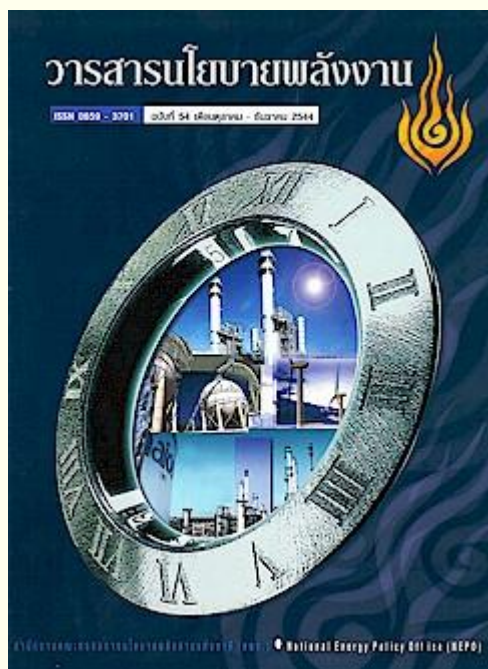




National Energy Policy Office NEPO Journal วารสารนโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 54
ตุลาคม-ธันวาคม 2544



บก. แกล้ง

สวัสดีครับ สมาชิกท่านผู้อ่านวารสารนโยบายพลังงาน ทุกท่าน ปี 2544 ผ่านพ้นไป พร้อมกับปฏิบัติการ โจมตีอาฟกานิสถานที่สิ้นสุดลง สถานการณ์เศรษฐกิจของประเทศอเมริกา เริ่มมีแนวโน้มที่ดีขึ้น ซึ่งจะส่งผลกระทบ ต่อการฟื้นตัว ของเศรษฐกิจ ของประเทศไทยโดยตรง ธนาคารแห่งประเทศไทยเอง ก็ออกมาประกาศว่าเศรษฐกิจของไทยในปีหน้าจะโตขึ้น จากที่คาดการณ์ไว้เดิม จากประมาณร้อยละ 1-3 เป็นร้อยละ 2-3 ในปี 2546

ประสบความสำเร็จไปได้ด้วยดี สำหรับโครงการถนนคนเดิน "7 Wonder@silom" นอกจากช่วยสร้าง จิตสำนึกให้ประชาชนประหยัดพลังงาน และยังสามารถลดมลพิษ ไปได้ระดับหนึ่ง โครงการต่อไป ก็จะเป็นที่เชียงใหม่ และภูเก็ต สำหรับปัญหาเรื่องโครงการท่อส่งก๊าซ ไทย-มาเลเซีย และโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบ่อนอก หินกรูด รัฐบาลก็อยู่ระหว่างการศึกษาข้อมูล และรับฟังความเห็นของทุก ๆ ฝ่าย ก่อนที่จะ

ตัดสินใจประกาศอย่างเป็นทางการ
ว่า จะเดินหน้าต่อไป หรือยุติ
โครงการ หลักการในการพิจารณา
ที่นายกฯ ทักษิณประกาศไว้ก็คือ
จะต้องยึดถือประโยชน์ส่วนรวม ของ
ประเทศเป็นหลัก จะต้องไม่ทำลาย
สภาพความเป็นอยู่ ของชุมชน และ
สุดท้าย จะต้อง ไม่ ทำ ลาย
สิ่งแวดล้อม อดใจอีกนิด เดือน
เมษายน 2544 นี้ คงได้คำตอบที่
ชัดเจน

ส่วนเนื้อหาสาระของวารสาร
นโยบายฉบับนี้ ยังคงนำเสนอ
เรื่องราวต่างๆ ที่น่าสนใจ ท่าน
สมาชิกสนใจเรื่องใด ขอเชิญอ่าน
เนื้อหาได้ในเล่มครับ...

บรรณาธิการ

- ความคืบหน้าการดำเนินงานตามข้อเสนอของคณะกรรมการศึกษา
โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)
- การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)
- วิฤตพลังงานในรัฐแคลิฟอร์เนีย
- การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในสหราชอาณาจักร
- ความต้องการไฟฟ้าของนอกระบบไฟฟ้า กฟผ.
- การแปรรูปการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย
- แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และหนี้สิน
กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง
- การยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม
- เกร็ดพลังงาน
 - โครงการประหยัดไฟ ก้าว 2 ต่อ
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- สถานการณ์พลังงานของไทยปี 2544
- การดูพลังงาน



ไปวารสารฉบับที่ 53 กลับหน้าวารสารหลัก



ไปวารสารฉบับที่ 55

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่





สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
กุมภาพันธ์ 2545

ความคืบหน้าการดำเนินงาน ตามข้อเสนอของ คณะกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตรา ค่าไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

ความเป็นมา

รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี (นายจาตุรนต์ ฉายแสง) ในฐานะประธานคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) เมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2544 เพื่อศึกษาทบทวนความเหมาะสมของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ตลอดจนพิจารณารายละเอียดทางเทคนิคที่สำคัญ รวมทั้งศึกษาเปรียบเทียบทางเลือกของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบๆ เพื่อนำมาประกอบการศึกษาทบทวนความเหมาะสมของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

ผลการพิจารณาของคณะกรรมการ ศึกษาโครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

คณะกรรมการศึกษาฯ ได้ดำเนินการตามภารกิจที่ได้รับมอบหมาย โดยมีข้อเสนอแนะและความเห็นสรุปได้ดังนี้

- 1. ราคาก๊าซธรรมชาติ** เห็นควรให้ ปตท. เร่งเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ให้ผู้ขายก๊าซฯ ร่วมรับภาระอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น ปรับปรุงสูตรราคาก๊าซธรรมชาติให้มีการอ้างอิงราคาถ่านหินเพื่อให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีเสถียรภาพมากขึ้น พิจารณาการปรับลดค่าดำเนินการ (Margin) อัตราค่าผ่านท่อ และภาระ Take or Pay
- 2. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน** เห็นควรให้มีการปรับปรุงโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ประกอบด้วย การเกลี่ยราคารับซื้อไฟฟ้า (Levelize) การทบทวนความเหมาะสมของการส่งผ่านผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน และอัตราผลตอบแทนการลงทุนของบริษัทผลิตไฟฟ้าในเครือของ กฟผ.
- 3. ประสิทธิภาพของการไฟฟ้า** เห็นควรให้มีการกำหนดมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) และมาตรฐานค่าความสูญเสีย (Loss Rate) เพื่อเป็นกรอบในการดำเนินงานของการไฟฟ้า นอกจากนี้ เห็นควรให้ สพข. พิจารณาถึงการชะลอ

แผนการลงทุนของการไฟฟ้า หากพบว่า สามารถลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ก็ให้ดำเนินการโดยเร่งด่วน

4. เงินนำส่งรัฐ เงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า และโบนัสของการไฟฟ้า คณะอนุกรรมการศึกษา เห็นว่า

- อัตราเงินนำส่งรัฐ ควรเป็นไปตามเกณฑ์ที่กระทรวงการคลังกำหนด ไม่ควรมีการเรียกเก็บเพิ่มเติมจากที่กำหนดไว้เดิม
- เงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า เห็นควรให้กระทรวงการคลังพิจารณาในภาพรวมของผลตอบแทนและโครงสร้างเงินเดือนของรัฐวิสาหกิจ โดยอาจปรับปรุงเงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า ให้อยู่ในรูปแบบอื่น
- โบนัสของการไฟฟ้า เห็นควรให้กระทรวงการคลังรับไปพิจารณาแนวทางในการคำนวณโบนัสของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ให้มีหลักเกณฑ์เดียวกัน โดยพิจารณาจากกำไรจากผลการดำเนินงาน และประสิทธิภาพของการไฟฟ้า

5. แนวทางในการกำหนดค่า F_t คณะอนุกรรมการศึกษา เห็นว่าไม่สมควรยกเลิกสูตร F_t และเห็นควรให้มีการจัดเก็บค่า F_t ในอัตราคงที่ต่อหน่วย (Flat Rate) เช่นในปัจจุบัน นอกจากนี้ เห็นควรให้คณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เป็นผู้พิจารณากำหนดค่า F_t ต่อไป โดยให้มีผู้แทนผู้บริโภคชายวัยเข้าร่วมเป็นอนุกรรมการเพิ่มเติมด้วย

6. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐาน เห็นควรให้กำหนดส่วนลดค่าไฟฟ้าเป็นกรณีพิเศษแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ เป็นการชั่วคราวในช่วงที่กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองยังสูงอยู่ และให้การไฟฟ้าเร่งรัดการจัดหามีเตอร์ TOU สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย รวมทั้ง พิจารณหาแนวทางการลดภาระค่ามีเตอร์ โดยอาจพิจารณาส่งเสริมให้มีการผลิตมีเตอร์ในประเทศ

ทั้งนี้ คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 3/2544 (ครั้งที่ 32) เมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2544 ได้เห็นชอบในหลักการข้อเสนอของคณะอนุกรรมการศึกษา โดยให้นำข้อเสนอดังกล่าวมาใช้ประกอบการพิจารณาปรับค่า F_t ในรอบเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545

การพิจารณาและมติคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2544

หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รายงานความคืบหน้าการดำเนินการตามข้อเสนอของคณะอนุกรรมการศึกษา ต่อคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2544 ซึ่งที่ประชุมได้รับทราบความคืบหน้าการดำเนินการ และได้มีมติในประเด็นต่างๆ ดังนี้

(1) เห็นควรให้ ปตท. เร่งรัดการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ให้ผู้ขายก๊าซร่วมรับภาระอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น และพิจารณาแนวทางให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีเสถียรภาพมากขึ้น

(2) เห็นชอบการกำหนดอัตราค่าดำเนินการสูงสุดในการจัดหาก๊าซฯ (โดยคำนวณบนราคาเนื้อก๊าซ 123 บาท/ล้านบีทียู) สำหรับ กฟผ. และ IPP เท่ากับ 2.1525 บาท/ล้านบีทียู และ SPP เท่ากับ 11.4759 บาท/ล้านบีทียู

(3) เห็นชอบการกำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุน (ROE) กิจการท่อก๊าซสำหรับโครงการใหม่เท่ากับร้อยละ 16 (ภายใต้สมมติฐานต้นทุนทางการเงินของ ปตท. เท่ากับ 10.5%) สำหรับโครงการท่อเก่า อัตราค่าผ่านท่อยังคงเป็นอัตราเดิม

(4) เห็นชอบให้ กฟผ. รับผิดชอบดำเนินการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP และ SPP) เพื่อลดการส่งผ่านผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนต่อไป

(5) เห็นชอบให้กำหนดมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน และมาตรฐานค่าความสูญเสียตามข้อเสนอของคณะกรรมการศึกษาฯ

(6) เห็นชอบให้ปรับลดค่าไฟฟ้าจากการปรับลดแผนการลงทุนจำนวน 7 สตางค์/หน่วย ตั้งแต่การปรับค่า Ft ในรอบต่อไป โดยมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ รับผิดชอบดำเนินการ

(7) เห็นชอบให้กำหนดอัตราเงินนำส่งรัฐ เงินช่วยเหลือค่าไฟฟ้า และโบนัสของการไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่มีอยู่ในปัจจุบัน

(8) เห็นชอบให้มีการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ดังเช่นในปัจจุบัน

(9) เห็นชอบวิธีการสรรหาผู้แทนผู้บริโภครายย่อยในคณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยให้ประธานกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน แต่งตั้งคณะกรรมการสรรหา เพื่อกำหนดแนวทาง หลักเกณฑ์ และวิธีปฏิบัติ รวมทั้งดำเนินการสรรหา

(10) รับทราบการดำเนินการประชาสัมพันธ์และการเปิดเผยข้อมูลในการพิจารณาปรับค่า F_t

(11) เห็นชอบให้คงอัตราค่าไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้เช่นในปัจจุบัน และรับทราบการดำเนินการจัดหามิเตอร์ของ กฟน. และ กฟภ. ทั้งนี้ ได้มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปพิจารณาแนวทางในการจัดหามิเตอร์ในประเทศที่มีราคาถูกกว่าระบบที่มีอยู่ในปัจจุบัน

(12) มอบหมายให้กระทรวงการคลังหารือร่วมกับธนาคารแห่งประเทศไทยในการพิจารณาให้การไฟฟ้ามีอิสระในการบริหารหนี้ต่างประเทศเพิ่มขึ้น ในกรณีที่เป็นการดำเนินงานจากสภาพคล่องของการไฟฟ้า

การดำเนินงานตามข้อเสนอของคณะกรรมการ ศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

ข้อเสนอของคณะกรรมการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และมติคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 22 กันยายน 2544 ได้นำไปดำเนินการให้เกิดผลในทางปฏิบัติ และผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับประโยชน์จากการดำเนินการดังกล่าวแล้ว ดังนี้

