งระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้า และผู้ซื้อไฟฟ้า

ต่อมาเมื่อวันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2544 ได้มีการประชุมระดมความคิดเพื่อวางแผนกำหนดแนวทางการพัฒนาตลาดหุ้นไทย โดยมีนายกรัฐมนตรี พ.ต.ท. ทักษิณ ชินวัตร เป็นประธาน ที่ประชุมได้กำหนดแนวทางในการนำรัฐวิสาหกิจเข้าจดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในส่วนของกิจการไฟฟ้ากำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือกิจการบางส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาด

หลักทรัพย์ฯ ในไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2546 ส่วนการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดให้จดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ฯ ในไตรมาสที่ 4 ของปี พ.ศ. 2546

ในวันที่ 8 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ตัวแทนจากองค์กรภาคประชาชน อาทิ มูลนิธิเพื่อผู้บริโภค สหพันธ์องค์กรผู้บริโภค และสหภาพแรงงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ยื่นฟ้องคดีต่อศาลปกครองสูงสุด ขอให้ศาลมีคำพิพากษาสั่งเพิกถอนพระราชกฤษฎีกากำหนดอำนาจ สิทธิ และประโยชน์ของบริษัท การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำกัด (มหาชน) พ.ศ. 2548 และพระราชกฤษฎีกากำหนดเงื่อนไขยกเลิกกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2548 ตามที่คณะรัฐมนตรีมีมติให้แปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยเตรียมกระจายขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในวันที่ 16-17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ได้มีการยื่นฟ้อง พันตำรวจโททักษิณ ชินวัตร จึงทำให้การแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่ประสบผลสำเร็จ

ต่อมาในวันที่ 19 มิถุนายน พ.ศ. 2550 คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเห็นชอบ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power development plan: PDP) ใน พ.ศ. 2550-2564 ที่เรียกว่า แผน PDP 2007 ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) โดยแผน PDP 2007 ได้กำหนดทางเลือกให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ ปริมาณ 2,000 MW ในปี พ.ศ. 2563 และอีก 2,000 MW ในปี พ.ศ. 2564 เพื่อให้เป็นทางเลือกในการจัดหาเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าในระยะยาวซึ่งจะทำให้ประเทศมีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและมีความมั่นคงทางด้านพลังงาน และส่งเสริมนโยบายกระจายแหล่งเชื้อเพลิง เนื่องจากปัจจุบันมีการใช้ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและทะเลอันดามันเกือบ 70% ของเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้าถ่านหินถูกต่อต้าน และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนยังทำได้ค่อนข้างจำกัด ลดแรงกดดันจากภาวะโลกร้อน เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่สะอาดมิได้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ นอกจากนี้โรงไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ยังช่วยรักษาระดับราคาพลังงานให้มีเสถียรภาพ สามารถแข่งขันได้ในระยะยาว โดยจะช่วยลดการผันผวนของราคาพลังงานที่มีแนวโน้มจะสูงขึ้นมากในอนาคต และประการสุดท้ายพลังงานนิวเคลียร์ยังช่วยสงวนก๊าซในอ่าวไทยไว้ใช้สำหรับประโยชน์อื่นที่มีคุณค่าสูงกว่า เช่น การคมนาคมขนส่ง และอุตสาหกรรม ปิโตรเคมี เป็นต้น ในวันที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2550 และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ มีมติเห็นชอบให้มีการจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (สพน.) เป็นหน่วยงานภายในกระทรวงพลังงาน และต่อมาเมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ. 2552 คณะกรรมการพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติให้ความเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) โดยปรับลดกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในปี พ.ศ. 2563 และ พ.ศ. 2564 ลงให้เหลือปีละ 1,000 MW จากเดิมปีละ 2,000 MW และเห็นชอบแผนการดำเนินงานและวงเงินงบประมาณในช่วงเตรียมเริ่มโครงการ 3 ปีแรกระหว่างปี พ.ศ. 2551–2553 ตามแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานฯ แบ่งโครงการฯ ออกเป็น 4 ระยะ ได้แก่

- ระยะที่ 1 เตรียมเริ่มโครงการ ปี พ.ศ. 2551–2553 (3 ปี)
- ระยะที่ 2 ดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ปี พ.ศ. 2554–2556 (3 ปี)
- ระยะที่ 3 ก่อสร้างโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2557–2562 (6 ปี)
- ระยะที่ 4 เดินเครื่องโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2663

ขณะนี้อยู่ระหว่างการเตรียมเริ่มโครงการ โดยมีกิจกรรมที่จะต้องดำเนินการ ได้แก่ จัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ศึกษาความเหมาะสมโรงไฟฟ้าและสำรวจคัดเลือกสถานที่ตั้ง ทั้งนี้ ในปี พ.ศ. 2553 คณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้งโครงการสร้างพื้นฐานพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์ จะจัดทำรายงานความพร้อมของประเทศไทยเสนอรัฐบาลเพื่อขออนุมัติการดำเนินงานโครงการในระยะที่ 2 ต่อไป

ต่อมาได้มีกำหนดแนวทางการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ คือแผน PDP 2010 เป็นแผนระยะยาว 20 ปี เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2552 โดยได้มุ่งเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม คือ มีสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศที่เหมาะสม และมีการกระจายแหล่งและชนิดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ควบคู่ไปกับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้าใหม่ โดยส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี รวมถึงเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

หลังจากนั้นได้มีการแต่งตั้งคณะทำงานทบทวนสมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (คณะทำงานฯ) เพื่อทำหน้าที่ทบทวนสมมติฐานที่จะนำไปประกอบการพิจารณาจัดทำร่าง PDP 2010 ก่อนนำเสนอคณะอนุกรรมการฯ พิจารณาต่อไป องค์ประกอบของคณะทำงานฯ มีผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นประธานคณะทำงาน คณะทำงานประกอบด้วยผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม ผู้แทนองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์กรมหาชน) ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้แทนการไฟฟ้านครหลวง ผู้แทนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ในวันที่ 12 มีนาคม พ.ศ. 2553 ได้มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะ 20 ปีข้างหน้านี้ สรุปสาระสำคัญของแผน PDP 2010 ดังนี้

1) เหตุผลความจำเป็นการจัดทำแผน PDP 2010

1.1) เพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นในการลงทุนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

- โดยระบุโครงการ EGAT, IPP, SPP และ VSPP ที่มีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าชัดเจนแล้วเข้าไว้ในแผน

1.2) เพื่อดำเนินการตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ อย่างเป็นรูปธรรมโดยเร็ว

- นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี
- นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการ ADDER
- นโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพโดยผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม

1.3) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า ตามนโยบายการลดภาวะโลกร้อน

1.4) เพื่อปรับแผน PDP ให้สอดคล้องกับสภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนไป

2) การจัดทำแผน PDP

2.1) สร้างกลไกในการดำเนินการเพื่อให้ผู้ที่เกี่ยวข้องทุกภาคส่วนเข้ามามีส่วนร่วมในการจัดทำแผนฯ

- แต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และ คณะทำงานทบทวนสมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วย ผู้แทนหน่วยงานภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ เอกชนที่เกี่ยวข้อง รวมทั้ง นักวิชาการ และผู้ประกอบการ เป็นต้น
- จัดให้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็นทั้งกลุ่มย่อยและเปิดกว้างต่อสมมติฐานแผน PDP 2010 ในวันที่ 12 และ 17 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2553 โดยมีผู้เข้าร่วม 71 คน และ 297 คน ตามลำดับ และได้จัดให้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็นแบบเปิดกว้างต่อแผน PDP 2010 ในวันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2552 โดยมีผู้เข้าร่วมจำนวน 219 คน ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการฯ ได้นำความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากการสัมมนารับฟังความคิดเห็นในแต่ละครั้งข้างต้นมาประกอบการปรับปรุงสมมติฐาน และ แผน PDP 2010 ด้วยแล้ว

2.2) มุ่งเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม

- กระจายแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
- กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศอยู่ในระดับที่เหมาะสม
- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้าระบบ

- ส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงาน
- ทดแทน 15 ปี
- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม

2.3) นำความคิดเห็นจากการประชุมสัมมนาเชิงปฏิบัติการ เรื่อง PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2552 มาประกอบการพิจารณาด้วย (เช่น เสนอให้นำโครงการ DSM และโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP มาประกอบการพิจารณาจัดทำแผน PDP)

3) แผน PDP 2010 (2553-2573) ซึ่งเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าในระยะยาว 20 ปี

- กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี พ.ศ. 2553-2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2552 จำนวน 54,005 MW เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ระหว่างช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 จะประกอบด้วยโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆดังนี้
  - โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 4,617 MW
  - โรงไฟฟ้าระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม 7,137 MW
  - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 16,670 MW
  - โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (ปรับปรุงเขื่อนบางลาง และโครงการสูบกลับเขื่อนลำตะคอง) 512 MW
  - การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 11,669 MW
  - โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 5,000 MW
  - โรงไฟฟ้าถ่านหิน 8,400 MW

วันที่ 11 มีนาคม พ.ศ. 2554 เกิดเหตุการณ์แผ่นดินไหวขนาด 9.0 ริกเตอร์ และเกิดคลื่นสึนามิตามมาทางชายฝั่งตะวันออกของประเทศญี่ปุ่น ส่งผลให้อาคารคลุมเตาปฏิกรณ์ส่วนบนเกิดการระเบิดและไฟไหม้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima daiichi หน่วยที่ 1, 2, 3 และ 4 ที่ตั้งอยู่ในจังหวัดฟุคุชิมะ เนื่องด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉุกเฉินและระบบระบายความร้อนไม่ทำงานสาเหตุจากได้รับความเสียหายจากคลื่นสึนามิซึ่งภายหลังการระเบิดได้เกิดการฟุ้งกระจายของสารกัมตภาพรังสีสู่ภายนอก รัฐบาลญี่ปุ่นประกาศเหตุฉุกเฉินทางนิวเคลียร์ และให้ผู้คนที่อยู่โดยรอบโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima-daiichi ในระยะ 20 km ให้อพยพออกนอกพื้นที่ วันที่ 12 เมษายน พ.ศ. 2554 Nuclear and industrial safety agency (NISA) ของประเทศญี่ปุ่นได้ยื่นขอยกระดับมาตราการระหว่างประเทศว่าด้วยเหตุการณ์ทางนิวเคลียร์ (International nuclear and radiological event Scale: INES) ที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima-daiichi เป็นระดับ 7 ต่อ ทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่าง

ประเทศ (International atomic energy gency: IAEA) โดยได้รวมเอาอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima-daiichi หน่วยที่ 1, 2 และ 3 เป็นเหตุการณ์เดียว และสำหรับโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 4 ยังถูกจัดไว้ในระดับ 3 ตั้งแต่วันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2554 เป็นต้นมา ปัจจุบันบริษัท Tokyo Electric Power (TEPCO) อยู่ระหว่างดำเนินการระบายความร้อน และการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากสายส่งไฟฟ้าภายนอกเข้าสู่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และได้ออกประกาศว่ามีแผนการจะหล่อเย็นเตาปฏิกรณ์ทั้งหมด และควบคุมการแพร่กระจายของสารกัมมันตภาพรังสีทั้งหมดให้สำเร็จภายใน 6-9 เดือน

จากเหตุการณ์อุบัติเหตุของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima daiichi หน่วยที่ 1, 2, 3 และ 4 ในจังหวัดฟุคุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น ส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นและการยอมรับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของประเทศไทย รวมทั้งท่าทีของรัฐบาลในหลายประเทศต้องการทบทวนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอให้มีการปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อให้มีการทบทวนในมาตรการความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ (Nuclear safety) และการเตรียมความพร้อมในด้านต่างๆ เช่น ด้านกฎหมาย (Legislative framework) ด้านการกำกับดูแล (Regulatory framework) และด้านการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder involvement) รวมทั้งการมีแผนรองรับเพิ่มเติมดังบทเรียนที่เกิดขึ้นในประเทศญี่ปุ่น

2.3 สรุปวิวัฒนาการของกิจการไฟฟ้าไทย

สามารถแบ่งออกตามเหตุการณ์ที่สำคัญดังต่อไปนี้

1) กิจการไฟฟ้าในประเทศไทย เริ่มก่อตัวเป็นรูปเป็นร่างขึ้นเมื่อ บริษัทจากประเทศเดนมาร์กได้ขอสัมปทานผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อใช้การเดินรถรางจากบางคอแหลมถึงพระบรมมหาราชวัง โดยได้ติดตั้งระบบผลิตที่มั่นคงถาวรขึ้นที่วัดเลียบ (ที่ตั้งการไฟฟ้านครหลวงในปัจจุบัน) ต่อมาในปี พ.ศ. 2457 โปรดเกล้าให้ตั้งโรงไฟฟ้า ขึ้นอีก 1 โรง เรียกว่าการไฟฟ้าหลวงสามเสน จนในที่สุดได้รวมเข้ากับกิจการไฟฟ้ากรุงเทพฯ (วัดเลียบ) จนกลายมาเป็นการไฟฟ้านครหลวงในปัจจุบัน ซึ่งรับผิดชอบดูแล พื้นที่กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และ นนทบุรี รวม 3 จังหวัด

2) กิจการไฟฟ้าในส่วนภูมิภาค ได้เริ่มต้นโดยการก่อสร้างไฟฟ้าเทศบาลเมืองนครปฐมขึ้น เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ประชาชนเป็นแห่งแรกเมื่อปี พ.ศ. 2473 จากนั้นมาการจำหน่ายไฟฟ้าจึงได้แพร่หลายไปสู่หัวเมืองต่างๆจนไปถึงมีการก่อสร้างไฟฟ้าให้แก่ชุมชนขนาดใหญ่ ระดับจังหวัดและอำเภอต่างๆเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ

3) องค์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้รับการก่อตั้งขึ้นเป็นองค์การเอกเทศ ตามพระราชกฤษฎีกา ซึ่งให้ไว้เมื่อวันที่ 6 มีนาคม พ.ศ. 2497 และได้ประกาศลงในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่

16 มีนาคม พ.ศ. 2497 มีการ แต่งตั้ง คณะกรรมการขึ้น เป็นผู้ควบคุมการบริหาร อยู่ภายใต้การควบคุมของ กรมโยธาเทศบาล

4) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภค ก่อตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 ตั้งแต่วันที่ 28 กันยายน 2503 มีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ คือ จัดให้ได้มา จัดส่งและจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ธุรกิจและอุตสาหกรรมต่างๆในเขตจำหน่าย 74 จังหวัดทั่วประเทศ ยกเว้น จังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ

5) ในปี พ.ศ. 2530 ภาวะเศรษฐกิจของประเทศฟื้นตัวขึ้นอย่างรวดเร็วด้วยผลิตภัณฑ์ภายในประเทศสูงถึง 9.5% เนื่องมาจากการลงทุนจากภาคอุตสาหกรรมทำให้อัตราการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ส่งผลทำให้การไฟฟ้าฯ ไม่สามารถจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากขาดเงินลงทุน ด้วยเหตุนี้ทางการไฟฟ้าจึงได้ขึ้นเรื่อง การขอกู้ยืมเงินทุนจากสถาบันการเงินสากล เช่น ธนาคารโลก และกองทุนการเงินระหว่างประเทศ โดยมีเงื่อนไข คือ ให้มีการจัดเปลี่ยนปฏิรูปการไฟฟ้า เพื่อเพิ่มผลิตภาพและประสิทธิภาพในการทำงาน ทางรัฐบาลไทยจึงมีการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยซึ่งได้เริ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2535 โดยเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในส่วนของการผลิตไฟฟ้าซึ่งอยู่ในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก

6) คณะรัฐมนตรีได้มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติหรือปัจจุบัน คือ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ดำเนินการศึกษาการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศในวันที่ 25 กรกฎาคม พ.ศ. 2543 โดยในส่วนของกิจการผลิตไฟฟ้าจะมีผู้ผลิตไฟฟ้าหลายรายซึ่งรวมถึงโรงไฟฟ้าที่จะแยกออกจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เข้ามาแข่งขันเพื่อประมูลขายไฟฟ้าในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ในส่วนของผู้ค้าปลีกไฟฟ้าจะเปิดให้มีการแข่งขันจากผู้ค้าปลีกหลายราย ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่จะสามารถเลือกซื้อจากผู้ค้าปลีกรายใดก็ได้ โดยผู้ค้าปลีกดังกล่าวสามารถซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าต่างๆผ่านตลาดกลางฯ แล้วจัดส่งไฟฟ้ามาตามสายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อทำให้เกิดการแข่งขันในด้านราคาและคุณภาพบริการ

7) ในวันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2544 ได้มีการประชุมระดมความคิดเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาตลาดหุ้นไทย โดยมีนายกรัฐมนตรี พ.ต.ท. ทักษิณ ชินวัตร เป็นประธาน ที่ประชุมได้กำหนดแนวทางในการนำรัฐวิสาหกิจเข้าจดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในส่วนของกิจการไฟฟ้ากำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยหรือกิจการบางส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ฯ

ในไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2546 สำหรับการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ถูกกำหนดให้จดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ฯ ในไตรมาสที่ 4 ของปี พ.ศ. 2546

8) ในวันที่ 8 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ตัวแทนจากองค์กรภาคประชาชน อาทิ มูลนิธิเพื่อผู้บริโภค สหพันธ์องค์กรผู้บริโภค และสหภาพแรงงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ยื่นฟ้องคดีต่อศาลปกครองสูงสุด ขอให้ศาลมีคำพิพากษาสั่งเพิกถอนพระราชกฤษฎีกากำหนดอำนาจ สิทธิ และประโยชน์ของบริษัท การไฟฟ้าฝ่ายผลิต จำกัด (มหาชน) พ.ศ. 2548 และพระราชกฤษฎีกากำหนดเงื่อนไขยกเลิกกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2548 ตามที่คณะรัฐมนตรีมีมติให้แปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยเตรียมกระจายขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในวันที่ 16-17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ได้มีการยื่นฟ้อง พ.ต.ท.ทักษิณ ชินวัตร จึงทำให้การแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่ประสบผลสำเร็จ

9) ในวันที่ 16-17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ต่อมา 19 กันยายน พ.ศ. 2549 คณะทหารในนาม "คณะปฏิรูปการปกครองในระบอบประชาธิปไตย อันมีพระมหากษัตริย์ทรงเป็นประมุข" ซึ่งมี พล.อ. สนธิ บุญยรัตกลิน เป็นหัวหน้า ได้ทำการรัฐประหารยึดอำนาจรัฐบาลรักษาการ พ.ต.ท.ทักษิณ ชินวัตร ซึ่งกำลังปฏิบัติภารกิจอยู่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา จึงเป็นการแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่ประสบผลสำเร็จ พ.ศ. 2549 รัฐบาลชุดใหม่ได้ประกาศว่าจะไม่มีการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง

10) ในวันที่ 19 มิถุนายน พ.ศ. 2550 คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเห็นชอบ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP 2007) ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยแผน PDP 2007 ได้กำหนดทางเลือกให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ในปี พ.ศ. 2564 เพื่อให้เป็นทางเลือกในการจัดหาเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าในระยะยาวซึ่งจะทำให้ประเทศมีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและมีความมั่นคงทางด้านพลังงาน

11) ต่อมาได้มีกำหนดแนวทางการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แผนฉบับใหม่คือ PDP 2010 เป็นแผนระยะยาว 20 ปี เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2552 โดยได้มุ่งเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม โดยส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี รวมถึงเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

12) ในวันที่ 11 มีนาคม พ.ศ. 2554 เกิดเหตุการณ์แผ่นดินไหวขนาด 9.0 ริกเตอร์ และเกิดคลื่นสึนามิตามมาทางชายฝั่งตะวันออกของประเทศญี่ปุ่น ส่งผลให้อาคารคลุมเตาปฏิกรณ์ส่วนบนเกิดการระเบิดและไฟไหม้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ในจังหวัดฟุคุชิมะ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉุกเฉินและระบบระบายความร้อนไม่ทำงานหลังจากได้รับความเสียหายจากคลื่นสึนามิ ซึ่งภายหลังการระเบิดได้เกิดการฟุ้งกระจายของสารกัมตภาพรังสีสู่ภายนอก ทำให้ส่งผลกระทบต่อความ

เชื่อมั่นและการยอมรับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของประเทศไทย รวมทั้งท่าทีของรัฐบาลในหลายประเทศต้องการทบทวนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอให้มีการปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อให้มีการทบทวนในมาตรการความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ และการเตรียมความพร้อมในด้านต่างๆ รวมทั้งการมีแผนรองรับเพิ่มเติมดังบทเรียนที่เกิดขึ้นในประเทศญี่ปุ่น

บทที่ 3
การวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ

จุดประสงค์หลักของการศึกษาในบทนี้เพื่อสร้างความเข้าใจในหลักการอย่างถูกต้องเกี่ยวกับทฤษฎีการวัดประสิทธิภาพ เนื่องจากในการวัดประสิทธิภาพนั้นมีหลายวิธีดำเนินการจึงต้องมีการเลือกวิธีการวัดประสิทธิภาพที่เหมาะสมเพื่อให้ได้ผลลัพธ์เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของโครงงาน

3.1 หลักการวัดผลประสิทธิภาพ

ในการวัดผลประสิทธิภาพ (Performance measurement) ประกอบด้วยการกำหนดเป้าหมายและการเทียบผลการปฏิบัติงานกับเป้าหมายที่ตั้งไว้การวัดผลการปฏิบัติงานมีทั้งการวัดโดยใช้ตัวชี้วัดง่ายๆ หรือต้องใช้ระบบการวัดที่ซับซ้อนและสามารถวัดในสามแนวทางหลัก ได้แก่ คุณภาพการให้บริการ ประสิทธิภาพ และผลิตภาพ ซึ่งในการทำวิจัยนี้มีการใช้งาน 2 ส่วน คือ ประสิทธิภาพและผลิตภาพ เนื่องจากในส่วนของคุณภาพการให้บริการ ไม่มีการจดบันทึกข้อมูลในส่วนนี้

3.1.1 คุณภาพการให้บริการ

คุณภาพการให้บริการ (Service quality) คือ การให้หน่วยงานของรัฐสนใจและตอบสนองต่อความต้องการของผู้รับบริการทั้งในด้านการให้บริการและผลสัมฤทธิ์ของงาน ผู้รับบริการจะทำหน้าที่เป็นทั้งผู้ประเมินผลและผู้เสนอแนะความเห็นในการจะปรับปรุงบริการต่อไป ในด้านคุณภาพการให้บริการนี้เป็นเรื่องที่จะมีผลกระทบหรือเกี่ยวข้องโดยตรงกับผู้รับบริการมากที่สุดซึ่งคุณภาพการบริการมีความเกี่ยวข้องโดยตรงกับความน่าเชื่อถือและความมั่นคงของระบบ เช่น

- จำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (Number of interruption)
- เสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้าที่ส่งออกไป (Voltage stability)

3.1.2 ประสิทธิภาพ

ประสิทธิภาพ (Efficiency) คือ การเปรียบเทียบระหว่างผลผลิต (Outpul) ที่สูงที่สุดของเทคโนโลยีนั้นๆเทียบกับผลผลิตที่ได้จากปัจจัยการผลิต (Input) จริง ซึ่งมีการคิดวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ

1) ประสิทธิภาพทางเทคนิค คือ เพื่อให้ได้ผลผลิตที่สูงสุดจากปัจจัยการผลิต

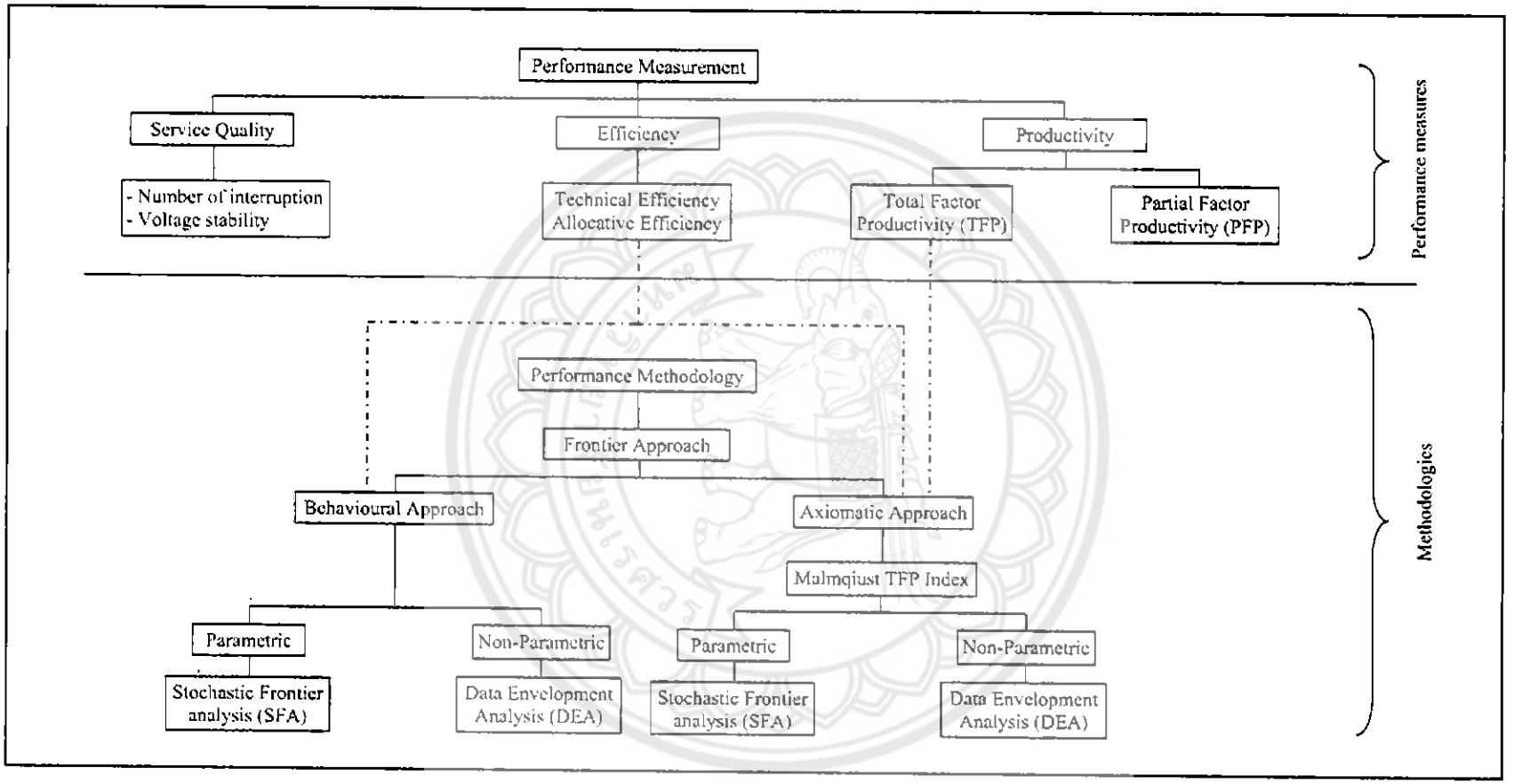
2) ประสิทธิภาพการจัดสรรทรัพยากร (Allocative efficiency) คือ เพื่อให้สะท้อนความสามารถที่เป็นปัจจัยการผลิตได้ใช้อย่างเหมาะสมซึ่งจะเป็นด้านของการเลือกวัตถุดิบให้มีคุณภาพคงที่แต่ราคาถูก

3.1.3 ผลิตภาพ

ผลิตภาพ (Productivity) คือ อัตราส่วนของผลผลิตจริงต่อทรัพยากรที่ใช้จริง โดยมีองค์ประกอบหลัก คือ ผลผลิตต่อปัจจัยการผลิต ในการวัดอัตราผลิตภาพโดยรวมสามารถแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆดังนี้

1) ผลิตภาพเฉพาะส่วน (Partial factor productivity: PFP) คือ อัตราผลิตภาพเฉพาะส่วน เป็นอัตราส่วนระหว่างผลิตต่อปัจจัยการผลิตแต่ละชนิดที่ใช้ผลิตภาพเฉพาะส่วนเป็นตัวชี้วัดแบบง่าย เช่น การหาความสัมพันธ์ระหว่างสัดส่วนจำนวนลูกจ้าง (ปัจจัยการผลิต) ต่อกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ผลผลิต) เป็นต้น เป็นการง่ายในการมองในด้านความสัมพันธ์ แต่เมื่อได้ที่มีปัจจัยอื่นๆที่เป็นปัจจัยการผลิต เช่น การมีความเปลี่ยนแปลงไป แล้วส่งผลให้ด้านผลผลิตเปลี่ยนไปจากเดิม การหาอัตราผลิตภาพเฉพาะส่วน อาจทำให้มีความเข้าใจที่คลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงได้

2) ผลิตภาพโดยรวม (Total factor productivity: TFP) คือ อัตราผลิตภาพองค์ประกอบรวม เป็นอัตราส่วนระหว่างผลผลิตต่อปัจจัยการผลิตรวม หรือเป็นความสัมพันธ์ระหว่างผลผลิตทั้งหมดที่ได้จากกระบวนการผลิตต่อปัจจัยการผลิตทั้งหมดที่ใช้ในการผลิต วิธีการนี้สามารถใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพได้แม่นยำกว่าแบบ ผลิตภาพเฉพาะส่วน



รูปที่ 3.1 สรุปหลักการและแผนการวัดประสิทธิภาพ

ที่มา: Wattana (2010)

3.2 ทฤษฎีวิธีการวัดประสิทธิภาพ

3.2.1 วิธีการวัดประสิทธิภาพ โดยใช้ Frontier approach

วิธีการวัดประสิทธิภาพ (Performance methodology) เป็นการใช้ข้อมูลการผลิตของหน่วยงานในแต่ละช่วงเวลามาทำการเทียบกันเอง ซึ่งมีข้อดีคือเป็นการหาข้อมูลเพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพ โดยไม่ต้องหาข้อมูลราคาของปัจจัยการผลิตหรือผลผลิตของแต่ละปีที่แตกต่างกัน และหาราคากลางที่หาได้ยาก