1. ราคาก๊าซธรรมชาติ

1.1 ปตท. ได้เจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ แหล่งบงกช ได้ส่วนลดค่าก๊าซฯ จำนวน 863 ล้านบาท ซึ่งได้นำส่วนลดค่าก๊าซฯ จำนวน 328 ล้านบาท มาลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยประเภท 1.1 (บ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 5 แอมแปร์) ซึ่งมีจำนวนประมาณ 8.78 ล้านราย โดยยกเว้นค่าบริการรายเดือน 8.76 บาท/ราย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และลดค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 45.06 สตางค์/หน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้าประจำเดือนสิงหาคม 2544 สำหรับเงินส่วนที่เหลือจำนวน 535 ล้านบาท ได้นำมาลดค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในรอบเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 ซึ่งสามารถลดค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทได้ 1.67 สตางค์/หน่วย

1.2 ปตท. ได้ดำเนินการตรึงราคาก๊าซฯ สำหรับคำนวณค่าดำเนินการในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 ไว้ที่ราคา 122.15 บาท/ล้านบีทียู ส่งผลให้สามารถลดค่าดำเนินการได้ประมาณ 73 ล้านบาท นอกจากนี้ ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2544 เป็นต้นไป ปตท. จะกำหนดอัตราค่าดำเนินการสูงสุดในการจัดหาก๊าซฯ สำหรับ กฟผ. และ IPP เท่ากับ 2.1525 บาท/ล้านบีทียู และ SPP เท่ากับ 11.4759 บาท/ล้านบีทียู (คำนวณบนราคาเนื้อก๊าซฯ 123 บาท/ล้านบีทียู)

2. ประสิทธิภาพของการไฟฟ้า

2.1 การกำหนดมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) และการกำหนดมาตรฐานค่าความสูญเสีย (Loss Rate) ได้นำมาใช้ตั้งแต่การปรับค่า F_t ในรอบเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 โดย กฟผ. ต้องรับภาระค่า Heat Rate เนื่องจากโรงไฟฟ้าพระนครใต้มีค่า Heat Rate ต่ำกว่ามาตรฐานในช่วงเดือนมิถุนายน – สิงหาคม 2544 จำนวน 17.78 ล้านบาท ซึ่งนำมาลดค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในรอบเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 ได้ 0.06 สตางค์/หน่วย ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ จะได้นำมาใช้ในการพิจารณาปรับค่า F_t ในรอบต่อไป เพื่อกำกับดูแลไม่ให้เกิดการไฟฟ้าส่งผ่านต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ไม่เหมาะสมมายังค่า F_t ได้

2.2 สพข. ได้พิจารณาการปรับลดงบประมาณของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในปี 2544 – 2546 เป็นเงินประมาณ 55,000 ล้านบาท ส่งผลให้ความต้องการรายได้ในการสมทบการลงทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ลดลง 14,000 ล้านบาท ซึ่งจะนำมาเฉลี่ยลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนปีละ 7,000 ล้านบาท หรือคิดเป็นค่าไฟฟ้าที่ลดลง 7 สตางค์/หน่วย เป็นระยะเวลา 2 ปี

จากการดำเนินการดังกล่าว ส่งผลให้ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากประชาชนในรอบเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 ลดลงจาก 27.13 สตางค์/หน่วย ในช่วงก่อนหน้าเป็น 22.77 สตางค์/หน่วย หรือลดลง 4.36 สตางค์/หน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากประชาชนลดลงจาก 2.48 บาท/หน่วย เป็น 2.43 บาท/หน่วย หรือลดลงประมาณร้อยละ 2 คิดเป็นเงินที่ประชาชนประหยัดได้กว่า 4,000 ล้านบาท/ปี



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

การปรับค่าไฟฟ้า ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้า โดยอัตโนมัติ (F_t)

คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ในการประชุมครั้งที่ 6/2544 (ครั้งที่ 100) เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2544 ได้พิจารณาค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และมีมติเห็นชอบค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 เท่ากับ 22.77 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 4.36 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากประชาชนลดลงจาก 2.48 บาทต่อหน่วย เป็น 2.43 บาทต่อหน่วย หรือลดลงประมาณร้อยละ 2 คิดเป็นเงินที่ประชาชนประหยัดได้กว่า 4,000 ล้านบาท

1. ความเป็นมา

1.1 คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2543 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 9/2543 เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2543 เรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยได้เห็นชอบข้อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก และรายละเอียดใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้า โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนตุลาคม 2543 เป็นต้นไป นอกจากนี้ ได้เห็นชอบในหลักการข้อเสนอสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ รับผิดชอบดำเนินการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t ภายใต้หลักการดังกล่าว

1.2 การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งมีเลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เป็นประธาน อนุกรรมการประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักบริหารหนี้สาธารณะ กรมบัญชีกลาง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้แทนจากผู้บริโภค ได้แก่ สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย หอการค้าไทย และนักวิชาการอีก 3 ท่าน

2. สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

ค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t ใหม่จะเปลี่ยนแปลงตามปัจจัยหลัก ดังนี้

2.1 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิควินต์ และ ถ่านหินนำเข้า) ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

2.2 ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน ค่า F_t ตั้งแต่เดือนเมษายน 2544 เป็นต้นไป การไฟฟ้าจะต้องรับความเสี่ยง จากอัตราแลกเปลี่ยนด้วยในระดับหนึ่ง กล่าวคือ หากอัตราแลกเปลี่ยนอยู่ระหว่าง 38-40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และหากอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนตัวลงกว่า 45 บาทต่อเหรียญสหรัฐ การไฟฟ้าจะเป็นผู้รับภาระ หากอัตราแลกเปลี่ยนอยู่ระหว่าง 40-45 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ประชาชนจะเป็นผู้รับภาระ และหากอัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้นกว่า 38 บาทต่อเหรียญสหรัฐ การไฟฟ้าจะต้องคืนผลประโยชน์ดังกล่าวให้ประชาชน

2.3 รายได้ที่เปลี่ยนแปลงไปของการไฟฟ้า (MR) เนื่องจากราคาขายเปลี่ยนแปลงไป จากที่ประมาณการฐานะการเงิน ยังคงให้มีการปรับ MR เพื่อเป็นการประกันว่าค่าไฟฟ้าขายปลีก จะลดลงร้อยละ 2.11 จนกว่าค่า MR จะมีค่าเท่ากับศูนย์ หรือมีค่าเป็นบวก จึงค่อยนำค่า MR ออกจากสูตร F_t

2.4 การเปลี่ยนแปลง ของค่าใช้จ่าย ในการดำเนินงานของการไฟฟ้า ในส่วนที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้า ($Non-Fuel Cost$) ซึ่งจะมีการปรับตามอัตราเงินเฟ้อ และหน่วยจำหน่ายที่เปลี่ยนแปลงไป จากฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน ทั้งนี้ ได้มีการดูแลเรื่องการปรับปรุงประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าด้วยแล้ว ในการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน โดยการไฟฟ้า จะต้องปรับลดค่าใช้จ่ายในกิจการผลิต กิจการระบบส่ง และกิจการระบบจำหน่ายในอัตราร้อยละ 5.8 2.6 และ 5.1 ต่อปี ตามลำดับ

3. การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ประจำเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545

คณะกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ในการประชุมครั้งที่ 6/2544 (ครั้งที่ 100) เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2544 ได้พิจารณาค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และมีมติเห็นชอบค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 เท่ากับ 22.77 สตางค์/หน่วย หรือลดลง 4.36 สตางค์/หน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากประชาชนลดลงจาก 2.48 บาท/หน่วย เป็น 2.43 บาท/หน่วย หรือลดลงประมาณร้อยละ 2 คิดเป็นเงินที่ประชาชนประหยัดได้กว่า 4,000 ล้านบาท/ปี

3.1 ปัจจัยที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่า F_t

3.1.1 สาเหตุหลักที่ช่วยให้ค่า F_t ปรับลดลง เนื่องจาก สพช. ได้พิจารณาการปรับลดงบลงทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในปี 2544 – 2546 ประมาณ 55,000 ล้านบาท ส่งผลให้ความต้องการรายได้ในการสมทบการลงทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ลดลง 14,000 ล้านบาท ซึ่งจะนำมาเฉลี่ยลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนปีละ 7,000 ล้านบาท หรือคิดเป็นค่าไฟฟ้าที่ลดลง 7 สตางค์/หน่วย

3.1.2 อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาตามสูตรการปรับค่า F_t ตามปกติแล้ว ค่า F_t จะเพิ่มขึ้น 2.64 สตางค์/หน่วย เนื่องจากปัจจัยหลัก 2 ประการ

(1) ในการคำนวณค่า F_t รอบเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2544 ซึ่งเรียกเก็บที่ 22.44 สตางค์/หน่วย ได้มีการเรียกเก็บค่า F_t เกินไป 1.9 สตางค์/หน่วย เนื่องจากข้อมูลที่ได้รับในช่วงนั้นเป็นข้อมูลประมาณการ และมีการนำภาระที่ไม่ควรผ่านให้ผู้บริโภค เช่น การทดสอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าราชบุรี ซึ่งต่อมาได้นำมาลดให้ประชาชนในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 ทำให้ค่า F_t ในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 ลดลงต่ำกว่าที่ควรประมาณ 1.9 สตางค์/หน่วย

(2) ในการเก็บค่า F_t รอบเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2544 เป็นช่วงหน้าร้อน ซึ่งการไฟฟ้ามีรายได้จากค่าไฟฟ้าฐานในอัตราค่อนข้างสูง จากค่าไฟฟ้าในอัตราก้าวหน้า ดังนั้น พอมาในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2544 อากาศเย็นลงทำให้รายได้จากค่าไฟฟ้าส่วนนี้ลดลงจากช่วงก่อนประมาณ 1 สตางค์/หน่วย

3.1.3 สำหรับต้นทุนเชื้อเพลิงในการปรับค่า F_t รอบนี้ ค่อนข้างคงที่ เนื่องจากมีการปรับสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงโดยที่มีการใช้เชื้อเพลิงราคาถูกมากขึ้น แม้ว่าราคาก๊าซธรรมชาติจะแพงขึ้นก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติยังคงสูงขึ้น 6 บาท/ล้านบีทียู จาก 142 บาท/ล้านบีทียู เป็น 148 บาท/ล้านบีทียู และเมื่อนำส่วนลดค่าก๊าซธรรมชาติจากการเจรจากับแหล่งบงกช จำนวน 535 ล้านบาท มาช่วยบรรเทาราคาที่สูงขึ้น ต้นทุนค่าไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มขึ้นประมาณ 1.53 สตางค์/หน่วย

การเปลี่ยนแปลงของราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการประมาณการค่า F_t

เชื้อเพลิง	ก.พ. – พ.ค. 44	มิ.ย. – ก.ย. 44	การเปลี่ยนแปลง
น้ำมันเตา (บาท/ลิตร)	7.14	7.25	+0.11
น้ำมันดีเซล (บาท/ลิตร)	11.94	11.72	-0.22
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)			
- อ่าวไทยและพม่า	142	148	6
ลิแกนด์ (บาท/ตัน)	569.70	569.70	-

3.1.4 ในการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง โดยมีการใช้เชื้อเพลิงราคาถูกมากขึ้น คือปัจจัยสำคัญที่ทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิงโดยรวม ไม่เพิ่มขึ้น กล่าวคือ มีการเพิ่มการใช้ลิแกนด์จากร้อยละ 16.4 เป็นร้อยละ 16.9 เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านซึ่งมีราคาถูกกว่าจากร้อยละ 2.1 เป็นร้อยละ 3.4 เพิ่มการใช้ก๊าซธรรมชาติ และการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน ซึ่งแม้ว่าราคาสูงขึ้น แต่ก็ยังถูกกว่าน้ำมันเตา

จากร้อยละ 70.2 เป็นร้อยละ 71.6 ในขณะเดียวกันได้ลดการใช้ น้ำมันเตาลงจากร้อยละ 4.5 เป็นร้อยละ 2.2 จึงทำให้ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t ครั้งนี้ค่อนข้างคงที่

การเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง

หน่วย : ร้อยละ

ประเภทเชื้อเพลิง	ก.พ. – พ.ค. 44	มิ.ย. – ก.ย. 44	การเปลี่ยนแปลง
พลังงาน	6.7	5.5	-1.2
น้ำมันเตา	4.5	2.2	-2.3
ลิกไนต์	16.4	16.9	+0.5
ก๊าซธรรมชาติ	70.2	71.6	+1.4
น้ำมันดีเซล	0.1	0.4	+0.3
รับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน	2.1	3.4	+1.3
รวม	100.0	100.0	-

ดังนั้น ในการเรียกเก็บค่า F_t รอบนี้ เมื่อนำค่าไฟฟ้าที่ลดลงได้ 7 สตางค์/หน่วย มาหักกับต้นทุนที่เพิ่มขึ้นตามสูตรปกติ 2.64 สตางค์/หน่วย ค่า F_t จึงลดลงสุทธิเท่ากับ 4.36 สตางค์/หน่วย

การเปลี่ยนแปลงของค่า F_t

หน่วย : สตางค์/kWh

การคำนวณตามสูตร F_t	+2.64
การปรับลดแผนการลงทุนของการไฟฟ้า	-7.00
รวมทั้งสิ้น	-4.36

ค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t

หน่วย : สตางค์/kWh

	ค่า F_t	การเปลี่ยนแปลง
ด.ค. 43 – ม.ค. 44	0.00	
ก.พ. – พ.ค. 44	24.44	+24.44
มิ.ย. – ก.ย. 44	27.13	+2.69
ด.ค. 44 – ม.ค. 45	22.77	-4.36

โดยค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือนตุลาคม 2544 – มกราคม 2545 เท่ากับ 22.77 สตางค์ต่อหน่วย สามารถจำแนกค่าไฟฟ้าตามประเภทกิจการไฟฟ้า ได้ดังนี้

ค่า F_t ตามประเภทกิจการไฟฟ้า

กิจการผลิต	25.88	สตางค์ต่อหน่วย
กิจการระบบส่ง	0.15	สตางค์ต่อหน่วย
กิจการระบบจำหน่าย	-3.26	สตางค์ต่อหน่วย
รวม	22.77	สตางค์ต่อหน่วย

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า
บาท/หน่วย

ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า	ค่าไฟฟ้าฐาน	เดือน มิ.ย. – ก.ย. 44		เดือน ต.ค. 44 – ม.ค. 45		ความแตกต่าง	
		F_t	ค่าไฟฟ้า	F_t	ค่าไฟฟ้า	บาท/หน่วย	ร้อยละ
บ้านอยู่อาศัย	2.2818	0.2713	2.5531	0.2277	2.5095	-0.0436	-1.71
ขนาดเล็ก < 150 หน่วย/เดือน	1.8836	0.2713	2.1549	0.2277	2.1113	-0.0436	-2.02
ขนาดใหญ่ > 150 หน่วย/เดือน	2.5227	0.2713	2.7940	0.2277	2.7504	-0.0436	-1.56
กิจการขนาดเล็ก	2.7725	0.2713	3.0438	0.2277	3.0002	-0.0436	-1.43
กิจการขนาดกลาง	2.3061	0.2713	2.5774	0.2277	2.5338	-0.0436	-1.69
กิจการขนาดใหญ่	1.9974	0.2713	2.2687	0.2277	2.2251	-0.0436	-1.92
กิจการเฉพาะอย่าง	1.9992	0.2713	2.2705	0.2277	2.2269	-0.0436	-1.92
ส่วนราชการ	2.2681	0.2713	2.5394	0.2277	2.4958	-0.0436	-1.72
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	1.7969	0.2713	2.0682	0.2277	2.0246	-0.0436	-2.11
เฉลี่ย	2.2097	0.2713	2.4810	0.2277	2.4374	-0.0436	-1.76



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

วิกฤติพลังงานในรัฐแคลิฟอร์เนีย

รัฐพล ขึ้นสมจิตต์
ผู้ช่วยผู้อำนวยการฝ่ายพัฒนาโครงการ
บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด

โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้า

โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนียประกอบด้วย 4 องค์ประกอบหลัก ดังนี้

1. ผู้ผลิตไฟฟ้า (Power Plant)
2. ระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission)
3. ระบบสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ (Distribution)
4. ผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer)

โดยบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน (Utilities) จะมีบทบาทและหน้าที่ใน 3 องค์ประกอบหลัก คือ เป็นผู้ประกอบการหน่วยผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่งแรงสูง และระบบสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ และเป็นผู้ผูกขาดในการให้บริการไฟฟ้า กับผู้ใช้ไฟฟ้าในรัฐแคลิฟอร์เนีย

รัฐแคลิฟอร์เนีย มีบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานจำนวนมาก เพื่อให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ทั่วถึง อย่างไรก็ตาม มีเพียงบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน 3 บริษัทหลัก ที่ให้บริการไฟฟ้าครอบคลุมพื้นที่ มากกว่าร้อยละ 90 ของรัฐแคลิฟอร์เนีย ได้แก่ บริษัท แปซิฟิก ก๊าซ แอนด์ อิเล็กทริก (Pacific Gas and Electric Company – PG&E) บริษัท เซาเทิร์น แคลิฟอร์เนีย เอ็ดดิสัน (Southern California Edison Company - SCE) และบริษัท ซานดิเอโก ก๊าซ แอนด์ อิเล็กทริก (San Diego Gas and Electric Company - SDGE)

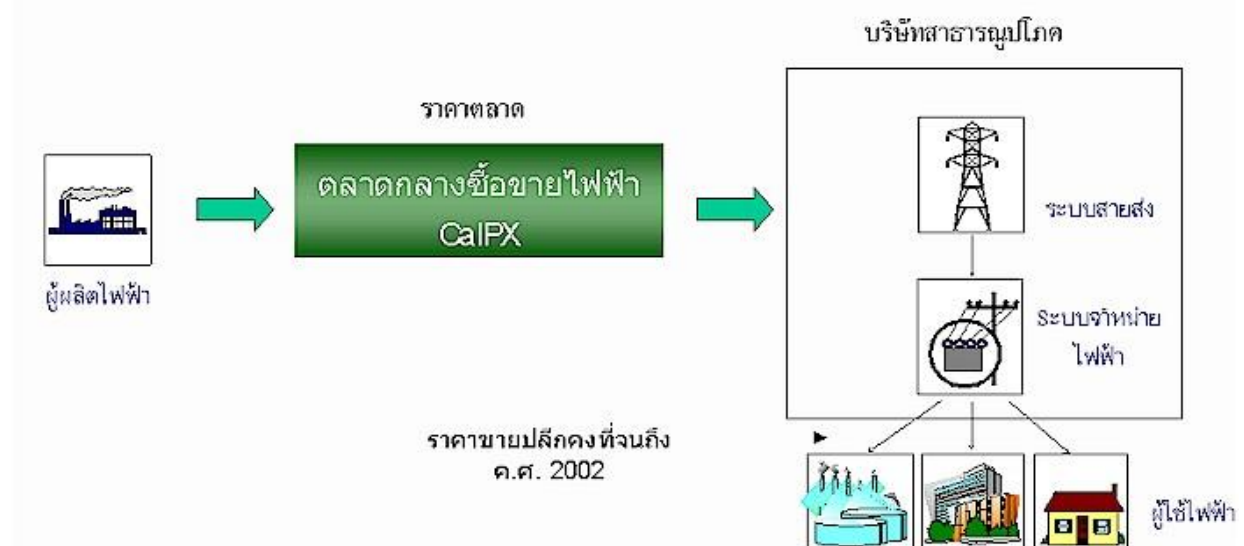
รัฐแคลิฟอร์เนียมีผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 27 ล้านราย ทั้งนี้ ยังไม่รวมถึงหน่วยงานต่างๆ ของภาครัฐ ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า ปีละกว่า 164,000 ล้านหน่วย (ประเทศไทยมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในปี 2543 ประมาณ 97,000 ล้านหน่วย) รัฐแคลิฟอร์เนียมีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 56,000 เมกะวัตต์ (ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้า ปี 2543 ประมาณ 22,000 เมกะวัตต์) พื้นที่การให้บริการไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนีย มีขนาดประมาณ 124,000 ตารางไมล์

การแปรรูปอุตสาหกรรมไฟฟ้าในปี 2539 (ค.ศ.1996)

รัฐแคลิฟอร์เนียต้องการที่จะเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้า โดยการส่งเสริมให้มีการแข่งขันในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า เพื่อให้ได้มาซึ่งประสิทธิภาพสูงสุด ดังนั้นจึงได้มีการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงกฎเกณฑ์ ข้อบังคับ และกฎหมายต่างๆ เพื่อที่จะเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้า ได้มีทางเลือกในการซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น สามารถซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าโดยตรง ไม่ว่าจะอยู่ที่ใดในรัฐแคลิฟอร์เนีย โดยไม่ต้องผ่านพ่อค้าคนกลาง

ในการแปรรูปดังกล่าว รัฐแคลิฟอร์เนียจึงได้กำหนดให้บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานขายหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีอยู่ ยกเว้นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ให้กับนักลงทุนรายอื่น เพื่อให้เกิดความเป็นธรรม ในการสั่งซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า โดยรัฐแคลิฟอร์เนียยินดีที่จะรับผิดชอบ ค่าใช้จ่ายในทรัพย์สินติดค้าง (Standed Assets) หรือต้นทุนติดค้าง (Standed Cost) เช่น ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกี่ยวกับการดำเนินงานโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ที่มีค่าใช้จ่ายสูง นอกจากนี้รัฐแคลิฟอร์เนีย ยังได้จัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (California Power Exchange) โดยมีข้อกำหนดให้บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน จะต้องซื้อพลังงานไฟฟ้า ผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้างดังกล่าวเท่านั้น ไม่สามารถที่จะซื้อขายไฟฟ้า โดยตรงกับผู้ผลิตไฟฟ้า และยังกำหนดให้บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน ลดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอีกร้อยละ 10 จากอัตราเดิม และให้คงอัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าว จนถึงปี 2545 หรือจนกว่าต้นทุนติดค้างหมดไป โดยบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน จะใช้เงินทุนที่ได้รับจากการขายหน่วยผลิตไฟฟ้าของตนเอง มาชดเชยการลดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกดังกล่าวข้างต้น

การแปรรูปอุตสาหกรรมไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนีย ค.ศ. 1996



เกิดอะไรขึ้นกับอุตสาหกรรมพลังงานในรัฐแคลิฟอร์เนีย

ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2543 ได้เกิดวิกฤตการณ์ขึ้นกับอุตสาหกรรมพลังงานในรัฐแคลิฟอร์เนีย ดังนี้

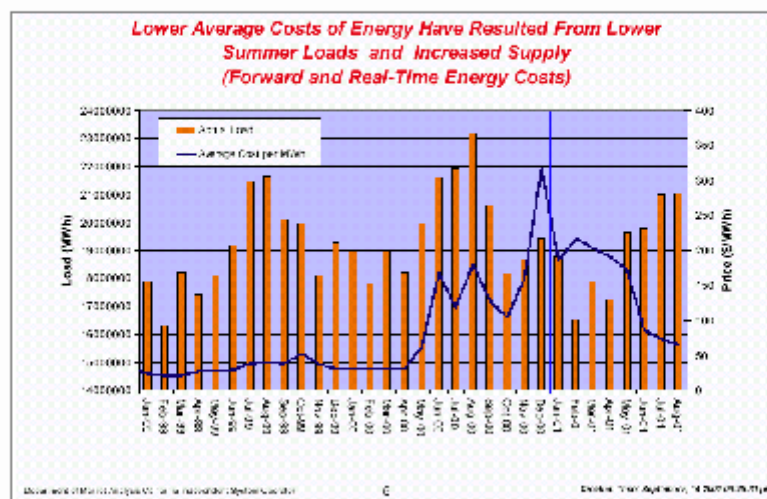
1. ค่าไฟฟ้าในตลาดขายส่งสูงขึ้นอย่างมาก
2. เหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นระยะๆ บ่อยครั้ง
3. บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานหลักทั้ง 3 บริษัท ประสบปัญหาด้านการเงินอย่างรุนแรง

1. ค่าไฟฟ้าในตลาดขายส่งสูงขึ้นอย่างมาก

โดยปกติค่าไฟฟ้าขายส่งในรัฐแคลิฟอร์เนีย จะอยู่ที่ประมาณ 0.03-0.05 เหรียญสหรัฐ ต่อหน่วยพลังงาน แต่ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2543 ค่าไฟฟ้าขายส่งได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างมากโดยเพิ่มจากระดับปกติขึ้นไปอยู่ที่ประมาณ 0.16 เหรียญสหรัฐ ต่อหน่วยพลังงาน และเพิ่มขึ้นสูงสุดในเดือนธันวาคม 2543 โดยค่าไฟฟ้าขายส่งได้เพิ่มสูงขึ้นจะอยู่ระดับประมาณ 0.32 เหรียญสหรัฐ ต่อหน่วยพลังงาน จากนั้นค่าไฟฟ้าขายส่งยังคงอยู่ในระดับสูงจนถึงเดือนพฤษภาคม 2544 (สูงกว่า 0.15 เหรียญสหรัฐ ต่อหน่วยพลังงาน) หลังจากนั้น ค่าไฟฟ้าขายส่ง ได้เริ่มปรับตัวลดลง ณ เดือนสิงหาคม 2544 ค่าไฟฟ้าขายส่ง ได้ลดลงมาอยู่ที่ระดับ ประมาณ 0.07 เหรียญสหรัฐ ต่อหน่วยพลังงาน

ค่าไฟฟ้าในตลาดขายส่งสูงขึ้นอย่างมาก

กราฟแสดงค่าไฟฟ้าขายส่ง (เส้น) และความถี่การใช้ไฟฟ้า (แท่ง)



แหล่งข้อมูล: California Independent System Operator
(ศูนย์ควบคุมระบบอิสระแห่งรัฐแคลิฟอร์เนีย)

2. เหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นระยะๆ บ่อยครั้ง

ในช่วงปี พ.ศ. 2543 และ 2544 มีการประกาศเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Notification) และประกาศดับไฟฟ้าหมุนเวียน (Rotating Blackout) เกิดขึ้นหลายครั้ง โดยเฉพาะอย่างยิ่งทางด้านตอนเหนือของรัฐแคลิฟอร์เนีย ทำให้เกิดผลเสียในด้านธุรกิจอย่างมาก

3. บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานหลักทั้ง 3 บริษัทประสบปัญหาทางการเงินอย่างรุนแรง