วิธีการวัดประสิทธิภาพ โดยใช้ Frontier approach (FA) นั้นสามารถแยกย่อยได้อีก 2 วิธี ที่มีรายละเอียดดังนี้

1) Behavioural approach จะขึ้นอยู่กับทฤษฎีของข้อมูลในเศรษฐศาสตร์จุลภาคและสมมติฐานของการลดปริมาณค่าใช้จ่ายหรือกำไรสูงสุด กล่าวคือ Behavioural approach เป็นแนวทางในการวัดประสิทธิภาพ โดยวัดได้เฉพาะประสิทธิภาพ และได้สมมุติให้มีค่า ผลิตภาพสูงสุด

2) Axiomatic approach จะขึ้นอยู่กับการตั้งค่าหลักการสมมติฐาน จากการสร้างความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยการผลิตหรือผลผลิตที่เกี่ยวข้องในกระบวนการผลิต กล่าวคือ วิธีการ Axiomatic approach นี้ สามารถวัดประสิทธิภาพ โดยวัดได้ทั้งประสิทธิภาพและผลิตภาพ

3.2.2 เทคนิคการวัดประสิทธิภาพของ Behavioural approach และ Axiomatic approach

เทคนิคการวัดประสิทธิภาพที่นิยมนำมาประยุกต์ใช้มี 2 วิธี คือ Parametric และ Non-parametric ที่สามารถใช้คำนวณผลิตภาพโดยรวมและวัดประสิทธิภาพ ทั้งสองเทคนิคการประเมินประสิทธิภาพโดยการวัดระยะทางที่จุดข้อมูลอยู่ด้านล่างของการปฏิบัติที่ดีที่สุดในขอบเขตการผลิต เทคนิค Parametric ที่นิยมใช้ คือ SFA และส่วนเทคนิค Non-parametric ที่นิยมใช้ คือ DEA

- *Stochastic frontier analysis (SFA)* ต้องใช้สมการในการคำนวณซึ่งไม่ได้คิดถึงปัจจัยต่างๆที่นอกเหนือจากความควบคุม เช่น สภาพแวดล้อมในสถานที่ต่างๆที่ไม่เหมือนกันเป็นต้นจึงทำให้มีค่าที่ได้มากเกินความเป็นจริง และมีข้อจำกัดในด้านของการป้อนผลผลิตได้ทีละตัวเท่านั้น
- *Data envelopment analysis (DEA)* เป็นการนำข้อมูลจริงมาสร้างเป็นขอบเขตฟังก์ชันจึงได้ผลที่แท้จริงการวิเคราะห์เพื่อประเมินระดับประสิทธิภาพด้วยวิธีการ DEA เป็นวิธีการ Non–parametric ซึ่งไม่ต้องมีการประมาณค่าสัมประสิทธิ์ วิธีการนี้สามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในกรณีที่มีปัจจัยการผลิตและผลผลิตหลายชนิด (Multi input and output) และยังเป็นวิธีการที่เหมาะสมในกรณีที่ไม่สามารถกำหนด

ห้องสมุดคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

รูปแบบของแบบจำลองได้โดยในวิธีการนี้ต้องการทราบแต่เพียงว่า อะไรเป็นปัจจัยนำเข้า อะไรเป็นผลผลิตที่ได้รับ เพื่อความเข้าใจในการอธิบาย

ในกรณีการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการศึกษาพบว่า ผลผลิตมีส่วนประกอบที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ปริมาณการขายไฟฟ้า และจำนวนของลูกค้า ดังนั้น DEA จึงมีความเหมาะสมในการศึกษานี้มากกว่า SFA

3.3 การใช้วิธี DEA หาค่าดัชนี Malmquist TFP

โครงงานนี้เป็นการวัดผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค โดยการใช้ดัชนี Malmquist TFP เป็นการกำหนดการใช้แนวคิดการทำงานของระยะเวลาจะถูกคำนวณโดยใช้ DEA ซึ่งสามารถเป็นได้ทั้ง 2 รูปแบบ คือ การวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิต (Input-oriented) ซึ่งรูปแบบนี้จะนำมาใช้ก็ต่อเมื่อใช้ในการลดปัจจัยการผลิตให้มีปริมาณน้อยที่สุด เพื่อจะได้ปริมาณผลผลิตเท่าเดิม ส่วนการวัดผ่านทางด้านผลผลิต (Output-oriented) เป็นการเพิ่มผลผลิตให้มีปริมาณมากที่สุดโดยใช้ปัจจัยการผลิตเท่าเดิม ซึ่งทำให้รูปแบบการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิตเป็นที่นิยมมากกว่า เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นความต้องการที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของกิจการไฟฟ้า โดยการวัดผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค โดยดัชนีฉวาร Malmquist TFP เป็นการวัดความเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมระหว่างข้อมูลจุดสองจุดโดยคำนวณอัตราส่วนของระยะทางในแต่ละจุด โดยจะนำมาเทียบกับเส้นขอบเขตความเป็นไปได้ของผลิตภาพ (Production possibility frontier: PPF) ของเทคโนโลยี วิธีการนี้ยังสามารถเพิ่มการเปลี่ยนแปลงของเส้นขอบเขตความเป็นไปได้ของผลิตภาพ เมื่อมีการปรับการเปลี่ยนแปลงในทางเทคนิค เช่น การเปลี่ยนเทคโนโลยีด้านการผลิต ก็สามารถจะเทียบระหว่างเทคโนโลยีใหม่และเก่าได้ และสามารถแสดงให้เห็นในรูปแบบกราฟได้ชัดเจนและง่ายต่อการเปรียบเทียบ

ในรูปแบบ DEA เป็นเทคโนโลยีที่สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ คือ Constant return to scale (CRS) หรือ Variable return to scale (VRS) แบบ CRS จะขึ้นอยู่กับสมมติฐาน มีการดำเนินงานในระดับที่เหมาะสมที่สุด ในส่วนของ VRS จะช่วยให้ประสิทธิภาพดีขึ้นอีกระดับ และภายใต้สมมติฐานเทคโนโลยี VRS อาจทำให้มีการวัดผิดพลาดจากการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมได้ ดังนั้นจึงมีการใช้แบบ CRS ในการวิเคราะห์เป็นข้อสมมติฐาน (Grifell-Tatje และ Lovel, 1995, อ้างใน Cumbe, 2008)

อ้างอิงจาก Coelli และคณะ (2005) ดัชนี Malmquist TFP เป็นการวัดการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมระหว่างสองจุดของข้อมูล ตัวอย่าง เช่น การเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมของปีในสองช่วงเวลาที่ติดกัน โดยการคำนวณอัตราของฟังก์ชันระยะ (Distance function) ทางแต่ละจุดของข้อมูลที่สัมพันธ์กับเทคโนโลยีที่ดีที่สุดร่วมกัน ซึ่งมี s เป็นช่วงเวลา (ระยะฐาน) และ *t* เป็นระยะเวลาที่จะได้รับ โดยมีดังสมการที่ (3.1)

$$m_i(y_s,x_s,y_t,x_t)=\left[\frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^s(y_s,x_s)}\times\frac{d_i^t(y_t,x_t)}{d_i^t(y_s,x_s)}\right]^{1/2} \tag{3.1}$$

กรณี $d_i^s(y_t,x_t)$ หมายถึง ระยะทางจากช่วงเวลา t การสังเกตระยะเวลา s เทคโนโลยี

ค่าของ m_i มากกว่า 1 จะแสดงเป็นเชิงบวกว่ามีการเจริญเติบโตของผลิตภาพโดยรวมจากระยะ s ไประยะ t ในขณะที่ถ้าค่าน้อยกว่า 1 เป็นการบ่งชี้ว่ามีการลดลงของผลิตภาพโดยรวม โดยดัชนี Malmquist TFP สามารถเขียนได้อีกแบบได้ ดังสมการที่ (3.2)

$$m_i(y_s,x_s,y_t,x_t)=\frac{d_i^t(y_t,x_t)}{d_i^s(y_s,x_s)}\left[\frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^s(y_s,x_s)}\times\frac{d_i^t(y_t,x_t)}{d_i^t(y_s,x_s)}\right]^{1/2} \tag{3.2}$$

ซึ่งก็คือ

$$\text{การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค}=\frac{d_i^t(y_t,x_t)}{d_i^s(y_s,x_s)} \tag{3.3}$$

และ

$$\text{การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค}=\left[\frac{d_i^s(y_t,x_t)}{d_i^s(y_t,x_t)}\times\frac{d_i^t(y_s,x_s)}{d_i^t(y_s,x_s)}\right]^{1/2} \tag{3.4}$$

การคำนวณหาฟังก์ชั่นระยะทางซึ่งสามารถสร้างจากดัชนี Malmquist TFP ได้มีดังสมการที่ (3.5) ถึงสมการที่ (3.9)

$$\begin{aligned}[d_i^t(y_t,x_t)]^{-1} &= \min_{\theta,\lambda}\theta\\ \text{โดยที่}\quad -y_{it}+Y_t\lambda &\geq 0\\ \theta x_{it}-X_t\lambda &\geq 0,\\ \lambda &\geq 0\end{aligned} \tag{3.5}$$

$$\begin{aligned}[d_i^s(y_s,x_s)]^{-1} &= \min_{\theta,\lambda}\theta\\ \text{โดยที่}\quad -y_{is}+Y_s\lambda &\geq 0,\\ \theta x_{is}-X_s\lambda &\geq 0,\\ \lambda &\geq 0\end{aligned} \tag{3.6}$$

$$[d_i^t(y_s, x_s)]^{-1} = \min_{\theta,\lambda} \theta$$

โดยที่ $$-y_{is} + Y_t\lambda \geq 0,$$

$$\theta x_{is} - X_t\lambda \geq 0, \qquad (3.7)$$

$$\lambda \geq 0$$

และ

$$[d_i^s(y_t, x_t)]^{-1} = \min_{\theta,\lambda} \theta$$

โดยที่ $$-y_{it} + Y_s\lambda \geq 0,$$

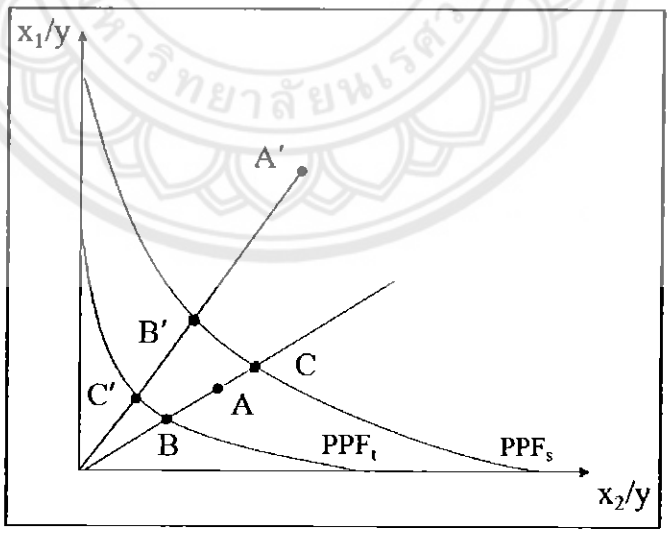
$$\theta x_{it} - X_s\lambda \geq 0, \qquad (3.8)$$

$$\lambda \geq 0$$

รูปแบบเชิงเส้นของผลิตภาพโดยรวมระหว่างจุดสองจุด ซึ่งการคำนวณอัตราส่วนของระยะทางในแต่ละจุด โดยมีการเทียบกับเส้นเทคโนโลยี ดังสมการที่ (3.9)

$$m_i(y_s, x_s, y_t, x_t) = \left[\frac{d_i^s(y_t, x_t)}{d_i^s(y_s, x_s)} \times \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^t(y_s, x_s)}\right]^{1/2}$$

$$= \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^s(y_s, x_s)}\left[\frac{d_i^s(y_t, x_t)}{d_i^t(y_t, x_t)} \times \frac{d_i^s(y_s, x_s)}{d_i^t(y_s, x_s)}\right]^{1/2} \qquad (3.9)$$



รูปที่ 3.2 กราฟแสดงวิธีการหาค่าดัชนี Malmquist TFP

จากรูปที่ 3.2 จะได้สมการเหมือนข้างต้น ดังสมการที่ (3.10)

$$m_i(y_s, x_s, y_t, x_t) = \frac{OA/OB}{OA'/OB'}\left[\frac{OA/OC}{OA/OB} \times \frac{OA'/OB'}{OA'/OC'}\right]^{1/2} \qquad (3.10)$$

3.4 การเลือกปัจจัยการผลิตและผลผลิต

การเลือกของการผลิตและผลผลิต (Selection of inputs and outputs) ที่จะใช้ขึ้นอยู่กับข้อมูลการให้บริการ โดยทางเลือกจะมีการกำหนดชุดอินพุตและเอาต์พุต ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ปัจจัยตัวแปรการผลิตและผลผลิต

ปัจจัยการผลิต (Input)	ผลผลิต (Output)
- ความยาวของสายส่ง (Network length, km) - ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (Network capacity, MVA) - จำนวนพนักงาน (Number of employee, person) - ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (Electricity purchase, MWh)	- ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (Electricity sale, MWh)

การวิเคราะห์สำหรับการจัดหน่ายสาธารณูปโภคไฟฟ้า (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) โดยใช้ปัจจัยการผลิตทั้งสี่เพื่อส่งมอบไฟฟ้าให้กับลูกค้า คือ ความยาวของสายส่ง ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง ส่วนจำนวนพนักปัจจัยการผลิตงาน แสดงการป้อนข้อมูลการใช้แรงงาน และส่วนปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ จะเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ) เป็นหนึ่งในการป้อนข้อมูลในการจับกำลังที่สูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Network losses) จากการป้อนข้อมูลเหล่านี้จะช่วยให้การวิจัยมีการพิจาณาอย่างคุณภาพทางเทคนิคของการให้บริการ คุณภาพการให้บริการทางด้านเทคนิคจะถูกแสดงโดยการป้อนข้อมูลเหล่านี้ จะสังเกตได้จากความน่าเชื่อถือ (เช่น จำนวนและระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง) และคุณภาพการจัดหา (เช่น ความมีเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า) อาจมีผลต่อการวัดประสิทธิภาพการทำงานในส่วนการจัดจำหน่าย อย่างไรก็ตามจึงไม่มีการพิจารณาเหล่านี้ เนื่องจากปัญหาในการเข้าถึงข้อมูลนี้ได้

3.5 โปรแกรมที่ใช้ในการวัดประสิทธิภาพ

โครงงานนี้เป็นการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค โดยนำโปรแกรม Data envelopment analysis program (DEAP) Version 2.1 มาใช้ ซึ่งโปรแกรมนี้ได้ถูกพัฒนาโดย Centre of efficiency and productivity analysis (CEPA) โปรแกรม DEAP เป็นซอฟแวร์คอมพิวเตอร์ DOS ที่สามารถทำงานบนระบบปฏิบัติการ Windows ได้ โปรแกรมนี้ได้รับการใช้กันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากความสามารถในการจัดการที่ไม่จำกัดจำนวนของปัจจัยการผลิตและผลผลิต ในการใช้งานที่หลากหลายรูปแบบ (เช่น CRS และ VRS) และความสามารถในการปรับ