บริษัท PG&E เป็นบริษัทที่ได้รับผลกระทบด้านการเงินมากที่สุดโดยเมื่อวันที่ 6 เมษายน 2544 บริษัทได้ยื่นคำร้องต่อศาลล้มละลาย ตั้งแต่เดือนมิถุนายนปี 2543 บริษัทได้มีการประเมินความสูญเสียไว้ทั้งสิ้นประมาณ 9 พันล้านเหรียญสหรัฐ หรือประมาณ 4 แสนล้านบาท จากการที่บริษัทจะต้องจัดซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในราคาขายส่งและจะต้องจำหน่ายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่กำหนดไว้ตายตัว ซึ่งถูกกว่าราคาไฟฟ้าขายส่งมาก

บริษัท SCE ประสบปัญหาเช่นเดียวกับกับ บริษัท PG&E โดยบริษัทได้ประเมินความสูญเสียไว้ทั้งสิ้นประมาณ 2.6 พันล้านเหรียญสหรัฐ หรือ ประมาณ 1.1 แสนล้านบาท

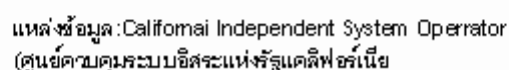
บริษัท SDG&E ได้ประเมินความสูญเสียไว้ทั้งสิ้นประมาณ 447 ล้านเหรียญ หรือประมาณ 2 หมื่นล้านบาท

ปัจจัยที่ก่อให้เกิดวิกฤติพลังงาน

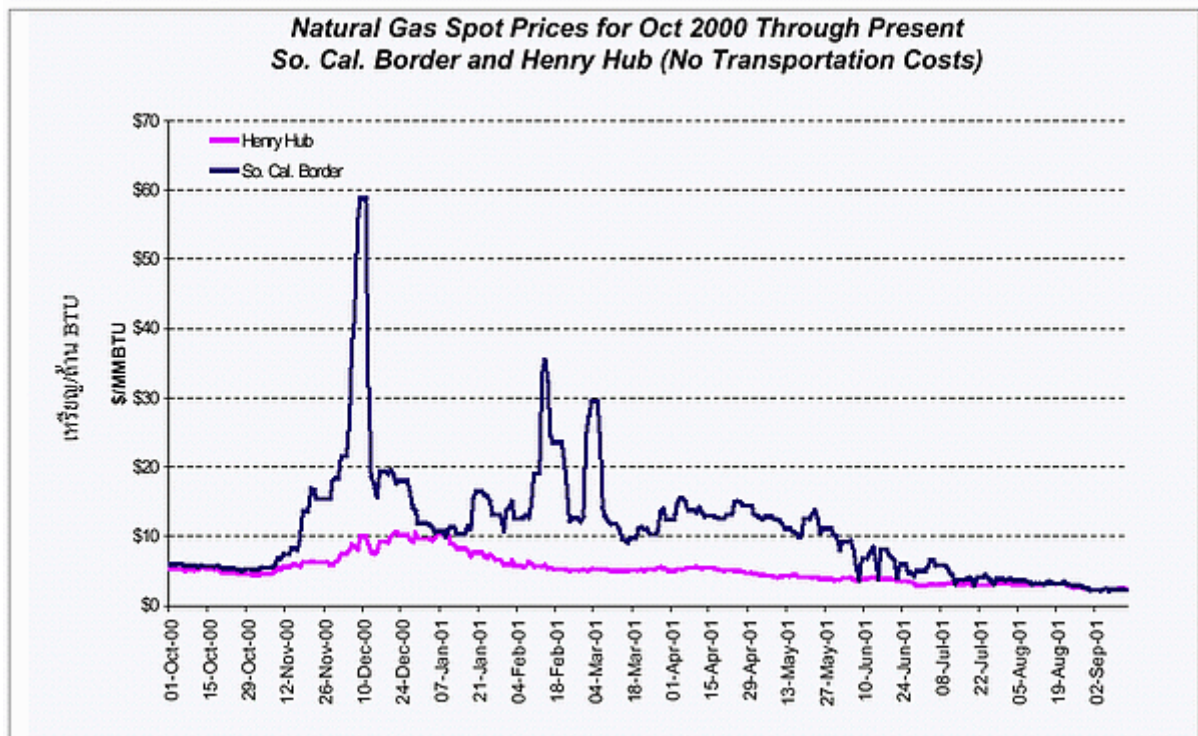
ปัจจัยที่ก่อให้เกิดวิกฤติพลังงานในครั้งนี้มีอยู่ด้วยกันหลายปัจจัย ซึ่งสามารถสรุปได้โดยสังเขป ดังนี้

- ในทศวรรษที่ผ่านมาผู้ผลิตไฟฟ้า ไม่สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้เลยในรัฐแคลิฟอร์เนีย เนื่องจากกฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมของรัฐดังกล่าว มีความเข้มงวดมากเกินไป ขั้นตอนในการขอใบอนุญาตก่อสร้างโรงไฟฟ้า ก็มีความสลับซับซ้อน
- ในระหว่างปี 2533 ถึงปี 2542 กำลังการผลิตไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนียลดลงร้อยละ 2 ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 11
- ในระหว่างปี 2539 ถึงปี 2542 รัฐแคลิฟอร์เนียมีความต้องการใช้ไฟฟ้า เพิ่มขึ้นถึง 5,522 เมกะวัตต์ ในขณะที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ เพิ่มขึ้นเพียง 672 เมกะวัตต์
- เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่เพิ่มขึ้นอย่างมาก รัฐแคลิฟอร์เนียจึงจำเป็นต้องนำเข้าไฟฟ้า จากรัฐข้างเคียงเพิ่มขึ้นเป็นปริมาณ 7,000 ถึง 11,000 เมกะวัตต์ โดยส่วนใหญ่พลังไฟฟ้าที่นำเข้างกล่าว จะมาจากเขื่อนต่างๆ ในภาคตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกา

- ระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ที่เชื่อมต่อระหว่างตอนเหนือและตอนใต้ของรัฐแคลิฟอร์เนียมีข้อจำกัดในการส่งไฟฟ้า ทำให้ไม่สามารถจัดส่งไฟฟ้า ที่เหลือใช้ทางตอนใต้ของรัฐขึ้นไป ตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า ของผู้ใช้ไฟฟ้าทางตอนเหนือของรัฐ



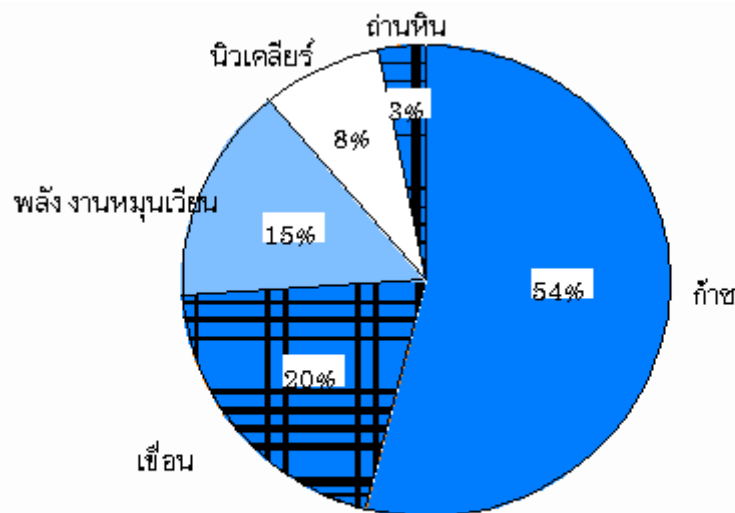
กราฟแสดงค่าก๊าซในรัฐแคลิฟอร์เนีย



แหล่งข้อมูล: ศูนย์ควบคุมระบบอิสระแห่งรัฐแคลิฟอร์เนีย

การระเบิดของท่อก๊าซ El Paso ทำให้ปริมาณก๊าซที่นำเข้า มีปริมาณไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซ ราคาก๊าซจึงได้ปรับตัวสูงขึ้นเป็นอย่างมาก จากเดิมที่เคยอยู่ที่ระดับประมาณ 3 – 5 เหรียญสหรัฐ ต่อล้าน BTU ขึ้นไปสูงสุดในเดือนธันวาคม 2543 ที่ระดับประมาณ 60 เหรียญสหรัฐ ต่อล้าน BTU

ราคาแก๊สดังกล่าวส่งผลโดยตรง ต่ออัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง โดยเฉพาะอย่างยิ่ง รัฐแคลิฟอร์เนียมีการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 54



กำลังการผลิตของรัฐแคลิฟอร์เนีย

100% = 56,200 เมกะวัตต์

นอกจากนี้ บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานถูกบังคับโดยกฎของตลาด ให้จัดซื้อพลังไฟฟ้าจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าเท่านั้น ไม่สามารถที่จะซื้อขายไฟฟ้าได้ โดยตรงกับผู้ผลิตไฟฟ้า และไม่สามารถที่จะจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า (Forward Contract) หรือจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Long-term Contract) ได้

ดังนั้นในกรณีที่ราคาไฟฟ้าขายส่งมีราคาสูงในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า จึงทำให้บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน มีต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าที่สูง ในขณะที่ต้องจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ที่ถูกกำหนดไว้คงที่ ทำให้บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานต่างๆ ขาดทุนอย่างมาก

- ผู้ผลิตไฟฟ้าจำนวนมากมีความกังวล และเกิดความลังเลที่จะขายไฟฟ้าให้กับบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน เนื่องจากผลกระทบทางด้านการเงิน ที่เกิดขึ้นกับบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน โดยเกรงว่าจะไม่ได้รับชำระค่ากระแสไฟฟ้า
- โครงสร้างทางการบริหารตลาดกลางฯ ในรัฐแคลิฟอร์เนียขาดความรัดกุม และความเป็นกลาง โดยผู้ผลิตรายใหญ่มีอำนาจในการบริหารตลาดสูง ทำให้การปรับปรุงและเปลี่ยนแปลงกฎเกณฑ์ เพื่อแก้ไขปัญหาในตลาดดำเนินไป อย่างล่าช้าและไม่สัมฤทธิ์ผล
- การกำกับดูแลตลาดกลางฯ ในระดับรัฐของรัฐแคลิฟอร์เนียมีความซ้ำซ้อนกับการกำกับดูแลระดับประเทศของ Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ทำให้เกิดความขัดแย้งในการตัดสินใจ และส่งผลให้มีความล่าช้าในขั้นตอนการกำกับดูแล

มาตรการที่สำคัญเพื่อบรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้น

วันที่ 4 มกราคม 2544

คณะกรรมการกำกับดูแลสาธารณูปโภคแห่งรัฐแคลิฟอร์เนีย (California Public Utility Commission - CPUC) ได้อนุญาตให้บริษัท PG&E และ SCE ขึ้นค่าไฟฟ้าขายปลีกที่ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นการชั่วคราว 90 วัน

วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2544

การประปารัฐแคลิฟอร์เนียได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่บริษัท PG&E และ SCE เนื่องจากทั้ง 2 บริษัทนี้ประสบปัญหาทางการเงินอย่างรุนแรงและไม่สามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับผู้ผลิตไฟฟ้าได้

วันที่ 27 มีนาคม 2544

CPUC อนุมัติให้ขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก 0.03 เหรียญสหรัฐ ต่อหน่วยพลังงาน เพื่อให้การสนับสนุนทางการเงินแก่บริษัท PG&E และ SCE

วันที่ 25 เมษายน 2544

คณะกรรมการกำกับดูแลพลังงานแห่งชาติ (Federal Energy Regulatory Commission – FERC) ได้ประกาศแผนงานที่จะปรับปรุงอุตสาหกรรมไฟฟ้าซึ่งรวมถึงระบบการควบคุมความมั่นคง และการปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าในธุรกิจไฟฟ้าในรัฐแคลิฟอร์เนีย ซึ่งแผนงานดังกล่าวจะรวมถึงการควบคุมดูแลการหยุดซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้า ดังกล่าว การออกมาตรการในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าใหม่เพื่อลดความเสี่ยงและให้ราคาสอดคล้องกับตลาด

วันที่ 15 พฤษภาคม 2544

CPUC ได้ประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกใหม่ซึ่งได้กำหนดไว้อย่างชัดเจนสำหรับลูกค้าแต่ละประเภท ซึ่งการขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกครั้งนี้จะเพิ่มขึ้นจากเดิมเฉลี่ยร้อยละ 19 ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรายได้น้อยจะไม่ได้รับผลกระทบจากการขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกดังกล่าว

วันที่ 22 พฤษภาคม 2544

รัฐแคลิฟอร์เนียได้ลดระยะเวลาในการพิจารณาการออกใบอนุญาตก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่และการปรับปรุงโรงไฟฟ้าเดิม

วันที่ 3 ตุลาคม 2544

CPUC และบริษัท SCE ได้ข้อสรุปในการชดเชยการสูญเสียที่เกิดขึ้น

วันที่ 6 ตุลาคม 2544

ศาลได้อนุมัติข้อสรุปในการชดเชยการสูญเสียที่เกิดขึ้นระหว่าง CPUC และ SCE ดังกล่าว โดยกล่าวว่าการชดเชยนั้นถือว่ายุติธรรมต่อทุกฝ่าย

อะไรคือสิ่งที่ผิดพลาดในรัฐแคลิฟอร์เนีย

มีปัจจัยหลายอย่างที่มีส่วนทำให้เกิดความผิดพลาดขึ้นซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

- ปรัชญาในการดำเนินนโยบายที่ผิดพลาด
- การวางโครงสร้างและกลไกการดำเนินการของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่ผิดพลาด
- การออกใบอนุญาตและอนุมัติก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ที่ล่าช้า
- ไม่ได้รับการต้อนรับจากประชาชนที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ที่มีแผนงานที่จะก่อสร้างโรงไฟฟ้า
- การพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งในการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป

กลไกการตลาดที่ผิดพลาดของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

- โดยปกติการซื้อขายไฟฟ้า จะสามารถทำได้ 1 ชั่วโมง หรือ 1 วันล่วงหน้า แต่เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้า เห็นช่องทางในการหากำไรเพิ่มเติม จากการขายไฟฟ้า 1 ชั่วโมงล่วงหน้า จึงประกาศหยุดซ่อมบำรุง หน่วยผลิตไฟฟ้าของตนเอง เพื่อให้ราคาซื้อขายไฟฟ้า 1 ชั่วโมงล่วงหน้ามีราคาสูงขึ้น เพราะกำลังการผลิตที่มีอยู่อย่างจำกัดนั้น ไม่เพียงพอต่อความต้องการ
- บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานถูกจำกัด ไม่ให้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับผู้ผลิตไฟฟ้าโดยตรง ไม่ว่าจะเป็นสัญญาระยะสั้น ระยะกลาง หรือ ระยะยาว เพื่อลดความผันผวนของราคาซื้อขายไฟฟ้า ณ เวลานั้นๆ (Spot Market)
- ความซับซ้อนในหน้าที่ความรับผิดชอบ เช่นในกรณีที่เกิดปัญหา ทางด้านเทคนิคในระบบไฟฟ้า ศูนย์ควบคุมระบบอิสระแห่งรัฐแคลิฟอร์เนีย (California Independent System Operator – ISO) สามารถจัดซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติม จากผู้ผลิตไฟฟ้าได้ทันที โดยไม่ต้องคำนึงถึงราคาต้นทุนของพลังงานไฟฟ้า ซึ่งบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน จะต้องรับผิดชอบค่าไฟฟ้างดงกล่าว ซึ่งในกรณีนี้ จะส่งผลกระทบต่ออย่างมาก กับบริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐาน ที่ไม่สามารถส่งผ่านค่าใช้จ่ายดังกล่าว ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้
- การไม่มีหน่วยงานควบคุมดูแล รับผิดชอบภาพรวมธุรกิจไฟฟ้าทั้งหมด ทำให้เกิดปัญหาขึ้น ปัจจุบันมีหน่วยงานหลายหน่วยงาน ควบคุมดูแลธุรกิจไฟฟ้า และแต่ละหน่วยงานมีความรับผิดชอบในส่วนต่างๆ กัน ในกรณีที่เกิดปัญหาขึ้น ในธุรกิจไฟฟ้า จึงเกิดการผลักภาระความรับผิดชอบ ให้กับหน่วยงานอื่นๆ

ตารางสรุปปัจจัยที่ก่อให้เกิดวิกฤตการณ์พลังงาน พร้อมข้อเสนอแนะในการป้องกันสำหรับประเทศไทย

รัฐแคลิฟอร์เนีย	ประเทศไทย
1. การขาดแคลนกำลังการผลิตไฟฟ้า	
การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่คงที่ ทำให้นักลงทุนไม่สนใจ ที่จะพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่ ึ่งเนื่องจากไม่สามารถผลักราคาความเสี่ยง ที่ไม่สามารถควบคุมได้ ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า	ควรมีกกลไกในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้สามารถแปรผันตามต้นทุนที่แท้จริง โดยเฉพาะต้นทุนที่ผู้ผลิต และผู้จำหน่ายไฟฟ้า ไม่สามารถควบคุมได้ เช่น ราคาเชื้อเพลิง ฯลฯ
การนำเข้าพลังไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจากระดับน้ำในเขื่อนลดต่ำลงอย่างมาก	การวางแผนการผลิตไฟฟ้า ควรคำนึงถึงรายละเอียดของสภาพภูมิอากาศ และควรมีแผนสำรอง สำหรับในกรณีที่ภูมิอากาศ เปลี่ยนแปลง อย่างมิได้คาดหมาย
การไม่ต้อนรับของประชาชนในพื้นที่ที่จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	- ทางภาครัฐและเจ้าของโครงการ ควรให้การสนับสนุน และให้ความรู้ความเข้าใจกับประชาชนในท้องถิ่น เพื่อให้เกิดความมั่นใจ ในมาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม - ควรมีการสำรวจ ถึงผู้ที่ไม่ให้การสนับสนุนว่า ส่วนใหญ่เป็นประชาชนในท้องถิ่น หรือเป็นผู้ที่หวังผลประโยชน์ทางด้านอื่นๆ จากโครงการ
ข้อจำกัดของระบบส่ง	ควรมีการวางแผนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ให้ใกล้แหล่งที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง โดยจะต้องคำนึงถึงผลกระทบอื่นๆ ในทุกๆ ด้าน
การหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าหลายแห่งพร้อมกัน	- ควรให้ผู้ผลิตไฟฟ้า จัดส่งแผนงานการหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า ให้แก่หน่วยงานที่รับผิดชอบ เพื่อวางแผนในการจัดหาไฟฟ้า - ควรให้หน่วยงานที่รับผิดชอบ มีส่วนควบคุม และเจรจาต่อรองกับผู้ผลิตไฟฟ้า หากเกิดเหตุการณ์ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าพร้อมกัน - ควรมีกกลไกในการให้รางวัล และบทปรับเกี่ยวกับตารางการซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า
การออกใบอนุญาตที่ล่าช้า	ควรมีการจัดตั้งหน่วยงานของรัฐ เพื่อช่วยประสานงานในการออกใบอนุญาตต่างๆ
2. ต้นทุนที่เพิ่มขึ้น	
ราคาก๊าซที่สูงขึ้นอย่างมาก	ควรมีการลดความเสี่ยง ด้านราคาเชื้อเพลิงที่ผันผวน โดยการกระจาย

รัฐแคลิฟอร์เนีย	ประเทศไทย
	แหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ไม่ควรพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง ในการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป
3. โครงสร้างและกลไกตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่ผลิตผล	
การไม่อนุญาตให้บริษัทสาธารณูปโภคพื้นฐานทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้ากับผู้ผลิตไฟฟ้า	ควรอนุญาตให้ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือผู้จำหน่ายไฟฟ้าปลีก มีทางเลือกที่จะเจรจาต่อรองกับผู้ผลิตไฟฟ้าได้โดยตรง และสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะสั้น ระยะกลาง ระยะยาว หรือซื้อขายล่วงหน้าได้
การกำหนดราคาขายปลีกคงที่	ควรมีกลไกในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้สามารถแปรผันตามต้นทุนที่แท้จริง ซึ่งผู้ผลิตและผู้จำหน่ายไฟฟ้าไม่สามารถบริหารความเสี่ยงได้ เช่น ราคาเชื้อเพลิง ฯลฯ
การปั่นราคาในตลาดขายส่งให้พุ่งสูงขึ้น	ควรมีองค์กรกำกับดูแลอิสระที่มีอำนาจในการป้องกันการใช้อำนาจเหนือตลาดในทางมิชอบ โดยองค์กรกำกับดูแลอาจพิจารณาเพิกถอนใบอนุญาต หรือเปลี่ยนแปลงส่วนแบ่งตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้าดังกล่าว
การหยุดเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงจะมีผลให้เกิดสถานะขาดแคลน	ควรให้ศูนย์ควบคุมระบบอิสระเป็นผู้วางแผนและพิจารณาเห็นชอบการหยุดซ่อมบำรุงรักษา เพื่อให้มั่นใจว่าจะไม่เกิดสถานะขาดแคลนกำลังการผลิตไฟฟ้า



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในสหราชอาณาจักร

1. ความเป็นมา

ในปี 2534 สหราชอาณาจักร ได้เริ่มดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า เพื่อให้เกิดการแข่งขัน โดยนำระบบตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) มาใช้เป็นแห่งแรกของโลก ภายใต้ระบบดังกล่าวทำให้ค่าไฟฟ้าในสหราชอาณาจักร ลดลงกว่า 40% ภายในระยะเวลาเพียง 6 ปี ในขณะที่คุณภาพของระบบไฟฟ้า และการให้บริการต่อผู้ใช้ไฟดีขึ้นเป็นลำดับ

อย่างไรก็ตาม ในปี 2541 องค์กรกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของสหราชอาณาจักร (OFFER) ได้ทบทวนรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่ง เนื่องจากตลาดกลางฯ ได้ประสบปัญหาหลายประการทำให้ราคาค่าไฟฟ้าไม่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตที่ลดลงอย่างแท้จริง ภายหลังจากการวิเคราะห์ปัญหาและจุดบกพร่องต่างๆ ของระบบตลาดกลางฯ อย่างรอบคอบ รัฐบาลสหราชอาณาจักรจึงได้ประกาศใช้ระบบ New Electricity Trading Arrangement (NETA) แทนระบบตลาดกลางฯ เมื่อวันที่ 27 มีนาคม 2544

การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าครั้งนี้ นับว่าสหราชอาณาจักรได้เป็นผู้บุกเบิกการออกแบบและทดลองใช้ของระบบตลาดไฟฟ้ารูปแบบใหม่อีกครั้งหนึ่ง แม้ว่าจะระยะเวลาการดำเนินงานของระบบ NETA จนถึงปัจจุบัน จะยังไม่นานพอที่จะเห็นผลลัพธ์ได้ชัดเจน แต่ลักษณะโครงสร้างของตลาดใหม่ในสหราชอาณาจักรนี้นับเป็นบทเรียนที่น่าสนใจสำหรับประเทศไทยในการดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า เพื่อนำไปสู่ระบบการแข่งขันที่มีประสิทธิภาพ และเกิดประโยชน์สูงสุดสำหรับผู้บริโภค

2. ปัญหาของระบบ Power Pool ในสหราชอาณาจักร

ถึงแม้ว่าระบบ Power Pool จะสามารถทำให้ราคาค่าไฟฟ้าขายปลีกลดลงได้ และทำให้ระบบไฟฟ้าและคุณภาพบริการดีขึ้น แต่หลังจากที่ระบบดังกล่าวได้ดำเนินการไปกว่าหนึ่งทศวรรษก็ได้เริ่มประสบปัญหาหลายประการที่ทำให้ราคาขายส่งไฟฟ้าในตลาดกลางฯ ไม่ลดลงตามต้นทุนในการผลิตที่ลดลง ซึ่งสามารถวิเคราะห์ประเด็นปัญหา สรุปได้ดังนี้

2.1 ระบบการจ่ายเงินแบบ System Marginal Price ภายใต้ระบบ Power Pool ที่กำหนดให้ผู้ผลิตทุกรายที่ได้รับเลือกให้ผลิตไฟฟ้าได้รับราคาเดียวกันคือ ราคาที่เสนอขายของผู้ผลิตที่ได้รับเลือกให้ผลิตเป็นรายสุดท้าย ทำให้ผู้ผลิตขาดแรงจูงใจในการ

แข่งขันที่จะนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพอย่างแท้จริง เนื่องจากผู้ผลิตส่วนใหญ่ได้รับราคาที่กำหนดโดยโรงไฟฟ้าที่ค่อนข้างมีประสิทธิภาพต่ำ

2.2 ผู้ใช้ไฟไม่สามารถมีส่วนร่วมในการกำหนดราคาในตลาด เนื่องจากระบบ Power Pool กำหนดให้ผู้ผลิตเป็นผู้ประมูลราคาเท่านั้น

2.3 กลไกในการประมูลราคาและกำหนดราคาในตลาดกลางๆ มีความสลับซับซ้อนมากเกินไป ทำให้ผู้ผลิตสามารถใช้กลยุทธ์ในการประมูลราคา เพื่อทำให้ราคาซื้อขายในตลาดสูงขึ้นได้

2.4 แม้ว่ากลไกการจ่ายค่าส่วนเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Adder) ในช่วงที่ระดับกำลังการผลิตสำรองต่ำจะสามารถจูงใจให้เกิดการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้ แต่ก็ได้รับการวิพากษ์วิจารณ์จากหลายฝ่ายว่าเป็นกลไกที่สิ้นเปลืองและขาดการวางแผนอย่างรอบคอบ อีกทั้งยังเป็นแรงจูงใจให้ผู้ผลิตตั้งใจหยุดเดินเครื่องเพื่อทำให้ราคาค่าไฟฟ้าในตลาดเพิ่มสูงขึ้นอีกด้วย

2.5 ตลาดกลางๆ ในสหราชอาณาจักรเป็นตลาดแบบบังคับ (Mandatory Pool) ซึ่งกำหนดให้ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายต้องทำการซื้อขายผ่านตลาด โดยสามารถลดความเสี่ยงความผันผวนของราคาได้โดยการทำสัญญาการจ่ายส่วนต่าง (Contract for Differences : CfD) อย่างไรก็ตาม สัญญาดังกล่าวเป็นเพียงสัญญาทางการเงิน ซึ่งไม่มีบทลงโทษผู้ผลิตที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามสัญญา ก่อให้เกิดการเก็งกำไรระหว่างผู้ผลิตที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยการโยกย้ายก๊าซที่ควรนำไปผลิตไฟฟ้าตามสัญญาไปขายในตลาดก๊าซฯ ในช่วงที่ราคาก๊าซปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้เกิดความไม่สอดคล้องและขาดประสิทธิภาพทั้งในตลาดไฟฟ้าและตลาดก๊าซฯ