วิธีการ (เช่น การวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิต หรือการวัดผ่านทางด้านผลผลิต) โดยเฉพาะการใช้วิธีการ Malmquist DEA ในการคำนวณดัชนีการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวม (Total factor productivity change) การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change)

3.5.1 การใช้โปรแกรม DEAP 2.1 และการวิเคราะห์ผลที่ได้

ก) ข้อมูลจำเพาะของโปรแกรม DEAP 2.1

โปรมแกรม DEAP 2.1 เป็นโปรแกรมที่ถูกเขียนด้วยภาษา Fortran (Lahey F77LEM/32) ซึ่งพัฒนาโดย Professor Tim Coelli จากสถาบัน Centre for Efficiency and Productivity Analysis (CEPA) School of Economics University of Queensland Australia โปรแกรมนี้เป็นโปรแกรมที่ทำงานบนระบบปฏิบัติการ DOS หรือในลักษณะ Command line ของเครื่องคอมพิวเตอร์ ต่อมามีการพัฒนาอีกขั้นหนึ่งซึ่งมีการเขียนโปรแกรม Win4DEAP ขึ้นมา โดยให้นำโปรแกรม DEAP 2.1 มาปรับปรุงให้สามารถทำงานบนระบบปฏิบัติการ Windows ได้ แต่ในที่นี่จะกล่าวถึงเฉพาะโปรแกรม DEAP 2.1 ซึ่งถ้าหากผู้ใช้มีความเข้าใจในโปรแกรมนี้แล้ว ก็สามารถใช้โปรแกรม Win4DEAP ได้อย่างง่ายดาย โปรแกรม DEAP 2.1 มีความต้องการระบบ คือ คอมพิวเตอร์ต้องมีหน่วยประมวลผลระดับ 386 ที่มี Math–Coprocessor หรือสูงกว่า มีขนาดของหน่วยความจำ (RAM) 4 MB หรือสูงกว่า และใช้กับระบบปฏิบัติการ DOS 5.0 และหรือ Windows 3.1 หรือสูงกว่าก็ได้ ปัจจุบันได้มีการปรับปรุงให้สามารถใช้กับระบบปฏิบัติการ Windows XP ได้แล้ว โดยโปรแกรม DEAP 2.1 เป็นประเภทฟรีโปรแกรม กล่าวคือ โปรแกรมนี้เป็นโปรแกรมที่ไม่มีค่าใช้จ่ายในการนำมาใช้ หรือการติดตั้งแต่อย่างใด ซึ่งสามารถนำไปใช้งานได้เลย โดยที่สามารถหาดาวน์โหลดโปรแกรมเหล่านี้ได้จาก http://www.uq.edu.au/economics/cepa/deap.htm ภายในโฟลเดอร์ของโปรแกรม DEAP 2.1 ซึ่งประกอบด้วย

- Executable file, DEAP.exe
- Start up file, DEAP.000
- User manual, DEA.pdf
- Data file (file ตัวอย่าง ได้แก่ Test-dta)
- Instruction file (file ตัวอย่าง ได้แก่ Test-ins)
- Output file (file ตัวอย่าง ได้แก่ Test-out)

ข) ความสามารถของโปรแกรม DEAP 2.1

1) คำนวณประสิทธิภาพทางเทคนิค ด้วยวิธี DEA ทั้งที่เป็นข้อสมมติ CRS และ VRS ทั้งในด้านการวัดผ่านทางด้านผลผลิตและการวัดผ่านทางด้านปัจจัยการผลิต นอกจากนี้ยังสามารถคำนวณในกรณี Multiple output และปัจจัยการผลิตได้

2) คำนวณประสิทธิภาพต้นทุน (Cost efficiency: CE) และประสิทธิภาพการจัดสรรทรัพยากรได้

3) คำนวณ Malmquist DEA ในกรณีที่ข้อมูลเป็น Panel data ได้ ซึ่งทำให้ได้การเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวม การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยี (Technological change)

ค) ข้อควรจำสำหรับการใช้โปรแกรม DEAP 2.1

1) ในการวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม DEAP 2.1 จะต้องมีการจัดการ file อยู่ 3 file คือ

- Data file จัดการให้อยู่ในรูปแบบของ Text file ปกติจะใช้นามสกุล *-dta และ file ในข้อมูลจะต้องไม่มีข้อความใดๆอยู่ แล้วให้จัดการข้อมูลใส่ ดังตารางที่ 4.2 (ใช้เฉพาะตัวเลขทั้งหมด ตั้งแต่ช่วงที่ 1 ถึง 21)
- Output file จะมีนามสกุล *-out
- Instruction file จะมีนามสกุล *-ins

2) File ทั้งสามควรอยู่ที่เดียวกันทั้งหมด และต้องอยู่ที่เดียวกับ file DEAP.exe (ซึ่งควรอยู่ใน Directory DEAP ที่ตั้งไว้)

3) ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม DEAP 2.1 ในกรณีวิเคราะห์ DEA ปกติ ประกอบด้วย

- ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค (TE) (ถ้าเลือกแบบข้อสมมติ VRS จะได้ TE ทั้ง CRS, VRS และ SE)
- ค่า Output slacks และ Output targets
- ค่า Input slacks และ Input targets
- ผลลัพธ์ที่เป็นรายละเอียดตามตัวอย่างที่ใช้ในการวิเคราะห์

4) ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม DEAP 2.1 ในกรณีการวิเคราะห์ Cost-DEA ประกอบด้วย

- ค่าประสิทธิภาพทางเทคนิค (TE)
- ประสิทธิภาพการจัดสรรทรัพยากร (AE)(CE/TE)
- ประสิทธิภาพทางด้านราคา (CE)

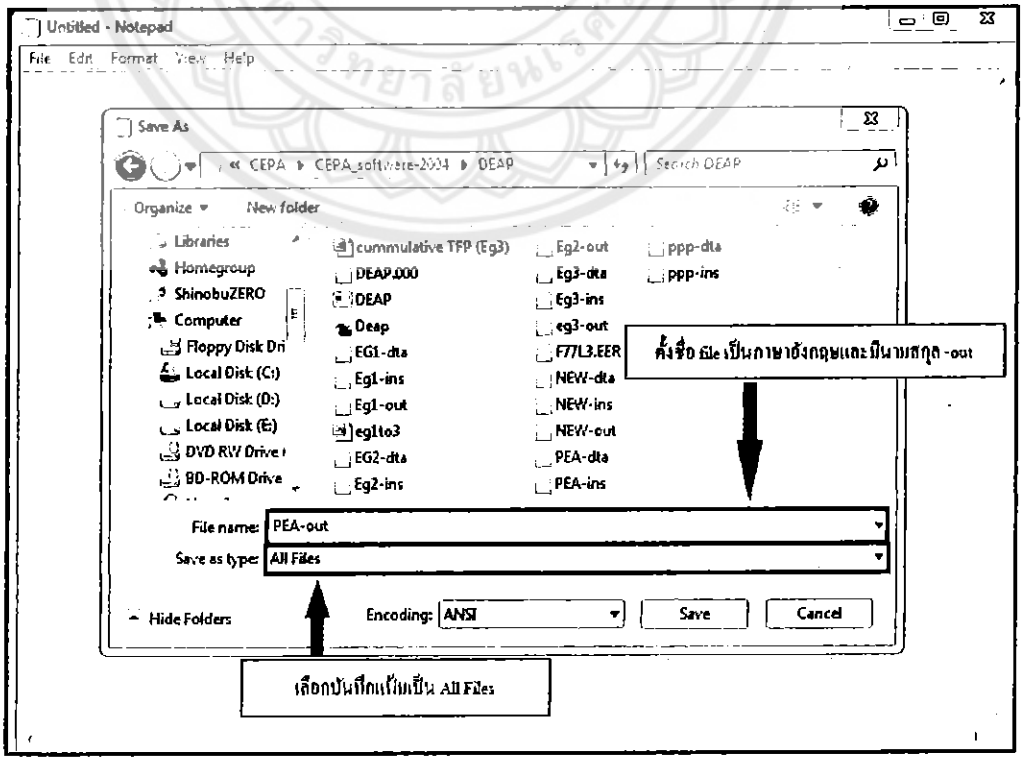
5) ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม DEAP 2.1 ในกรณีวิเคราะห์ Malmquist DEA ประกอบด้วย

- การเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพทางเทคนิค (relative to a CRS technology)
- การเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยี
- การเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพทางเทคนิคที่แท้จริง (Pure technical efficiency change) (relative to a VRS technology)
- ระดับการเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพ (Scale efficiency change)
- การเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวม

ง) วิธีการใช้โปรแกรม DEAP 2.1

1) สร้าง Data file โดยการจัดการข้อมูลที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ ดังตารางที่ 4.2 (ใช้เฉพาะตัวเลขทั้งหมด ตั้งแต่ช่วงที่ 1 ถึง 21) แล้วบันทึกให้อยู่ในนามสกุล *-dta

2) สร้าง Output file ซึ่งเป็น file ที่มีความสำคัญมาก เพราะ เป็น file ที่เก็บผลลัพธ์ที่ได้จากการ Run ข้อมูล วิธีการสร้าง file นี้ทำได้โดยการใช้โปรแกรม Notepad แล้วบันทึก file ให้อยู่ในนามสกุล *-out และให้เก็บไว้ใน Directory DEAP โดยใช้อยู่ที่เดียวกับ Data file และ Instruction file หรือว่าเปิด File อะไรก็ได้ที่เป็น *-out แล้วทำการแก้ไขชื่อตามที่ต้องการแต่ต้องให้มีนามสกุล *-out สำหรับวิธีการสร้างโดยใช้โปรแกรม Notepad สามารถแสดงได้ ดังรูปที่ 3.3

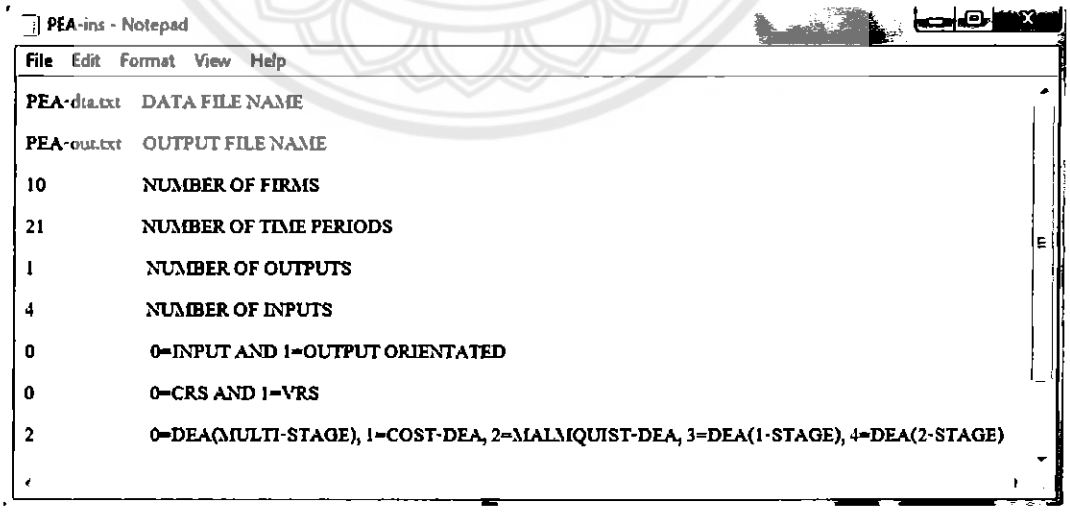


รูปที่ 3.3 การตั้งชื่อไฟล์ใน Notepad เป็นนามสกุล *-out

จ) สร้าง Instruction file

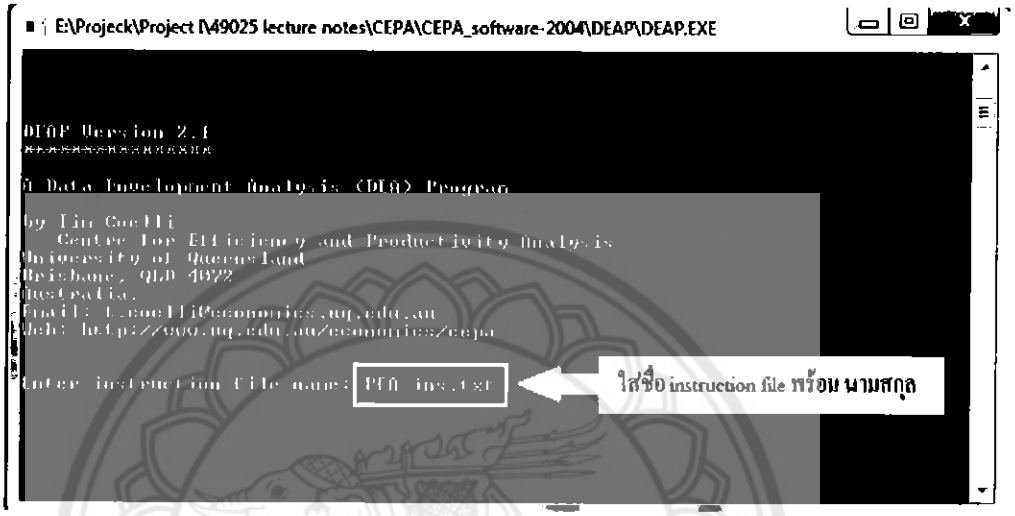
ซึ่งเป็น File คำสั่งและกำหนดค่าต่างๆ เพื่อใช้ในการสั่งให้โปรแกรม DEAP 2.1 ทำงาน file ประเภทนี้จะมีนามสกุล *-ins วิธีการสร้างที่ง่ายที่สุด ก็คือ การเปิด Instruction file ที่มีอยู่แล้ว โดยใช้โปรแกรม Notepad ซึ่งภายหลังจากเปิด File ดังกล่าวแล้วให้ทำการกำหนดค่าต่างๆตามความต้องการ เช่น

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



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างการตั้งค่าในนามสกุล *-ins

ภายหลังจากกำหนดค่าต่างๆแล้วให้ทำการ Save file ไว้ที่เดียวกับ Data file และ Output file ในที่สุดแล้วจะมี file ที่ต้องการทั้งหมดครบ 3 file คือ Data file, Output file และ Instruction file ต่อมาให้ไปที่ Directory ที่เก็บโปรแกรม DEAP 2.1 แล้วเลือก File DEAP.exe (ดับเบิลคลิก) จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 การใช้โปรแกรม DEAP 2.1