ทั้งนี้ ประเด็นปัญหาต่างๆ ที่นำเสนอข้างต้นผู้มีส่วนร่วมหลายๆ ฝ่ายในกิจการไฟฟ้า รวมทั้งองค์กรกำกับดูแลฯ ยอมรับว่าสามารถปรับปรุงแก้ไขได้ภายใต้ระบบ Power Pool เดิม แต่เนื่องจากขั้นตอนในการปรับปรุงกฎเกณฑ์ต่างๆ ของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในสหราชอาณาจักรมีความสลับซับซ้อน และค่อนข้างยากในทางปฏิบัติ เนื่องจากกฎเกณฑ์ กติกา และโครงสร้างของตลาดได้ถูกระบุไว้ในกฎหมายอย่างละเอียดและชัดเจนเกินไป ประกอบกับความซับซ้อนของกลไกต่างๆ ในระบบ Power Pool ทำให้รัฐบาลอังกฤษตัดสินใจในระบบใหม่มาใช้แทนการเปลี่ยนแปลงแก้ไขหรือปรับปรุงระบบเดิม

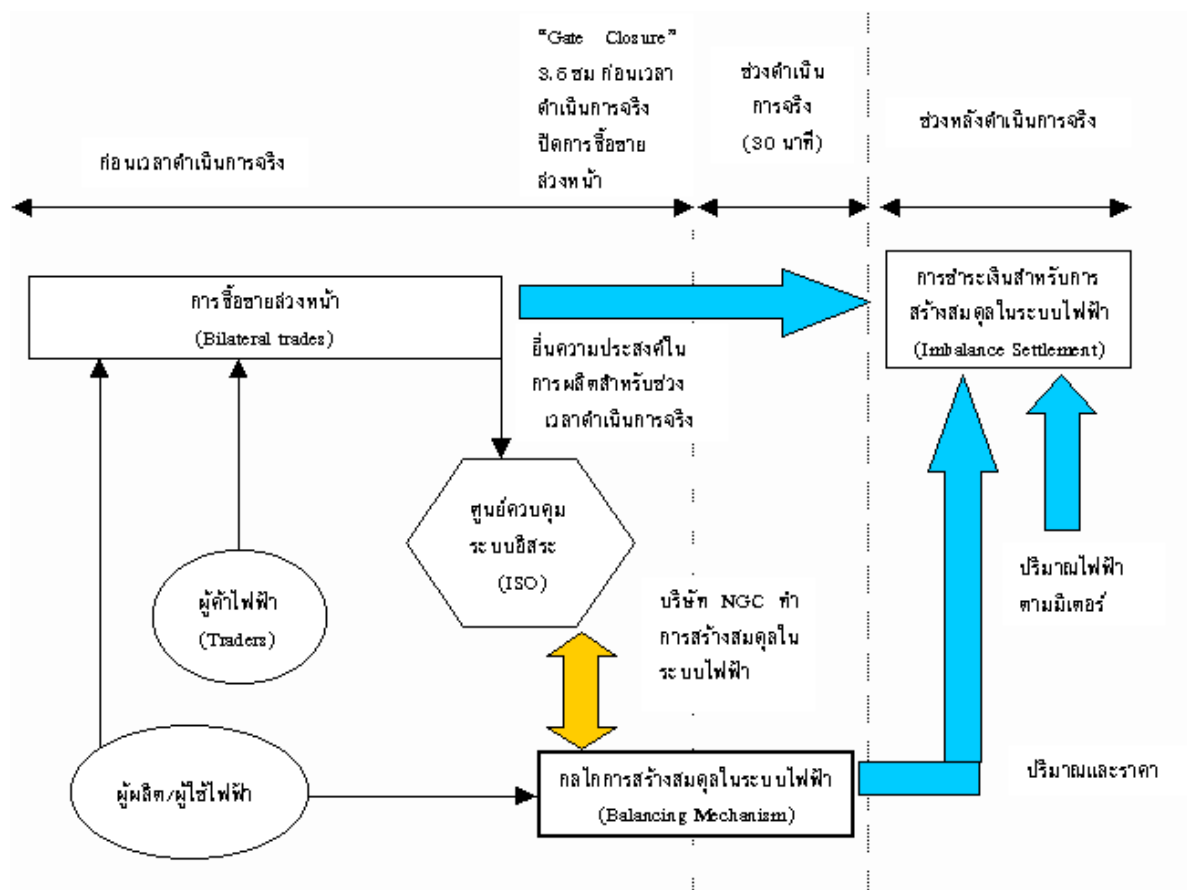
3. New Electricity Trading Arrangement (NETA)

ระบบ NETA ถูกออกแบบมาเพื่อให้การซื้อขายไฟฟ้ามียุทธศาสตร์คล้ายกับสินค้าทั่วไปมากขึ้น โดยมีการสนับสนุนให้ผู้ผลิตและผู้ซื้อไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้านอกตลาด (Bilateral Contract) และสามารถซื้อขายไฟฟ้าในตลาดล่วงหน้า (Forward Market) ได้ เพื่อเป็นการลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาในตลาด ณ เวลาดำเนินการจริง (Spot Market) ทั้งนี้ ผู้ผลิตจะได้รับราคาตามสัญญาที่ทำไว้กับผู้ซื้อไฟ ปัจจุบันในสหราชอาณาจักรมีการซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะนี้ถึงร้อยละ 98 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด อย่างไรก็ตาม หากในเวลาดำเนินการจริงผู้ผลิตหรือผู้ใช้

ไฟมีความต้องการที่แตกต่างจากในสัญญา บริษัท National Grid Company (NGC) ผู้ปฏิบัติการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าอิสระ (ISO) และระบบส่งไฟฟ้าจะมีหน้าที่ในการสร้างสมดุลในระบบไฟฟ้า (Balancing) โดยบริษัท NGC สามารถสั่งให้ผู้ผลิตรายต่างๆ ที่ทำการประมูลราคาเข้ามาเพิ่มหรือลดการผลิตได้ ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายในการสร้างสมดุลในระบบไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านไปยังผู้ร่วมตลาดที่ไม่สามารถรักษาสัญญาที่ทำไว้ได้

ผู้ร่วมตลาดจะทำการพยากรณ์ความสามารถในการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าของตนเอง และสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีระยะเวลาต่างๆ กันได้ สัญญาเหล่านี้อาจมีการซื้อขายกันในตลาดล่วงหน้า (Power Exchange) เพื่อให้ผู้ร่วมตลาดมีโอกาสในการปรับปรุงปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้เมื่อใกล้เวลาดำเนินการจริง การซื้อขายในลักษณะนี้เป็นแรงผลักดันให้ทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟทำสัญญากัน เนื่องจากค่าใช้จ่ายจากกลไกการสร้างสมดุล ณ เวลาดำเนินการจริงมีความไม่แน่นอนอยู่มาก ดังนั้น การทำสัญญาล่วงหน้าจึงเป็นวิธีการลดภาระความเสี่ยงของผู้ร่วมตลาดจากค่าใช้จ่ายดังกล่าว

(รูปที่ 1)



3.1 การดำเนินการของระบบ NETA

เมื่อถึงเวลาปิดการซื้อขาย (Gate Closure) 3 ชั่วโมงครึ่งก่อนเวลาดำเนินการจริง ผู้ผลิตจะต้องยืนยันความต้องการผลิตไฟฟ้าเป็นครั้งสุดท้าย (Final Physical Notification : FPN) ต่อบริษัท NGC เพื่อแจ้งการผลิตในอีก 3 ชั่วโมงครึ่งข้างหน้า พร้อมทั้งเสนอราคาประมูลในการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิต (Bid และ Offer) สำหรับช่วงการผลิตนั้น นอกจากนี้ คู่สัญญาจะต้องแจ้งรายละเอียดต่างๆ ของสัญญาแก่หน่วยงานบริหารสัญญา (Energy Contract Volume Notification Agent) เพื่อแจ้งต่อหน่วยงานรวบรวมสัญญา (Energy Contract Volume Aggregation Agent) ต่อไป

เมื่อใกล้เวลาดำเนินการจริง บริษัท NGC จะใช้รายละเอียดสัญญาระหว่างผู้ร่วมตลาดที่ได้รับก่อนเวลาปิดการซื้อขายในการสร้างสมดุลในระบบ โดยการบริหาร Bid และ Offer ต่างๆ ที่ผู้ผลิตเสนอ ประกอบกับสัญญาบริการเสริมความมั่นคงของระบบ (Ancillary Service Agreements) ที่บริษัทได้ทำไว้กับผู้ผลิตรายต่างๆ เพื่อให้กำลังการผลิตเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลาดำเนินการจริง ทั้งนี้ การดำเนินงานของบริษัท NGC เป็นลักษณะสนใจ กล่าวคือ บริษัทจะได้รับผลตอบแทนสูงหากสามารถลดค่าใช้จ่ายในการบริหารระบบไฟฟ้าได้ จึงทำให้ประสิทธิภาพในการบริหารระบบไฟฟ้าดีขึ้นเรื่อยๆ

ในช่วงเวลาดำเนินการจริงผู้ร่วมตลาดอาจผลิตหรือใช้ไฟฟ้าไม่ตรงกับปริมาณที่ได้ทำสัญญาล่วงหน้าไว้ ซึ่งถือว่าพลังงานส่วนนี้ผู้ร่วมตลาดจะต้องซื้อจากระบบหรือขายเข้าระบบ ดังนั้นหลังจากเวลาดำเนินการจริงบริษัท Elexon ซึ่งมีหน้าที่บริหารกฎการสร้างความสมดุลและการชำระเงิน (Balancing and Settlement Code) จะทำการคำนวณค่าใช้จ่ายในการสร้างความสมดุลในระบบ โดยจะคำนวณราคาขายเข้าระบบ (System Sell Price : SSP) สำหรับผู้ร่วมตลาดที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้ามากกว่าที่ระบุในสัญญา และราคาซื้อจากระบบ (System Buy Price : SBP) สำหรับผู้ร่วมตลาดที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าที่ระบุในสัญญา ซึ่งราคาดังกล่าวจะสะท้อนถึงราคา Bid และ Offer ต่างๆ ที่บริษัท NGC เลือกใช้ในการสร้างสมดุลในระบบ ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายดังกล่าวรวมถึงค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการสร้างความสมดุลในระบบจะส่งผ่านไปยังผู้ร่วมตลาดที่ไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาที่ทำไว้ล่วงหน้าได้

3.2 องค์การที่เกี่ยวข้องกับการบริหารงานภายใต้ระบบ NETA

3.2.1 องค์การกำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติและไฟฟ้า (Office of Gas and Electricity Markets: Ofgem) เกิดขึ้นจากการรวมตัวขององค์กรกำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติ (Ofgas) และองค์กรกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (OFFER) ในปี 2541 มีอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแลกิจการทั้งสองภายใต้กฎหมาย Gas Act ปี ค.ศ. 1986, Electricity Act ปี ค.ศ. 1989 และ Utilities Act ปี ค.ศ. 2000 หน่วยงานดังกล่าวมีบทบาทสำคัญในการออกแบบและนำระบบ NETA มาใช้ในปี 2543 โดยเป็นผู้เห็นชอบกฎการสร้างสมดุลและการชำระเงินฉบับแรก และดูแลการจัดตั้งบริษัท Elexon ซึ่งเป็นหน่วยงานสำคัญในการบริหารระบบการเงินของ NETA

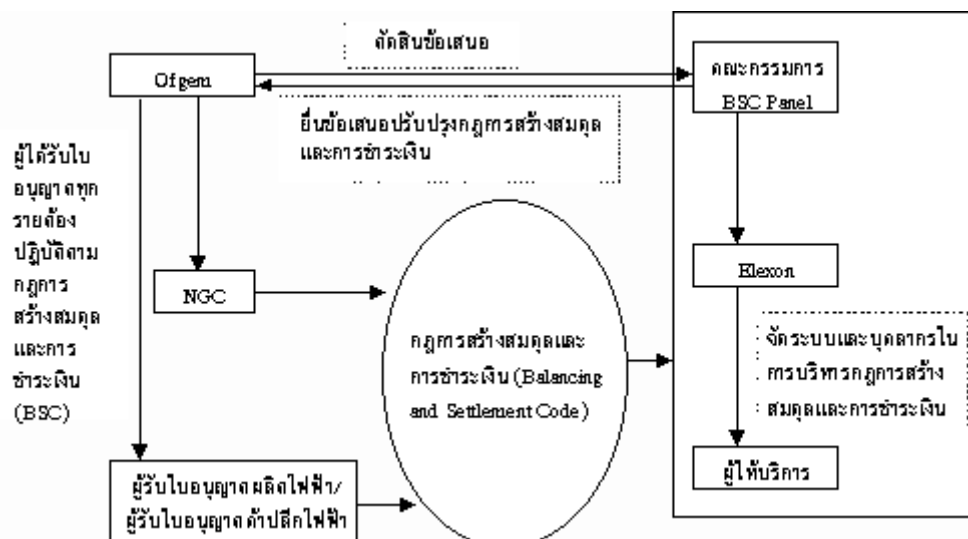
Ofgem มีอำนาจหน้าที่สำคัญๆ หลายประการ ได้แก่ (1) การสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันในตลาดฯ (2) การตรวจสอบสภาพการแข่งขัน (3) การกำกับดูแลด้านราคาในกิจการที่มีลักษณะผูกขาดโดยธรรมชาติ และ (4) การคุ้มครองผู้บริโภค นอกจากนี้ Ofgem ยังเป็นผู้กำหนดงบประมาณรายปีให้แก่บริษัท NGC ซึ่งเป็นการทำงานภายใต้ระบบการจูงใจ กล่าวคือ หากบริษัทสามารถลดค่าใช้จ่ายในการสร้างสมดุลระบบจากเกณฑ์ที่กำหนดได้ในปีใด บริษัทจะสามารถเก็บร้อยละ 40 ของค่าใช้จ่ายที่สามารถลดได้ (แต่หากบริหารงานแล้วค่าใช้จ่ายสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด บริษัทจะต้องรับภาระร้อยละ 15 ของค่าใช้จ่ายส่วนที่เกินนั้น) ซึ่งค่าใช้จ่ายในการบริหารระบบนั้นอาจสูงถึง 500 ล้านปอนด์ต่อปี ดังนั้นการเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารระบบจึงเป็นปัจจัยสำคัญต่อราคาค่าไฟฟ้าของผู้บริโภคที่จะลดลงด้วย

ปัจจุบัน Ofgem มีพนักงานรวมทั้งสิ้น 339 คน โดยได้ลดจาก 381 คนในปี 2543 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประมาณ 60 ล้านปอนด์ต่อปี ค่าใช้จ่ายในการกำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติและกิจการไฟฟ้าดังกล่าวนี้ว่าต่ำมากเมื่อเทียบกับมูลค่าของกิจการที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของหน่วยงาน ซึ่งมีปริมาณซื้อขายถึง 37,000 ล้านปอนด์ต่อปี

3.2.2 บริษัท ระบบส่งไฟฟ้า (National Grid Company: NGC : NGC) เป็นเจ้าของและเป็นผู้บริหารระบบส่งทั้งหมดในแคว้นอังกฤษและเวลส์ มีหน้าที่ (1) ดูแลและควบคุมการทำงานของระบบส่ง ซึ่งรวมถึงการวางแผนการขยายระบบส่ง (2) ทำหน้าที่ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ ดูแลการดำเนินงานของระบบไฟฟ้า รวมทั้งกลไกการสร้างสมดุล ณ เวลาดำเนินการจริง

การดำเนินงานที่ผ่านมามีบริษัท NGC สามารถลดค่าใช้จ่ายในการบริหารระบบไฟฟ้าลงจาก 570 ล้านปอนด์ในปี 2536 ลงเหลือ 221 ล้านปอนด์ในปี 2543 ในขณะที่บริษัททำกำไรได้โดยเฉลี่ย 17 ล้านปอนด์ต่อปี ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่าการนำระบบการจูงใจมาใช้กับบริษัท NGC ประสบความสำเร็จในการลดค่าใช้จ่ายการบริหารระบบ ซึ่งจะส่งผลให้ราคาไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟลดลงในที่สุด

(รูปที่ 2)



3.2.3 The Balancing and Settlement Code Panel (BSC Panel) : ภายใต้ระบบ Power Pool ที่กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตทุกรายลงนามใน Pooling and Settlement Agreement (PSA) โดยมี Pool Executive Committee (PEC) ควบคุมดูแลข้อตกลงดังกล่าว ขั้นตอนการเปลี่ยนแปลงกฎตลาดต่างๆ มีความสลับซับซ้อนทำให้การปรับปรุงโครงสร้างตลาดเป็นไปได้ยาก ดังนั้นภายใต้ระบบ NETA จึงมีการจัดโครงสร้างการบริหารตลาดใหม่ โดยจัดให้มีคณะกรรมการ BSC Panel ประกอบด้วยผู้เชี่ยวชาญในกิจการไฟฟ้าและตัวแทนผู้บริโภค มีหน้าที่ตัดสินข้อขัดแย้งระหว่างผู้ร่วมตลาดเกี่ยวกับกฎการสร้างสมดุลและการชำระเงิน และพิจารณายื่นข้อเสนอกการปรับปรุงกฎการสร้างสมดุลและการชำระเงินต่อองค์กร Ofgem ตามคำร้องเรียนของผู้ร่วมตลาด ภายใต้โครงสร้างการบริหารตลาดดังกล่าว (รูปที่ 2) ระบบ NETA ได้มีการพัฒนาให้มีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพภายในช่วงเวลาสั้นๆ โดยคณะกรรมการ BSC Panel ได้ยื่นข้อเสนอกการปรับปรุงกฎการสร้างสมดุลและการชำระเงินต่อองค์กร Ofgem แล้วทั้งหมด 42 ข้อ และได้มีการพิจารณาแก้ไขกฎดังกล่าวไปแล้ว 6 ข้อ

3.3 ผลการดำเนินงานของระบบ NETA

ถึงแม้ว่าระบบ NETA จะดำเนินการไปได้เพียง 6 เดือน แต่ก็มีเปลี่ยนแปลงที่เห็นได้ชัดหลายประการ ดังนี้

3.3.1 ราคาค่าไฟฟ้าในช่วงเวลาปกติ (Base Load) ลดลงประมาณร้อยละ 6 ในขณะที่ราคาค่าไฟฟ้าช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peaking) ลดลงประมาณร้อยละ 26 โดยเฉลี่ยค่าไฟฟาลดลงจากปีก่อนหน้าประมาณ 25% อย่างไรก็ตาม การที่ค่าไฟฟาลดลงอย่างรวดเร็วอาจไม่ได้เป็นผลมาจากการนำระบบ NETA มาใช้เพียงอย่างเดียว แต่อาจเป็นผลมาจากการแข่งขันที่เพิ่มขึ้นด้วย ทั้งนี้เนื่องจากองค์กรกำกับดูแลได้สั่งให้มีการลดส่วนแบ่งตลาด (Market share) ของผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายก่อนนำระบบ NETA มาใช้

3.3.2 ความคล่องตัวในตลาดซื้อขายล่วงหน้าเพิ่มขึ้นกว่า 3 เท่า เมื่อเทียบกับการดำเนินงานภายใต้ระบบ Pool โดยเฉพาะตลาดล่วงหน้าระยะสั้น เนื่องจากผู้ร่วมตลาดจะพยายามหลีกเลี่ยงการซื้อขายผ่านกลไกการสร้างสมดุลเพื่อลดความเสี่ยงจากราคาที่มีความผันผวนสูง

3.3.3 ราคาขายเข้าระบบ (SSP) และราคาซื้อจากระบบ (SBP) ได้ปรับตัวใกล้เคียงกันมากขึ้น ซึ่งแสดงถึงความสามารถของผู้ร่วมตลาดในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการบริหารระบบไฟฟ้าที่ดีขึ้น ทำให้ค่าใช้จ่ายในการบริหารระบบโดยรวมลดลง

3.4 ปัญหาและอุปสรรคในระบบ NETA

จากการดำเนินงานในระยะแรกของระบบ NETA มีผู้เชี่ยวชาญในกิจการไฟฟ้าได้มีความเห็นหลายประการที่ควรได้รับการแก้ไขโดยองค์กรที่เกี่ยวข้อง สรุปได้ดังนี้

3.4.1 แม้ว่าจะมีการเผยแพร่ข้อมูลเกี่ยวกับราคาซื้อขายในตลาดล่วงหน้า เพื่อเป็นสัญญาณแก่นักลงทุนและผู้สนใจสร้างโรงไฟฟ้า แต่กลไกดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะส่งเสริมให้เกิดการลงทุนในการสร้างกำลังการผลิตเพิ่ม ซึ่งอาจทำให้เกิดปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าได้ในอนาคต

3.4.2 ระบบ NETA เป็นระบบที่ลงโทษผู้ผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้ตามที่ทำสัญญาล่วงหน้าไว้ ซึ่งทำให้ผู้ผลิตบางประเภท เช่น ผู้ผลิตที่ใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนด้านเชื้อเพลิง และผู้ผลิตที่นำเทคโนโลยีใหม่ที่มีศักยภาพสูงแต่ยังมีความน่าเชื่อถือต่ำ ประสบปัญหาทางการเงิน นอกจากนี้ การลงโทษผู้ที่ไม่สามารถผลิตได้ตามสัญญา ยังเป็นการกีดกันโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้ามาในระบบ เนื่องจากโรงไฟฟ้าดังกล่าวอาจต้องการเวลาปรับตัวระยะหนึ่งก่อนที่จะผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพเต็มที่

3.4.3 แม้ว่าค่าใช้จ่ายในการบริหารระบบโดยรวมจะลดลง แต่ผู้ผลิตและผู้ค้าปลีกไฟฟ้าจะเป็นผู้รับความเสี่ยงจากการพยากรณ์ไฟฟ้าผิดพลาด ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการเจรจาและบริหารสัญญาต่างๆ ที่ค่อนข้างสูง ส่งผลให้ผู้ร่วมตลาด จำเป็นต้องมีหน่วยงานพยากรณ์ของตนเอง ซึ่งจะเป็นภาระค่าใช้จ่าย โดยเฉพาะผู้ร่วมตลาดรายเล็ก จึงเป็นการกีดกันผู้ร่วมตลาดรายใหม่ทางอ้อม ซึ่งอาจทำให้การแข่งขันมีน้อยกว่าที่ควรในอนาคต

3.4.4 ลักษณะของระบบ NETA สนับสนุนให้มีการถือหุ้นไขว้ในแนวดิ่ง (Vertical Integration) ระหว่างผู้ผลิตกับผู้ค้าปลีกไฟฟ้า ซึ่งในระยะยาวจะเป็นการกีดกันผู้ร่วมตลาดรายใหม่ที่มีเงินทุนน้อยกว่าผู้ร่วมตลาดเดิม

3.4.5 การกำหนดให้มีราคาซื้อขายไฟฟ้าจากกลไกการสร้างสมดุลสองราคา กล่าวคือ ราคาขายเข้าระบบ (SSP) และราคาซื้อจากระบบ (SBP) เพื่อลงโทษผู้ร่วมตลาดที่ไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้ ก่อให้เกิดการบิดเบือนทางราคา ซึ่งผู้เชี่ยวชาญจากหลายหน่วยงานมีความเห็นว่าการปรับปรุงให้ราคาจากกลไกดังกล่าวมีราคาเดียว กล่าวคือ ราคาที่อุปทานเท่ากับอุปสงค์จริงในช่วงการดำเนินการนั้นๆ

ปัญหาและข้อห่วงใยต่างๆ ข้างต้นเป็นประเด็นสำคัญที่ต้องได้รับการพิจารณาอย่างรอบคอบ อย่างไรก็ตาม หากโครงสร้างการบริหารและแนวทางการปรับปรุงตลาดมีความชัดเจนและโปร่งใส ระบบ NETA ก็อาจเป็นกลไกการแข่งขันที่มีประสิทธิภาพและมีความมั่นคง ซึ่งจะส่งผ่านมายังผู้ใช้ไฟในรูปของราคาไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตที่แท้จริงมากขึ้นและคุณภาพการบริการที่ดีขึ้นในอนาคต



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

ความต้องการไฟฟ้าของนอกระบบไฟฟ้า กฟผ.