ต่อมาให้พิมพ์ชื่อ Instruction file พร้อมนามสกุลลงไปดังรูปที่ 3.4 คือ PEA-ins.txt แล้วกด Enter ซึ่งภายหลังจากโปรแกรมคำนวณเสร็จแล้วจะขึ้นว่า "Output stored in: PEA-out" แสดงว่า โปรแกรมได้ทำงานเสร็จแล้ว และได้ Save output ไปไว้ที่ File: PEA-out หลังจากนั้นโปรแกรมก็จะปิดตัวเอง ต่อมาให้ไปเปิด Output file ด้วยโปรแกรม Notepad เพื่อดูผลลัพธ์ของการคำนวณ ซึ่งโปรแกรม DEAP 2.1 ก็จะให้ผลลัพธ์ตามที่ได้นำเสนอมา

บทที่ 4
การวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภค ก่อตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 ตั้งแต่วันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2503 มีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ คือ จัดให้ได้มา จัดส่งและจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ธุรกิจและอุตสาหกรรมต่างๆในเขตจำหน่าย 74 จังหวัดทั่วประเทศ ยกเว้น จังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ

โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการลงทุนในหลายๆด้าน เช่น ต้นทุนจากซื้อไฟฟ้า การลงทุนในการสร้างระบบสายส่งเพื่อรองรับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นกระบวนที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้นเริ่มต้นจากการสืบค้นและรวบรวมข้อมูลต่างๆที่เป็นตัวแปรสำคัญในช่วงปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552 ดังตารางที่ 4.1

4.1 การจัดแบ่งข้อมูลในรูปแบบอนุกรมเวลา

การวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงก่อนและหลังการปฏิรูปเพื่อประเมินผลกระทบจากการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงต้องมีการนำข้อมูลมาทำการแปลงให้อยู่ในระบบอนุกรมเวลา (Time series data transformation) โดยจัดข้อมูลให้อยู่ในรูปแบบการแบ่งช่วงเวลาเพื่อให้เกิดการเปรียบเทียบผลิตภาพเป็นการใช้ข้อมูลของหน่วยงานในแต่ละช่วงเวลามาทำการเปรียบเทียบกันและตรวจสอบว่ามีการพัฒนาขึ้นหรือไม่ โดยทำการแบ่งข้อมูลอนุกรมเวลาเป็นช่วงเวลา ช่วงละ 10 ปี โดยพิจารณาการแบ่งช่วงเวลาจากการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (คือ วางแผนล่วงหน้าประมาณ 10-15 ปี ซึ่งกิจการไฟฟ้าไทยมักจะมีการเปลี่ยนแปลงพิกัดกำลังการผลิตไฟฟ้า, เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าทุก 10 ปี ซึ่งในรายงานนี้มีการสร้างตารางข้อมูลการแบ่งช่วงเวลา (Cross-section) จากข้อมูลอนุกรมเวลาทั้งหมด 30 ปี (พ.ศ. 2523-พ.ศ. 2552) ทำให้สามารถแบ่งข้อมูลได้ทั้งหมด 21 ช่วง ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ปี	ปัจจัยการผลิต (Input)				ผลผลิต (Output)
	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)	ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
2523	41,627	2,944	14,310	5,130,600	4,695,800
2524	50,651	3,538	16,262	5,761,200	5,209,700
2525	61,424	4,049	18,188	6,428,100	5,839,800
2526	70,902	4,599	19,605	7,384,900	6,679,500
2527	80,797	4,920	21,382	8,221,900	7,432,600
2528	89,369	5,611	22,584	9,423,900	8,557,100
2529	101,062	6,888	23,502	10,212,500	9,304,900
2530	113,082	7,533	24,397	11,807,900	10,944,000
2531	126,274	8,449	25,017	13,780,700	12,590,500
2532	138,001	9,672	26,116	16,160,900	14,816,700
2533	152,607	11,680	27,380	19,351,700	17,804,600
2534	160,424	14,205	28,641	20,812,400	22,531,000
2535	172,073	16,676	29,814	24,378,700	26,197,600
2536	179,327	21,796	30,884	29,925,200	28,819,200
2537	189,246	28,125	31,300	34,372,200	32,295,700
2538	194,711	30,534	30,961	40,224,000	37,862,000
2539	203,260	30,895	30,850	45,046,000	42,390,000
2540	216,082	44,170	30,585	50,254,800	47,179,300
2541	226,239	45,813	30,052	51,449,200	48,003,100
2542	241,877	37,203	29,838	51,882,100	48,532,300
2543	247,633	37,509	28,933	56,245,200	52,370,300
2544	249,243	37,666	28,333	60,370,000	56,482,700
2545	257,900	38,465	27,965	64,301,600	60,239,400
2546	266,793	39,316	27,823	70,185,500	65,496,700

ตารางที่ 4.1 (ต่อ) ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลิตภาพและประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ปี	ปัจจัยการผลิต (Input)				ผลผลิต (Output)
	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)	ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)
2547	273,451	39,512	26,970	77,921,800	73,096,500
2548	277,677	39,708	26,574	83,228,000	78,113,700
2549	284,175	39,906	26,304	88,743,800	83,203,000
2550	292,584	40,104	25,728	93,321,700	87,547,700
2551	298,029	40,304	27,521	95,540,000	89,602,000
2552	302,039	40,504	27,847	97,445,000	90,145,000

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2552)

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
1	2523-2532	2523	4,695,800	41,627	2,944	14,310	5,130,600
		2524	5,209,700	50,651	3,538	16,262	5,761,200
		2525	5,839,800	61,424	4,049	18,188	6,428,100
		2526	6,679,500	70,902	4,599	19,605	7,384,900
		2527	7,432,600	80,797	4,920	21,382	8,221,900
		2528	8,557,100	89,369	5,611	22,584	9,423,900
		2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
2	2524–2533	2524	5,209,700	50,651	3,538	16,262	5,761,200
		2525	5,839,800	61,424	4,049	18,188	6,428,100
		2526	6,679,500	70,902	4,599	19,605	7,384,900
		2527	7,432,600	80,797	4,920	21,382	8,221,900
		2528	8,557,100	89,369	5,611	22,584	9,423,900
		2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
3	2524–2534	2525	5,839,800	61,424	4,049	18,188	6,428,100
		2526	6,679,500	70,902	4,599	19,605	7,384,900
		2527	7,432,600	80,797	4,920	21,382	8,221,900
		2528	8,557,100	89,369	5,611	22,584	9,423,900
		2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
4	2526-2535	2526	6,679,500	70,902	4,599	19,605	7,384,900
		2527	7,432,600	80,797	4,920	21,382	8,221,900
		2528	8,557,100	89,369	5,611	22,584	9,423,900
		2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
5	2527-2536	2527	7,432,600	80,797	4,920	21,382	8,221,900
		2528	8,557,100	89,369	5,611	22,584	9,423,900
		2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
6	2528-2537	2528	8,557,100	89,369	5,611	22,584	9,423,900
		2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
7	2529-2538	2529	9,304,900	101,062	6,888	23,502	10,212,500
		2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
8	2530-2539	2530	10,944,000	113,082	7,533	24,397	11,807,900
		2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
9	2531-2540	2531	12,590,500	126,274	8,449	25,017	13,780,700
		2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
10	2532–2541	2532	14,816,700	138,001	9,672	26,116	16,160,900
		2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
11	2533–2542	2533	17,804,600	152,607	11,680	27,380	19,351,700
		2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
12	2534-2543	2534	22,531,000	160,424	14,205	28,641	20,812,400
		2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
13	2523-2532	2535	26,197,600	172,073	16,676	29,814	24,378,700
		2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
14	2536-2545	2536	28,819,200	179,327	21,796	30,884	29,925,200
		2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
15	2537-2546	2537	32,295,700	189,246	28,125	31,300	34,372,200
		2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
16	2539-2547	2538	37,862,000	194,711	30,534	30,961	40,224,000
		2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500
		2547	73,096,500	273,451	39,512	26,970	77,921,800
17	2539-2548	2539	42,390,000	203,260	30,895	30,850	45,046,000
		2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500
		2547	73,096,500	273,451	39,512	26,970	77,921,800
		2548	78,113,700	277,677	39,708	26,574	83,228,000

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
18	2540-2549	2540	47,179,300	216,082	44,170	30,585	50,254,800
		2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500
		2547	73,096,500	273,451	39,512	26,970	77,921,800
		2548	78,113,700	277,677	39,708	26,574	83,228,000
		2549	83,203,000	284,175	39,906	26,304	88,743,800
19	2541-2550	2541	48,003,100	226,239	45,813	30,052	51,449,200
		2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500
		2547	73,096,500	273,451	39,512	26,970	77,921,800
		2548	78,113,700	277,677	39,708	26,574	83,228,000
		2549	83,203,000	284,175	39,906	26,304	88,743,800
		2550	87,547,700	292,584	40,104	25,728	93,321,700

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ข้อมูลหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบอนุกรมเวลา

ที่	ระยะเวลา	ปี	ผลผลิต (Output)	ปัจจัยการผลิต (Input)			
			ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh)	ความยาวของสายส่ง (km)	ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA)	จำนวนพนักงาน (คน)	ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อ (MWh)
20	2542-2551	2542	48,532,300	241,877	37,203	29,838	51,882,100
		2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500
		2547	73,096,500	273,451	39,512	26,970	77,921,800
		2548	78,113,700	277,677	39,708	26,574	83,228,000
		2549	83,203,000	284,175	39,906	26,304	88,743,800
		2550	87,547,700	292,584	40,104	25,728	93,321,700
		2551	89,602,000	298,029	40,304	27,521	95,540,000
21	2543-2552	2543	52,370,300	247,633	37,509	28,933	56,245,200
		2544	56,482,700	249,243	37,666	28,333	60,370,000
		2545	60,239,400	257,900	38,465	27,965	64,301,600
		2546	65,496,700	266,793	39,316	27,823	70,185,500
		2547	73,096,500	273,451	39,512	26,970	77,921,800
		2548	78,113,700	277,677	39,708	26,574	83,228,000
		2549	83,203,000	284,175	39,906	26,304	88,743,800
		2550	87,547,700	292,584	40,104	25,728	93,321,700
		2551	89,602,000	298,029	40,304	27,521	95,540,000
		2552	90,145,000	302,039	40,504	27,847	97,445,000

4.2 การวิเคราะห์ข้อมูล

นำข้อมูลมาทำการแบ่งช่วงเวลา แล้วมาวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม DEAP 2.1 จะทำให้ได้ผลจากโปรแกรม 3 ค่าชี้วัดคือ การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม เพื่อให้เกิดการเปรียบเทียบผลการดำเนินงาน จึงทำการเปรียบเทียบค่าชี้วัดของแต่ละช่วงเวลากับช่วงเวลาที่อยู่ก่อนหน้า ดังนั้น ค่าชี้วัดของแต่ละช่วงเวลาจะมีการเชื่อมโยงกันแบบสะสมค่า (Cumulative) โดยช่วงเวลาที่ตั้งค่าไว้เป็นฐานนั่นคือช่วงที่หนึ่ง ซึ่งถูกตั้งค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมให้เป็น 1.000 เพื่อที่จะดูการเปลี่ยนแปลงของค่าชี้วัดที่เกิดขึ้นว่ามีค่าที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงจากช่วงเวลาก่อนหน้านั้น

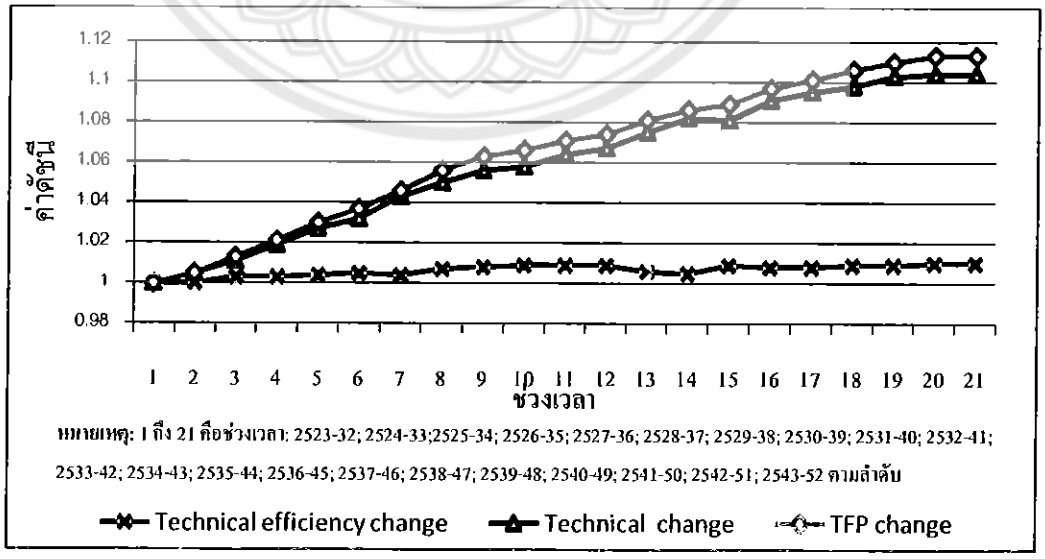
ในรายงานนี้จึงตั้งค่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมในช่วงแรก (พ.ศ. 2523-2532) ให้เป็น 1.000 ส่วนค่าของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมในช่วงที่ 2 (พ.ศ. 2524-2533) ถ้ามีค่ามากกว่า 1.000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

ตารางที่ 4.3 การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม

การสะสมค่า Malmquist TFP				
ช่วงที่	การแบ่งช่วงเวลา	การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม
1	2523-2532	1	1	1
2	2524-2533	1.000	1.005	1.005
3	2525-2534	1.003	1.011	1.013
4	2526-2535	1.003	1.019	1.021
5	2527-2536	1.004	1.027	1.030
6	2528-2537	1.005	1.032	1.037
7	2529-2538	1.004	1.043	1.046
8	2530-2539	1.007	1.050	1.056

ตารางที่ 4.3 (ต่อ) การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม

การสะสมค่า Malmquist TFP				
ช่วงที่	การแบ่งช่วงเวลา	การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค	การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม
9	2531-2540	1.008	1.056	1.063
10	2532-2541	1.009	1.058	1.066
11	2533-2542	1.009	1.064	1.071
12	2534-2543	1.009	1.067	1.074
13	2535-2544	1.006	1.075	1.081
14	2536-2545	1.005	1.082	1.086
15	2537-2546	1.009	1.081	1.089
16	2538-2547	1.008	1.091	1.097
17	2539-2548	1.008	1.095	1.101
18	2540-2549	1.009	1.098	1.106
19	2541-2550	1.009	1.103	1.110
20	2542-2551	1.010	1.104	1.113
21	2543-2552	1.010	1.104	1.113



รูปที่ 4.1 การค่าสะสมการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค (Technical efficiency change) การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค (Technical change) และการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวม (TFP change) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

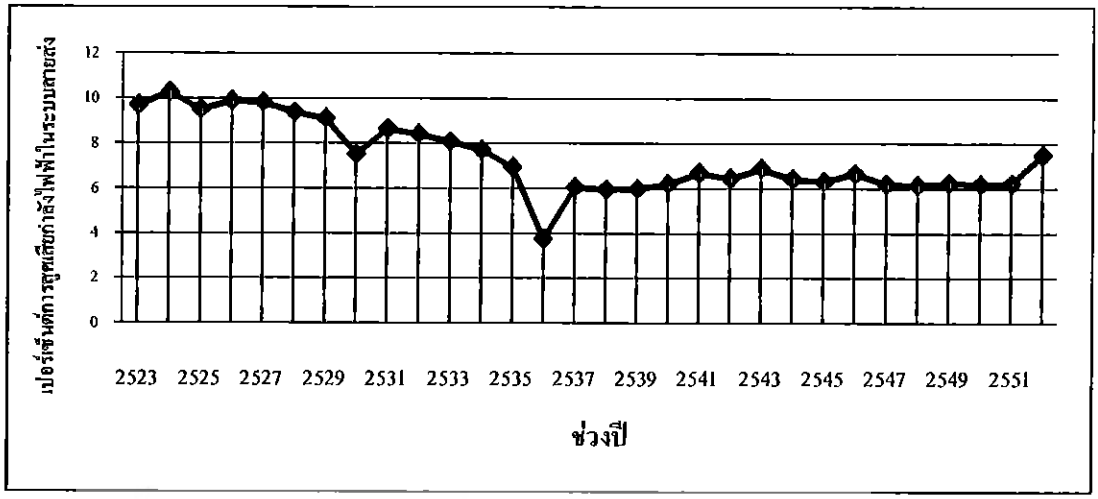
เมื่อทำการวิเคราะห์จากรูปที่ 4.1 และตารางที่ 4.3 และพิจารณาแนวโน้มเป็นช่วงต่อช่วงบนช่วงเวลาทั้งหมด ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552 ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 21 ช่วงเวลาคือ ช่วงที่ 1-21 แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงโดยมีการเพิ่มขึ้นของผลิตภาพโดยรวมถึง 11.3% จากการสังเกตจะพบว่า การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิคและผลิตภาพโดยรวม มีการเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางเดียวกัน แต่การเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคมีการเปลี่ยนแปลงตลอด 30 ปี มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นเท่ากับ 1% โดยประมาณ หรือจะกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ ผลิตภาพโดยรวม มีการปรับตัวสูงขึ้นตามการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า สาเหตุหลักที่ทำให้เกิดการพัฒนาผลิตภาพโดยรวม คือ การได้รับการปรับปรุงและพัฒนาทางเทคนิค ซึ่งเกิดจากการปรับปรุงและพัฒนาระบบ โดยการเพิ่มจำนวนสายส่ง และเพิ่มความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง

4.3 ปัจจัยและเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อผลิตภาพโดยรวมและการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค

4.3.1 ปัจจัยที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมโดยการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค

ก) การลดการสูญเสียในระบบสายส่ง

จากการรวบรวมข้อมูลเราสามารถหาค่าเปอร์เซ็นต์การสูญเสียในสายส่งได้จากการนำเอาผลต่างของจำนวนไฟฟ้าที่ซื้อกับจำนวนไฟฟ้าที่ขายคูณ 100 แล้วนำมาหารด้วยจำนวนไฟฟ้าที่ซื้อในของแต่ละปี ดังรูปที่ 4.2 จากข้อมูลที่ได้นั้นพบว่า ในปี พ.ศ. 2523 มีการสูญเสียในระบบสายส่งไฟฟ้า ถึง 9.69% ซึ่งในปี พ.ศ. 2552 มีการสูญเสียในระบบสายส่งลดลงเหลือ 7.49% ทั้งนี้การสูญเสียในระบบสายส่งลดลงได้เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีของระบบสายส่ง เช่นชนิดของตัวนำไฟฟ้าและฉนวนที่ใช้มีประสิทธิภาพดีขึ้น รวมถึงการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิค ผลที่ได้คือ เมื่อมีการสูญเสียในระบบสายส่งลดลงก็ทำให้การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมมีค่าสูงขึ้นด้วย

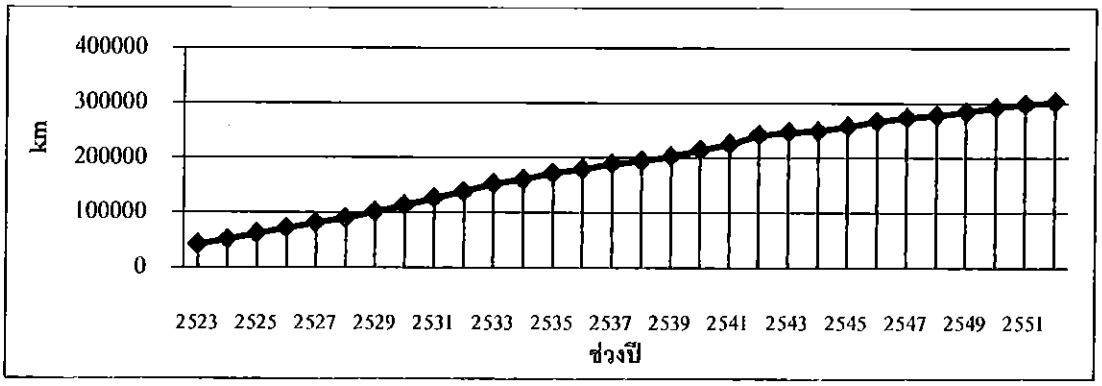


รูปที่ 4.2 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบสายส่งที่ระดับแรงดันสูง

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี พ.ศ. 2552

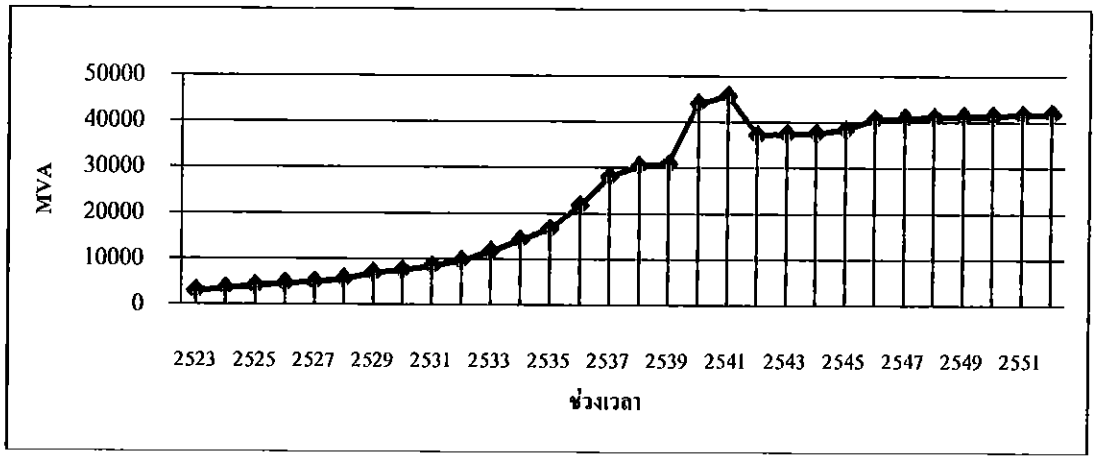
ข) การเพิ่มขึ้นของความยาวสายส่ง และความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง

การปรับปรุงและพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีส่วนใหญ่อาจเกิดจากการลงทุนในส่วนโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญทางด้านกิจการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดช่วงระยะเวลาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552 ซึ่งในช่วงนี้มีการติดตั้งสายส่งที่มีความยาวเพิ่มขึ้นจาก 41,627 km ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 302,039 km ในปี พ.ศ. 2552 ดังรูปที่ 4.3 ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลงเพิ่มขึ้นจาก 2944 MVA ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 135,534.89 MVA ในปี พ.ศ. 2552 ดังรูปที่ 4.4 การเพิ่มขึ้นในส่วนนี้จัดทำขึ้น เพื่อรองรับความต้องการในการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและทำให้ประชาชนสามารถเข้าถึงการใช้ไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิคมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น จากการเพิ่มขึ้นของความยาวสายส่งและความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง



รูปที่ 4.3 ความยาวของระบบสายส่ง (km) ที่ระดับแรงดันสูง

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี พ.ศ. 2552

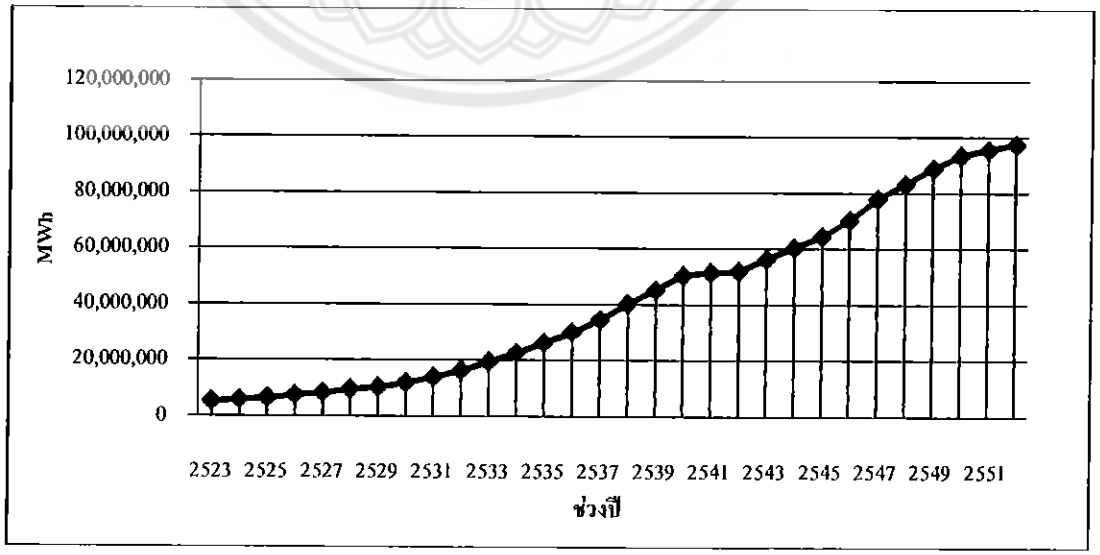


รูปที่ 4.4 ความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง (MVA) ที่ระดับแรงดันสูง

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี พ.ศ. 2552

ค) วิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ

วิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจในปี พ.ศ. 2540 วิกฤตการณ์ในครั้งนี้ส่งผลทำให้อัตราความต้องการใช้ไฟฟ้ามีสภาวะลดลง ในปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2542 ดังรูปที่ 4.5 เนื่องจากผู้บริโภคมีความจำเป็นที่ต้องประหยัดค่าใช้จ่ายทั้งหมดซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าด้วยเนื่องจากสภาวะเศรษฐกิจของประเทศไทยตกต่ำจึงทำให้อัตราการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคในช่วงปีนี้มีอัตราการเจริญเติบโตของปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคลดลงและยังส่งผลโดยตรงต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าเป็นตัวแปรหลักในการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยอีกด้วย



รูปที่ 4.5 ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (MWh) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี พ.ศ. 2552

4.3.2 ปัจจัยที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของผลิตภาพโดยรวมโดยการเปลี่ยนแปลงด้านประสิทธิภาพทางเทคนิค

การแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยในวันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2544 ได้มีการประชุมระดมความคิดเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาตลาดหุ้นไทย โดยมีนายกรัฐมนตรี พ.ต.ท.ทักษิณ ชินวัตร เป็นประธาน ที่ประชุมได้กำหนดแนวทางในการนำรัฐวิสาหกิจเข้าจดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในส่วนของกิจการไฟฟ้ากำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือกิจการบางส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ฯ ในไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2546 สำหรับการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้จดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ฯ ในไตรมาสที่ 4 ของปี พ.ศ. 2546 การแปรรูปยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ความมั่นคงในการจ้างงานลดลง และด้วยเหตุนี้จึงทำให้แรงจูงใจและความตั้งใจในการทำงานของพนักงานลดลง เนื่องจากมีความกลัวว่า หากมีการแปรรูป จะทำให้เอกชนเข้ามาเป็นเจ้าของกิจการ ซึ่งอาจทำให้สูญเสียสวัสดิการที่เคยได้รับจากการเป็นรัฐวิสาหกิจ ทำให้สหภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วงและทำให้สูญเสียเวลาที่ใช้ในการทำงานจากการประท้วงซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพียงเล็กน้อย เนื่องจากพนักงานจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบางส่วนได้เดินทางไปร่วมประท้วงร่วมกับกลุ่มสหภาพแรงงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงทำให้เสียเวลาในการทำงานไปแต่เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ตัวแทนจากองค์กรภาคประชาชน อาทิ มูลนิธิเพื่อผู้บริโภค สหพันธ์องค์กรผู้บริโภค และสหภาพแรงงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ยื่นฟ้องคดีต่อศาลปกครองสูงสุด ขอให้ศาลมีคำพิพากษาสั่งเพิกถอนพระราชกฤษฎีกากำหนดอำนาจสิทธิ และประโยชน์ของบริษัท การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำกัด (มหาชน) พ.ศ. 2548 และพระราชกฤษฎีกากำหนดเงื่อนไขยกเลิกกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2548 ตามที่คณะรัฐมนตรีมีมติให้แปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยเตรียมกระจายขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในวันที่ 16-17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 ต่อมา 19 กันยายน พ.ศ. 2549 คณะทหารในนาม "คณะปฏิรูปการปกครองในระบอบประชาธิปไตย อันมีพระมหากษัตริย์ทรงเป็นประมุข" (คปค.) ซึ่งมี พล.อ. สนธิ บุญยรัตกลิน เป็นหัวหน้า ได้ทำการรัฐประหารยึดอำนาจรัฐบาลรักษาการ พ.ต.ท.ทักษิณ ชินวัตร ซึ่งกำลังปฏิบัติภารกิจอยู่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา จึงเป็นการแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่ประสบผลสำเร็จ พ.ศ. 2549 รัฐบาลชุดใหม่ได้ประกาศว่าจะไม่มีการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำให้พนักงานมีความมั่นใจในการจ้างงานจึงกลับมาทำงาน พนักงานมีแรงจูงใจในการทำงานและมีความตั้งใจในการทำงานเพิ่มมากขึ้น

4.4 การตรวจสอบข้อเท็จจริงเรื่องความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าที่เป็นผลมาจากประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากการตรวจสอบข้อเท็จจริงในเรื่องของความมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าดังที่กองทุนการเงินระหว่างประเทศกล่าวอ้างนั้น เมื่อทำการตรวจสอบโดยผลจากการวิเคราะห์ข้อมูลจากรูปที่ 4.1 พบว่าหน่วยงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจึงทำให้สรุปได้ว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นองค์กรที่มีการพัฒนาผลิตภาพและประสิทธิภาพอยู่อย่างต่อเนื่อง จึงสรุปผลได้ว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่มีผลต่อการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทย

4.5 การประเมินผลกระทบของการปฏิรูปที่มีต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

พบว่า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้รับผลกระทบเพียงเล็กน้อยจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย เนื่องจากพนักงานจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบางส่วนได้เดินทางไปร่วมประท้วงร่วมกันกับกลุ่มสหภาพแรงงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงทำให้เสียเวลาในการทำงานไปแต่ก็ไม่ได้ส่งผลต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรืออาจกล่าวได้ว่า การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่มีผลต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเลย

บทที่ 5
สรุปผล

จากการเก็บรวบรวมข้อมูลผลผลิตและปัจจัยการผลิตที่ใช้ประกอบการวิเคราะห์และตรวจสอบปัจจัยอื่นๆ ที่มีผลกระทบต่อผลิตภาพโดยรวมของหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว จึงสามารถนำมาและการวิเคราะห์ผลจึงได้ข้อสรุปดังต่อไปนี้

5.1 สรุปประสิทธิภาพการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากการศึกษาพบว่า ประสิทธิภาพสามารถวัดได้จากผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิค ซึ่งปัจจัยที่ส่งผลต่อการเพิ่มหรือลดของตัวแปรต่างๆ ได้แก่

1) การลดการสูญเสียในระบบสายส่ง จากการสืบค้นข้อมูลและทำการเปรียบเทียบระหว่างชุดข้อมูลพบว่า การไฟฟ้าได้มีการปรับการจัดการระบบสายส่งให้มีประสิทธิภาพที่ดีขึ้น โดยเห็นจากในปี พ.ศ. 2523 มีการสูญเสียในระบบสายส่งไฟฟ้า ถึง 9.69% แต่ในปี พ.ศ. 2552 มีการสูญเสียในระบบสายส่งลดลงเหลือ 7.49% ส่งผลให้มีผลิตภาพโดยรวมมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย

2) การเพิ่มขึ้นของความยาวสายส่ง และความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง จากการสืบค้นข้อมูลพบว่าในปี พ.ศ. 2523 ถึง พ.ศ. 2552 ซึ่งในช่วงนี้มีการติดตั้งสายส่งที่มีความยาวเพิ่มขึ้นจาก 41,627 km ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 302,039 km ในปี พ.ศ. 2552 ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลงเพิ่มขึ้นจาก 2944 MVA ในปี พ.ศ. 2523 เป็น 135,534.89 MVA ในปี พ.ศ. 2552 การเพิ่มขึ้นในส่วนนี้ เป็นการรองรับความต้องการในการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและทำให้ประชาชนสามารถเข้าถึงการใช้ไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิคมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของความยาวสายส่งและความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลง

3) วิกฤตการณ์เศรษฐกิจ ในช่วงปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2542 มีการอัตราการเจริญเติบโตในส่วนของการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจากผู้บริโภคมีความจำเป็นที่ต้องประหยัดค่าใช้จ่าย รวมถึงการลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าด้วย เพราะสภาวะเศรษฐกิจของประเทศไทยในช่วงนี้ตกต่ำลง จึงทำให้อัตราการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคในช่วงปีนี้มีอัตราการเจริญเติบโตของปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคลดลงและยังส่งผลต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าเป็นตัวแปรหลักในการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต อีกด้วย

4) การแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทย ในวันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2544 ได้มีการประชุมเพื่อกำหนดแนวทางในการนำรัฐวิสาหกิจเข้าจดทะเบียนและกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่ง

ประเทศ ส่งผลให้ความมั่นคงในการจ้างงานลดลง เนื่องจากมีความกลัวว่า หากมีการแปรรูป จะทำให้เอกชนเข้ามาเป็นเจ้าของกิจการ ทำให้สหภาพแรงงานลุกขึ้นมาประท้วงและทำให้สูญเสียเวลาที่ใช้ในการทำงานจากการประท้วงซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพียงเล็กน้อย เนื่องจากพนักงานจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบางส่วนได้เดินทางไปร่วมประท้วงร่วมกับกลุ่มสหภาพแรงงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ต่อมาวันที่ 19 กันยายน พ.ศ. 2549 ได้ทำการรัฐประหารยึดอำนาจรัฐบาลรักษาการ ทำให้การแปรรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่ประสบผลสำเร็จ และทำให้พนักงานมีความมั่นใจในการจ้างงานจึงกลับมาทำงานและสภาวะปกติ

ดังนั้นจากการวิเคราะห์ข้อมูลตารางที่ 4.1 พบว่าหน่วยงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นผลจากการเปลี่ยนแปลงทางเทคนิคเป็นการปรับปรุงและพัฒนาระบบ โดยการเพิ่มจำนวนสายส่ง และเพิ่มความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลงตลอดระยะเวลาที่ได้ทำการศึกษาตั้งแต่ช่วงปี พ.ศ. 2523 ถึง ปี พ.ศ. 2552 จึงสามารถสรุปได้ว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นองค์กรที่มีการพัฒนาผลิตภาพและประสิทธิภาพอยู่อย่างต่อเนื่อง และแสดงให้เห็นว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่มีผลต่อการมีประสิทธิภาพต่ำของกิจการไฟฟ้าไทยและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังได้รับผลกระทบเพียงเล็กน้อยจากการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทย เนื่องจากพนักงานจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบางส่วนได้เดินทางไปร่วมประท้วงร่วมกันกับกลุ่มสหภาพแรงงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงทำให้เสียเวลาในการทำงานไปแต่ก็ไม่ได้ส่งผลต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรืออาจกล่าวได้ว่า การปฏิรูปกิจการไฟฟ้าไทยไม่มีผลต่อประสิทธิภาพของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเลย

5.2 ปัญหาและแนวทางการแก้ไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากการวิเคราะห์ผลิตภาพโดยรวมและประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบปัญหาและแนวทางการแก้ไขดังนี้

5.2.1 ประสิทธิภาพทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการพัฒนาต่ำ

จากการรวบรวมข้อมูลของหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่าการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพทางเทคนิคมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเล็กน้อยโดยการเปลี่ยนแปลงตลอด 30 ปี มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นเท่ากับ 1% โดยประมาณทั้งนี้เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นหน่วยงานที่ให้บริการอยู่ในส่วนของระบบส่งและจัดจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งมีการจ่ายไฟฟ้าครอบคลุมกว่า 98.1% ของพื้นที่ภายในประเทศไทยอยู่แล้ว ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2523 และในปี พ.ศ. 2552 มีการให้บริการทางระบบส่งและจัดจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งมีการจ่ายไฟฟ้าครอบคลุมเป็น 98.55% ของ

ครัวเรือนภายในประเทศไทย ซึ่งมีพื้นที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อย จึงทำให้ประสิทธิภาพทางเทคนิคของหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนี้มีการปรับปรุงต่ำ ซึ่งปรับปรุงได้ยากเนื่องจากมีระบบการจัดการและการให้บริการที่ครอบคลุมความต้องการใช้ไฟฟ้าของประชาชนมากอยู่แล้ว

5.2.2 การการสูญเสียในระบบสายส่ง

การสูญเสียในระบบสายส่งลดลงทำให้การเปลี่ยนแปลงผลิตภาพโดยรวมมีค่าสูงขึ้น โดยวิธีลดการลดสูญเสียในระบบสายส่งทำได้โดยต้องทำการการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีของระบบสายส่ง เช่นชนิดของตัวนำไฟฟ้าและฉนวนที่ใช้มีประสิทธิภาพดีขึ้นและการแก้ไขปัญหานี้อีกวิธีทำได้โดยการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น โดยปรับขนาดของสายส่งและความสามารถในการจ่ายโหลดของหม้อแปลงให้รองรับการพิกัดแรงดันที่สูงขึ้นจึงทำให้การสูญเสียในระบบสายส่งลดลง

เอกสารอ้างอิง

[1] กฟภ. (2543). **สว่างทั่วแดนไทย**. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.

[2] กฟภ. (2552). **บันทึกประจำปีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระหว่างปี พ.ศ. 2523-2552**. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.

[3] กฟภ. (2555). **ประวัติความเป็นมา**. http://www.pea.co.th/th, สืบค้นเมื่อ มกราคม 2555.

[4] ชุติมา วัฒนาผาสุขกุล. (2550). **การใช้เทคโนโลยีสารสนเทศกับประสิทธิภาพการดำเนินงานของธนาคารพาณิชย์**. วิทยานิพนธ์ ศ.ม, กรุงเทพฯ.

[5] รศ. ดร. ถวิล นิลใบ. (2544). เอกสารประกอบการบรรยาย เศรษฐศาสตร์การศึกษา. คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยรามคำแหง.

[6] สนพ. (2550). **พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550**. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. กรุงเทพฯ, http://www.eppo.go.th, สืบค้นเมื่อ กุมภาพันธ์ 2555.

[7] สนพ. (2551). **ประวัตินโยบายการแปรรูปรัฐวิสาหกิจและการเปิดเสรีด้านพลังงาน**. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. กรุงเทพฯ. http://www.eppo.go.th, สืบค้นเมื่อ มกราคม 2555.

[8] สนพ. (2554). **มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 3/2554**. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. กรุงเทพฯ. http://www.eppo.go.th, สืบค้นเมื่อ มกราคม 2555.

[9] สมรักษ์ แซ่ซิ้ม. (2553). **ประสิทธิภาพเชิงเทคนิคในการดำเนินงานของธุรกิจลิสซิ่งในประเทศไทย**. สารนิพนธ์ ศ.ม., กรุงเทพฯ.

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

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

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

[13] Chirarattananon, S. and Nirukkanaporn, S. (2006). Deregulation of ESI and Privatisation of State Electric Utilities in Thailand. **Energy Policy**. 34(0), 2521–2531.

[14] 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.

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

[15] 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.

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

[17] 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.

[18] Ongsakul, W. (June 2008). **Greater Mekong Subregion Academicand Research Network.** Pathumthani, Thailand.

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

[20] Wattana, S., Sharma, D. and Vaiyavuth, R. (2008), **Electricity Industry Reforms In Thailand: A Historical Review.** GMSARN International, vol.2, No.2, 51-52.

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

ภาคผนวก

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม DEAP 2.1

Results from DEAP Version 2.1

Instruction file = PEA-ins.txt

Data file = PEA-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	1.042	1.000
2	0.000	0.978	0.975	0.990
3	0.000	0.981	0.980	0.994
4	0.000	0.978	0.977	0.986
5	0.000	0.985	0.986	0.987
6	0.000	0.991	0.996	0.992
7	0.000	0.983	0.983	0.986
8	0.000	1.000	1.000	1.000
9	0.000	0.994	0.992	0.994
10	0.000	1.000	1.000	1.000
mean	0.000	0.989	0.993	0.993

year = 2

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

	t-1	t	t+1	
1	0.978	0.975	0.975	1.000
2	0.981	0.980	0.980	1.000
3	0.978	0.977	0.977	0.992
4	0.985	0.986	0.986	0.999
5	0.991	0.996	0.996	1.000
6	0.983	0.983	0.983	0.987
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.994	0.992	0.992	0.994
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.146	1.000	1.000	1.000
mean	1.004	0.989	0.989	0.997

year = 3

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.980	0.980	0.976	1.000
2	0.977	0.977	0.974	0.993
3	0.986	0.986	0.986	1.000
4	0.996	0.996	0.996	1.000
5	0.983	0.983	0.977	0.987
6	1.000	1.000	0.994	1.000
7	0.992	0.992	0.990	0.994
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.117	1.000	0.994	1.000

mean 1.003 0.991 0.989 0.997

year = 4

firm no.	crs te rel to tech in yr t-1	t	t+1	vrs te
1	0.977	0.974	0.974	1.000
2	0.986	0.986	0.986	1.000
3	0.996	0.996	0.996	1.000
4	0.983	0.977	0.963	0.990
5	1.000	0.994	0.994	1.000
6	0.992	0.990	0.990	0.994
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	0.994	0.994	0.995
10	1.125	1.000	1.000	1.000

mean 1.006 0.991 0.990 0.998

year = 5

firm no.	crs te rel to tech in yr t-1	t	t+1	vrs te
1	0.986	0.986	0.986	1.000
2	0.996	0.996	0.996	1.000
3	0.977	0.963	0.963	0.991
4	0.994	0.994	0.994	1.000
5	0.990	0.990	0.990	0.994

6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.994	0.994	0.994	0.994
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.141	1.000	1.000	1.000
mean	1.008	0.992	0.992	0.998

year = 6

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.996	0.996	0.996	1.000
2	0.963	0.963	0.963	0.996
3	0.994	0.994	0.994	1.000
4	0.990	0.990	0.990	0.994
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.994	0.994	0.994	0.994
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.106	1.000	0.986	1.000
mean	1.004	0.994	0.992	0.998

year = 7

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

1	0.963	0.963	0.963	1.000
2	0.994	0.994	0.994	1.000
3	0.990	0.990	0.990	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.994	0.994	0.994	0.994
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	0.986	0.984	0.987
10	1.185	1.000	0.995	1.000
mean	1.013	0.993	0.992	0.998

year = 8

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.994	0.994	0.994	1.000
2	0.990	0.990	0.990	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.994	0.994	0.994	0.994
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.986	0.984	0.983	0.984
9	1.000	0.995	0.995	0.996
10	1.124	1.000	1.000	1.000
mean	1.009	0.996	0.996	0.997

year = 9

firm no.	crs te rel to tech in yr t-1	t	t+1	vrs te
1	0.990	0.990	0.990	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.994	0.994	0.994	0.994
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.984	0.983	0.983	0.983
8	0.995	0.995	0.995	0.997
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.123	1.000	1.000	1.000
mean	1.009	0.996	0.996	0.997

year = 10

firm no.	crs te rel to tech in yr t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.005	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.994	0.994	0.994	0.994
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.983	0.983	0.983	0.984

7	0.995	0.995	0.995	0.997
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.036	1.000	1.000	1.000
mean	1.001	0.997	0.998	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	1.040	1.000
2	0.994	0.994	1.000	0.995
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.983	0.983	0.983	0.984
6	0.995	0.995	0.995	0.999
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	0.996	1.000
10	1.100	1.000	1.000	1.000
mean	1.007	0.997	1.001	0.998

year = 12

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

1	0.994	1.000	0.985	1.000
2	1.000	1.000	0.992	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.983	0.983	0.983	0.984
5	0.995	0.995	0.994	1.000
6	1.000	1.000	0.999	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	0.996	0.993	0.997
9	1.000	1.000	0.994	1.000
10	1.113	1.000	0.993	1.000
mean	1.008	0.997	0.993	0.998

year = 13

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	1.000	0.992	0.986	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.983	0.983	0.983	0.984
4	0.995	0.994	0.993	1.000
5	1.000	0.999	0.997	1.000
6	1.000	1.000	0.998	1.000
7	0.996	0.993	0.991	0.993
8	1.000	0.994	0.992	0.995
9	1.000	0.993	0.990	0.993
10	1.101	1.000	0.997	1.000
mean	1.008	0.995	0.993	0.996

year = 14

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.024	1.000
2	0.983	0.983	0.999	0.984
3	0.994	0.993	1.000	1.000
4	0.999	0.997	1.000	1.000
5	1.000	0.998	1.000	1.000
6	0.993	0.991	0.993	0.991
7	0.994	0.992	0.996	0.993
8	0.993	0.990	0.992	0.992
9	1.000	0.997	0.998	0.999
10	1.081	1.000	1.000	1.000
mean	1.004	0.994	1.000	0.996

year = 15

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.983	0.999	0.999	1.000
2	0.993	1.000	1.000	1.000
3	0.997	1.000	1.000	1.000
4	0.998	1.000	0.998	1.000
5	0.991	0.993	0.993	0.994
6	0.992	0.996	0.995	0.996
7	0.990	0.992	0.991	0.996

8	0.997	0.998	0.996	1.000
9	1.000	1.000	0.998	1.000
10	1.093	1.000	0.994	1.000
mean	1.003	0.998	0.996	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	1.000	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	0.998	0.998	0.998
4	0.993	0.993	0.992	0.993
5	0.996	0.995	0.995	0.996
6	0.992	0.991	0.991	0.998
7	0.998	0.996	0.996	1.000
8	1.000	0.998	0.997	1.000
9	1.000	0.994	0.994	0.995
10	1.151	1.000	0.999	1.000
mean	1.013	0.997	0.996	0.998

year = 17

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	1.000	1.000	1.002	1.000

2	0.998	0.998	1.000	0.998
3	0.993	0.992	0.994	0.994
4	0.995	0.995	0.997	0.997
5	0.991	0.991	0.992	1.000
6	0.996	0.996	0.997	1.000
7	0.998	0.997	0.998	1.000
8	0.994	0.994	0.994	0.995
9	1.000	0.999	0.999	1.000
10	1.085	1.000	1.000	1.000
mean	1.005	0.996	0.997	0.998

year = 18

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.998	1.000	0.999	1.000
2	0.992	0.994	0.993	1.000
3	0.995	0.997	0.996	1.000
4	0.991	0.992	0.991	1.000
5	0.996	0.997	0.996	1.000
6	0.997	0.998	0.998	1.000
7	0.994	0.994	0.994	0.995
8	0.999	0.999	0.999	1.000
9	1.000	1.000	0.999	1.000
10	1.076	1.000	0.999	1.000
mean	1.004	0.997	0.996	1.000

year = 19

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.995	0.994	0.994	1.000
2	0.997	0.997	0.997	1.000
3	0.993	0.992	0.992	1.000
4	0.997	0.997	0.997	1.000
5	0.999	0.998	0.998	1.000
6	0.995	0.994	0.994	0.995
7	1.000	0.999	0.999	1.000
8	1.001	1.000	1.000	1.000
9	1.001	0.999	0.999	1.000
10	1.076	1.000	1.000	1.000
mean	1.005	0.997	0.997	1.000

year = 20

firm no.	crs te rel to tech in yr ********** t-1	t	t+1	vrs te
1	0.997	0.997	0.997	1.000
2	0.992	0.992	0.992	1.000
3	0.997	0.997	0.997	1.000
4	0.998	0.998	0.998	1.000
5	0.994	0.994	0.994	0.995
6	0.999	0.999	0.999	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.999	0.999	0.999	1.000

9	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.018	1.000	1.000	1.000
mean	1.000	0.998	0.998	1.000

year = 21

firm	crs te rel to tech in yr			vrs
no.	**********			te
	t-1	t	t+1	
1	0.992	0.992	0.000	1.000
2	0.997	0.997	0.000	1.000
3	0.998	0.998	0.000	1.000
4	0.994	0.994	0.000	0.995
5	0.999	0.999	0.000	1.000
6	1.000	1.000	0.000	1.000
7	0.999	0.999	0.000	1.000
8	1.000	1.000	0.000	1.000
9	1.000	1.000	0.000	1.000
10	1.001	1.000	0.000	1.000
mean	0.998	0.998	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	0.975	0.981	1.000	0.975	0.957
2	1.002	1.002	1.011	0.992	1.004
3	0.996	1.001	0.998	0.999	0.997
4	1.008	1.000	1.013	0.995	1.008
5	1.011	0.997	1.013	0.998	1.008
6	0.992	0.998	0.995	0.997	0.989
7	1.018	1.000	1.014	1.003	1.018
8	0.992	1.001	0.994	0.998	0.993
9	1.006	1.001	1.006	1.000	1.007
10	1.000	1.071	1.000	1.000	1.071
mean	1.000	1.005	1.004	0.996	1.005

year = 3

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
2	0.997	1.000	0.993	1.004	0.997
3	1.009	1.000	1.008	1.001	1.009
4	1.010	1.000	1.001	1.008	1.010
5	0.987	1.000	0.987	1.000	0.987
6	1.018	1.000	1.013	1.004	1.018
7	0.992	1.000	0.994	0.998	0.992
8	1.008	1.000	1.006	1.002	1.008
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.057	1.000	1.000	1.057
mean	1.003	1.006	1.000	1.002	1.008

year = 4

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.994	1.004	1.000	0.994	0.998
2	1.009	1.002	1.007	1.002	1.011
3	1.010	1.000	1.000	1.010	1.010
4	0.981	1.003	0.990	0.991	0.984
5	1.011	1.006	1.013	0.998	1.018
6	0.990	1.004	0.994	0.996	0.994
7	1.008	1.001	1.006	1.002	1.009
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.994	1.003	0.995	1.000	0.997
10	1.000	1.064	1.000	1.000	1.064
mean	1.000	1.008	1.000	0.999	1.008

year = 5

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.012	1.000	1.000	1.012	1.012
2	1.010	1.000	1.000	1.010	1.010
3	0.968	1.007	0.991	0.977	0.974
4	1.017	1.007	1.010	1.007	1.024
5	0.996	1.000	0.994	1.002	0.996
6	1.010	1.000	1.006	1.004	1.010
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.994	1.000	0.994	1.000	0.994
9	1.006	1.000	1.005	1.000	1.006
10	1.000	1.068	1.000	1.000	1.068
mean	1.001	1.008	1.000	1.001	1.009

year = 6

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.010	1.000	1.000	1.010	1.010
2	0.968	1.000	0.996	0.972	0.968
3	1.031	1.000	1.009	1.022	1.031
4	0.997	1.000	0.994	1.002	0.997
5	1.010	1.000	1.006	1.004	1.010
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.994	1.000	0.994	1.000	0.994
8	1.006	1.000	1.006	1.000	1.006
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.052	1.000	1.000	1.052
mean	1.001	1.005	1.000	1.001	1.006

year = 7

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.968	1.000	1.000	0.968	0.968
2	1.031	1.000	1.005	1.027	1.031
3	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
4	1.010	1.000	1.006	1.004	1.010
5	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6	0.994	1.000	0.994	1.000	0.994
7	1.006	1.000	1.006	1.000	1.006
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.986	1.007	0.987	1.000	0.993
10	1.000	1.096	1.000	1.000	1.096

mean 0.999 1.010 1.000 0.999 1.009

year = 8

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.031	1.000	1.000	1.031	1.031
2	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
3	1.010	1.000	1.000	1.010	1.010
4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5	0.994	1.000	0.994	1.000	0.994
6	1.006	1.000	1.006	1.000	1.006
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.984	1.001	0.984	1.000	0.985
9	1.009	1.004	1.010	0.999	1.013
10	1.000	1.063	1.000	1.000	1.063

mean 1.003 1.007 0.999 1.004 1.010

year = 9

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.997	1.000	1.000	0.997	0.997
2	1.010	1.000	1.000	1.010	1.010
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.994	1.000	0.994	1.000	0.994
5	1.006	1.000	1.006	1.000	1.006
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.983	1.000	0.983	1.000	0.984
8	1.011	1.001	1.013	0.998	1.011
9	1.005	1.000	1.004	1.001	1.005

10 1.000 1.060 1.000 1.000 1.060

mean 1.001 1.006 1.000 1.001 1.006

year = 10

firm effch techch pech sech tfpch

1 1.010 1.000 1.000 1.010 1.010
2 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000
3 0.994 1.000 0.994 1.000 0.994
4 1.006 1.000 1.006 1.000 1.006
5 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000
6 0.983 1.000 0.984 1.000 0.983
7 1.012 1.000 1.014 0.997 1.012
8 1.005 1.000 1.003 1.002 1.005
9 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000
10 1.000 1.018 1.000 1.000 1.018

mean 1.001 1.002 1.000 1.001 1.003

year = 11

firm effch techch pech sech tfpch

1 1.000 0.998 1.000 1.000 0.998
2 0.994 1.000 0.995 0.999 0.994
3 1.006 1.000 1.006 1.000 1.006
4 1.000 1.000 1.000 1.000 1.000
5 0.983 1.000 0.984 1.000 0.983
6 1.012 1.000 1.016 0.996 1.012
7 1.005 1.000 1.003 1.003 1.005

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	1.049	1.000	1.000	1.049
mean	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005

year = 12

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.977	1.000	1.000	0.977
2	1.006	0.997	1.005	1.001	1.003
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	0.983	1.000	0.984	1.000	0.983
5	1.012	1.000	1.016	0.995	1.012
6	1.005	1.000	1.001	1.004	1.005
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.996	1.002	0.997	0.999	0.998
9	1.000	1.002	1.000	1.000	1.002
10	1.000	1.055	1.000	1.000	1.055
mean	1.000	1.003	1.000	1.000	1.003

year = 13

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.992	1.012	1.000	0.992	1.003
2	1.000	1.004	1.000	1.000	1.004
3	0.983	1.000	0.984	0.999	0.983
4	1.011	1.000	1.017	0.995	1.012
5	1.005	1.000	1.000	1.004	1.005

6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
7	0.993	1.002	0.993	1.000	0.995
8	0.998	1.004	0.998	1.000	1.003
9	0.993	1.006	0.993	1.000	0.999
10	1.000	1.053	1.000	1.000	1.053
mean	0.997	1.008	0.998	0.999	1.006

year = 14

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.008	1.003	1.000	1.008	1.011
2	0.983	1.000	0.984	0.999	0.983
3	1.010	1.001	1.017	0.993	1.011
4	1.003	1.002	1.000	1.003	1.005
5	0.999	1.002	1.000	0.999	1.001
6	0.991	1.002	0.991	0.999	0.993
7	0.999	1.002	1.000	1.000	1.001
8	0.996	1.003	0.996	0.999	0.998
9	1.004	1.003	1.006	0.998	1.007
10	1.000	1.041	1.000	1.000	1.041
mean	0.999	1.006	0.999	1.000	1.005

year = 15

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.999	0.980	1.000	0.999	0.979
2	1.018	0.988	1.017	1.001	1.006
3	1.007	0.995	1.000	1.007	1.002

4	1.003	0.998	1.000	1.003	1.000
5	0.995	0.998	0.994	1.002	0.993
6	1.006	0.997	1.005	1.000	1.002
7	1.000	0.997	1.004	0.997	0.997
8	1.008	0.998	1.009	1.000	1.006
9	1.003	0.999	1.001	1.002	1.002
10	1.000	1.045	1.000	1.000	1.045
mean	1.004	0.999	1.003	1.001	1.003

year = 16

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
3	0.998	1.001	0.998	1.000	0.999
4	0.993	1.001	0.993	1.000	0.994
5	1.002	1.001	1.002	1.000	1.003
6	0.995	1.001	1.002	0.993	0.996
7	1.004	1.002	1.004	1.000	1.005
8	1.000	1.002	1.000	1.000	1.002
9	0.994	1.004	0.995	0.999	0.998
10	1.000	1.076	1.000	1.000	1.076
mean	0.999	1.009	0.999	0.999	1.007

year = 17

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

2	0.998	1.000	0.998	1.000	0.998
3	0.994	1.000	0.996	0.998	0.994
4	1.002	1.000	1.004	0.998	1.003
5	0.995	1.000	1.004	0.991	0.996
6	1.005	1.000	1.002	1.003	1.005
7	1.001	1.000	1.000	1.001	1.002
8	0.996	1.001	0.995	1.001	0.996
9	1.005	1.001	1.005	1.000	1.006
10	1.000	1.042	1.000	1.000	1.042
mean	1.000	1.004	1.000	0.999	1.004

year = 18

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.998	1.000	1.000	0.998
2	0.996	0.998	1.002	0.994	0.994
3	1.004	0.998	1.006	0.998	1.003
4	0.997	0.999	1.003	0.994	0.995
5	1.006	0.999	1.000	1.006	1.005
6	1.002	0.999	1.000	1.002	1.001
7	0.997	0.999	0.995	1.002	0.996
8	1.006	1.000	1.005	1.001	1.005
9	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
10	1.000	1.037	1.000	1.000	1.037
mean	1.001	1.003	1.001	1.000	1.004

year = 19

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch

1	0.994	1.001	1.000	0.994	0.995
2	1.003	1.001	1.000	1.003	1.003
3	0.995	1.001	1.000	0.995	0.996
4	1.005	1.001	1.000	1.005	1.006
5	1.002	1.001	1.000	1.002	1.002
6	0.996	1.001	0.995	1.001	0.997
7	1.005	1.001	1.005	1.001	1.006
8	1.001	1.001	1.000	1.000	1.001
9	0.999	1.001	1.000	0.999	1.000
10	1.000	1.038	1.000	1.000	1.038
mean	1.000	1.004	1.000	1.000	1.004

year = 20

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003
2	0.995	1.000	1.000	0.995	0.995
3	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
4	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
5	0.996	1.000	0.995	1.001	0.996
6	1.005	1.000	1.004	1.001	1.005
7	1.001	1.000	1.000	1.000	1.001
8	0.999	1.000	1.000	0.999	0.999
9	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
10	1.000	1.009	1.000	1.000	1.009
mean	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002

year = 21

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	0.995	1.000	1.000	0.995	0.995
2	1.005	1.000	1.000	1.005	1.005
3	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
4	0.996	1.000	0.995	1.001	0.996
5	1.005	1.000	1.004	1.001	1.005
6	1.001	1.000	1.000	1.000	1.001
7	0.999	1.000	1.000	0.999	0.999
8	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
mean	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF ANNUAL MEANS

year	effch	techch	pech	sech	tfpch
2	1.000	1.005	1.004	0.996	1.005
3	1.003	1.006	1.000	1.002	1.008
4	1.000	1.008	1.000	0.999	1.008
5	1.001	1.008	1.000	1.001	1.009
6	1.001	1.005	1.000	1.001	1.006
7	0.999	1.010	1.000	0.999	1.009
8	1.003	1.007	0.999	1.004	1.010
9	1.001	1.006	1.000	1.001	1.006
10	1.001	1.002	1.000	1.001	1.003
11	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005
12	1.000	1.003	1.000	1.000	1.003
13	0.997	1.008	0.998	0.999	1.006

14	0.999	1.006	0.999	1.000	1.005
15	1.004	0.999	1.003	1.001	1.003
16	0.999	1.009	0.999	0.999	1.007
17	1.000	1.004	1.000	0.999	1.004
18	1.001	1.003	1.001	1.000	1.004
19	1.000	1.004	1.000	1.000	1.004
20	1.001	1.001	1.000	1.001	1.002
21	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
mean	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005

MALMQUIST INDEX SUMMARY OF FIRM MEANS

firm	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.000	0.998	1.000	1.000	0.997
2	1.001	1.000	1.001	1.000	1.001
3	1.001	1.000	1.000	1.001	1.001
4	1.001	1.001	1.000	1.000	1.001
5	1.001	1.000	1.001	1.000	1.001
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.001
7	1.001	1.000	1.001	1.000	1.001
8	1.000	1.001	1.000	1.000	1.001
9	1.000	1.002	1.000	1.000	1.002
10	1.000	1.049	1.000	1.000	1.049
mean	1.000	1.005	1.000	1.000	1.005

[Note that all Malmquist index averages are geometric means]