เป็นที่รับรู้กันอย่างกว้างขวางว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศในปี 2544 เป็น 16,126.44 เมกะวัตต์ เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2544 เวลา 14.00 น. แท้ที่จริงความต้องการไฟฟ้างกล่าวเป็นความต้องการไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือเรียกย่อ ๆ ว่า กฟผ. เท่านั้น ความต้องการไฟฟ้าของประเทศที่แท้จริงมีมากกว่านี้

ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ จะต้องรวมความต้องการไฟฟ้าจากนอกระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ด้วย ความต้องการไฟฟ้าจากนอกระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ก็คือ ความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้ใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งได้แก่ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ที่ขายตรงให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงโดยไม่ผ่านระบบไฟฟ้าของ dkiwaahk และผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ไฟฟ้าในโรงงานของตนโดยไม่ใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า

คณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งมีหน้าที่จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศเห็นว่า ความต้องการไฟฟ้าจากนอกระบบไฟฟ้าของ กฟผ. นับวันจะเพิ่มมากขึ้น จึงได้มอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการจัดทำแบบสอบถามจัดส่งให้ SPP ทุกรายแจ้งความต้องการไฟฟ้าที่แท้จริงของตนเอง ซึ่งจะรวมความต้องการไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบของ กฟผ. และความต้องการไฟฟ้าที่ SPP ใช้เอง และขายตรงให้กับลูกค้าข้างเคียง โดยปัจจุบันมี SPP ที่ได้ลงนามในสัญญาซึ่งขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 56 ราย รวมพลังไฟฟ้าที่รับซื้อประมาณ 2,172 เมกะวัตต์ มี SPP 47 รายที่สามารถจ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ. ได้แล้ว โดยมีปริมาณเสนอขายรวม 1,958 เมกะวัตต์

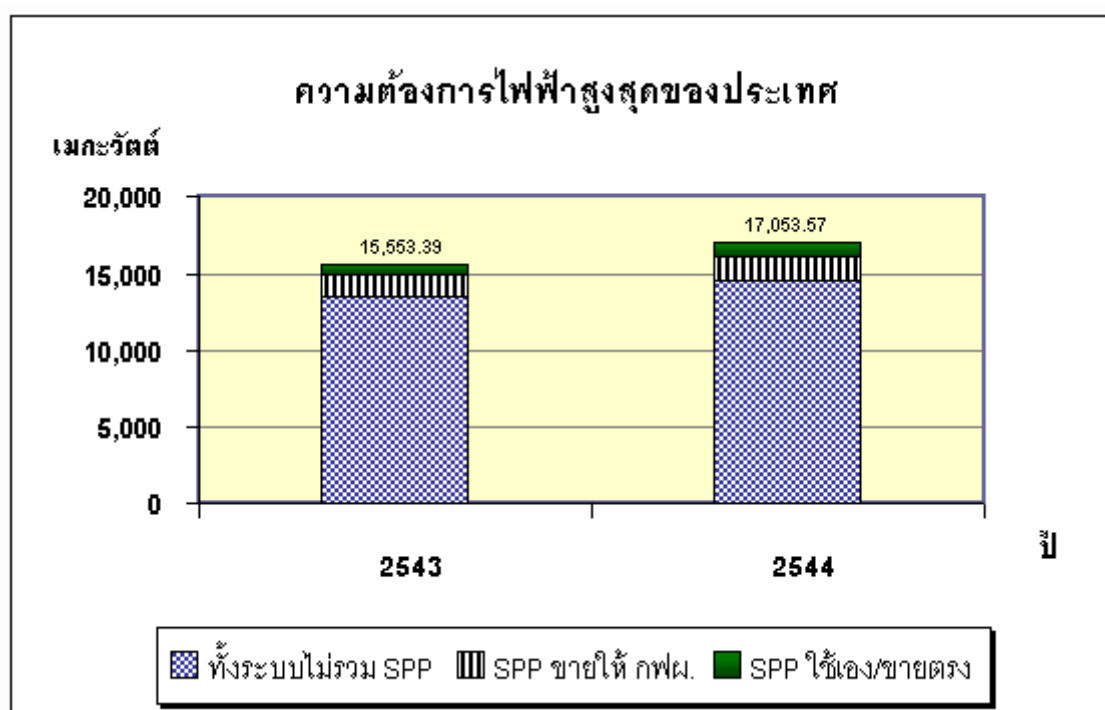
รายละเอียดผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในเดือนกันยายน 2544

	Firm	Non-Firm	รวม
1. ผู้ผลิตรายเล็กลงนามในสัญญา			
1.1 จำนวน (ราย)	30	26	56
1.2 กำลังการผลิต (MW)	3,471.51	640.70	4,112.21
1.3 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย (MW)	1,958.40	213.40	2,171.80
2. ผู้ผลิตรายเล็กขายไฟฟ้าเข้าระบบ			
1.1 จำนวน (ราย)	27	20	47
1.2 กำลังการผลิต (MW)	2,858.51	558.20	3,416.71
1.3 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย (MW)	1,768.40	189.50	1,957.90

จากแบบสอบถามที่จัดส่งให้ SPP แจ้งข้อมูลความต้องการไฟฟ้าปรากฏว่าได้รับความร่วมมือจาก SPP เป็นอย่างดี มี SPP จำนวน 40 จาก 47 ราย แจ้งข้อมูลมาที่ฝ่ายเลขานุการฯ เป็นประจำทุกเดือน ซึ่งนับว่าเป็นข้อมูลที่เกือบครบถ้วนสมบูรณ์ อย่างไรก็ตาม คณะอนุกรรมการฯ ได้เร่งให้ฝ่ายเลขานุการฯ ติดตามข้อมูล SPP ในส่วนที่ขาดให้ครบถ้วนโดยด่วนต่อไป จากข้อมูลที่ได้สามารถประเมินความต้องการไฟฟ้าในส่วนที่อยู่นอกระบบไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2544 มีปริมาณ 927 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็น 5.8 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการไฟฟ้าของระบบ กฟผ. และเมื่อนำมารวมกับความต้องการไฟฟ้าของระบบ กฟผ. จะทำให้ความต้องการไฟฟ้าของประเทศของปี พ.ศ. 2544 เพิ่มขึ้นเป็น 17,054 เมกะวัตต์

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ

เมกะวัตต์	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ				รวม
	ทั้งระบบไม่รวม SPP	SPP ขายให้ กฟผ.	รวม	SPP ใช้เอง/ ขายตรง	
2543	13,527.30	1,391.00	14,918.30	635.09	15,553.39
2544	14,528.40	1,598.00	16,126.40	927.17	17,053.57

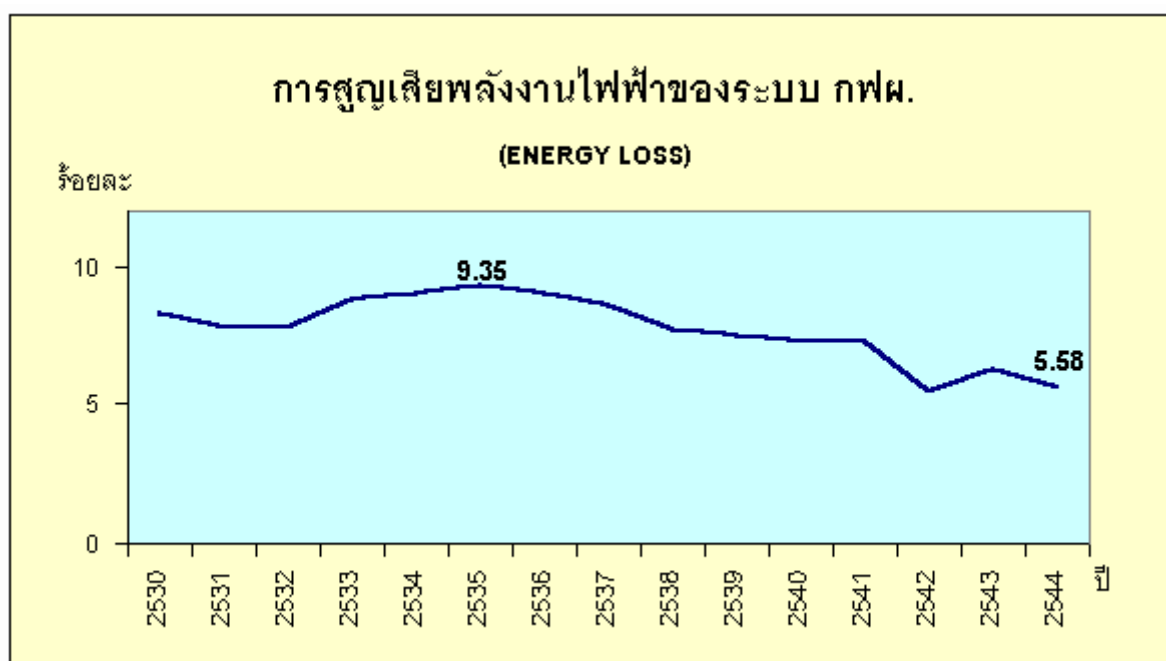


ในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าใช้เองนั้น ข้อมูลในส่วนนี้มีกระจายทั่วประเทศ จำเป็นจะต้องขอความร่วมมือกับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในการสำรวจผู้ใช้ไฟฟ้าของตนเอง ซึ่งการไฟฟ้าทั้ง 2 แห่งจะมีศักยภาพในการสำรวจสอบถามข้อมูลดังกล่าว หากทราบข้อมูลเหล่านี้ครบถ้วนก็จะสามารถนำมาประเมินเป็นความต้องการไฟฟ้าของประเทศได้

ประโยชน์ที่ได้จากการจัดทำความต้องการไฟฟ้าของประเทศ คือ ทำให้ทราบความต้องการไฟฟ้าที่แท้จริงของประเทศ ซึ่งจะช่วยให้เกิดการวางแผนทางด้านไฟฟ้า ทั้ง

ด้านระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง การวางแผนไม่เกิดความซ้ำซ้อน เกิดการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ

จากนโยบายของรัฐในเรื่องการส่งเสริมให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ทำให้หน่วยไฟฟ้าสูญเสียของระบบ กฟผ. ดีขึ้นเป็นลำดับ (สูญเสียน้อยลง) คือ ก่อนมี SPP หน่วยสูญเสียไฟฟ้าของระบบ กฟผ. อยู่ในระดับร้อยละ 8-9 แต่ปัจจุบันหน่วยสูญเสียไฟฟ้าของระบบ กฟผ. ลดลงเหลือร้อยละ 6-5 ช่วยประหยัดพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ประมาณ 3,000 ล้านหน่วยต่อปี และลดการลงทุนของการไฟฟ้าประมาณ 1,000 เมกะวัตต์



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

การแปรรูปการปิโตรเลียม แห่งประเทศไทย

เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2544 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ รับทราบผลการประชุมการระดมความคิดเห็นเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาตลาดทุนซึ่งเห็นชอบแผนเตรียมความพร้อมในการนำรัฐวิสาหกิจเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ โดยในจำนวนนี้มี การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ซึ่งที่ประชุมเห็นชอบที่จะนำเข้าตลาดหลักทรัพย์ฯ อย่างช้าภายในเดือนพฤศจิกายน 2544

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้ร่วมกันหารือถึงการกำหนดโครงสร้างและขั้นตอนในการแปรรูป ปตท. เป็น บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยอาศัยพระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของรัฐบาลที่ต้องการนำ ปตท. เข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ ภายในปี 2544

นโยบายที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดแนวทางการแปรรูปการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

การกำหนดแนวทางการแปรรูป จำเป็นต้องคำนึงถึงนโยบายที่เกี่ยวข้อง อาทิเช่น การค้าเสรีในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม และโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว เป็นต้น ทั้งนี้เนื่องจากประเด็นต่างๆ ดังกล่าวจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อความสำเร็จในการแปรรูป ปตท. โดยเฉพาะในด้านของความเชื่อถือของนักลงทุนที่มีต่อความชัดเจนในนโยบายรัฐบาลที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการแปรรูป ปตท.

1. นโยบายการค้าเสรีในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

1) การแยกก๊าซธรรมชาติ

- ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) : ยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีก เพื่อให้ระบบการค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นระบบการค้ากึ่งลอยตัว และกำหนดแผนการชำระหนี้ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงแก่เจ้าหนี้ทุกรายเริ่มตั้งแต่ไตรมาสที่ 4 ของปี 2544 เป็นต้นไป โดยมีเป้าหมายชำระหนี้ทั้งหมดภายในปี 2547

2) บทบาทของ ปตท. ในเชิงธุรกิจ

- ปตท. สามารถพิจารณาลงทุนในกิจกรรมที่มีเป็นไปได้ในเชิงธุรกิจและมีความสอดคล้องกับธุรกิจหลักของ ปตท.

- รัฐจะไม่ใช้ ปตท. เป็นกลไกในการแทรกแซงราคาอีกต่อไป หากรัฐต้องการคุ้มครองผู้บริโภคจะกระทำได้โดยการกำกับดูแลทั้งราคาและสถานะการแข่งขันได้ โดยอาศัยกลไกทางด้านกฎหมายที่มีอยู่แล้ว
- สิทธิพิเศษในการขายน้ำมันแก๊สหน่วยงานของรัฐในกรณีการซื้อขายจำนวนตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไปจะยังคงมีอยู่ต่อไป ยกเว้นกรณีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ยังให้คงการซื้อจาก ปตท. และการประกวดราคาในสัดส่วน 80:20 ต่อไปจนกว่า ปตท. จะสิ้นสุดจากสภาพการเป็นรัฐวิสาหกิจในขณะที่ภาระหน้าที่หน่วยงานค้างจ่ายกับ ปตท. ก็จะสิ้นสุดลงเช่นกัน

2. โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว

การแปรรูป ปตท. เป็นบริษัท จำกัด/(มหาชน) จำเป็นต้องคำนึงถึง โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้มีการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ โดย

- การให้ ปตท. ดำเนินการแยกกิจการทอส่งก๊าซธรรมชาติ ออกจากกิจการจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ในลักษณะการแบ่งแยกตามบัญชี (Account Separation) ก่อนนำ บมจ. ปตท. เข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ รวมทั้งในลักษณะการแบ่งแยกตามกฎหมาย (Legal Separation) หลังการนำ บมจ. ปตท. เข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ภายใน 1 ปี
- การให้ ปตท. เป็นผู้ลงทุนในโครงการทอก๊าซฯ ตามแผนแม่บทระบบทอส่งก๊าซฯ ฉบับที่ 3 ซึ่งรวมถึงระบบทอส่งก๊าซฯ เส้นที่ 3 (เอราวัณ-ราชบุรี) ทั้งนี้เพื่อเป็นการขยายโครงข่ายระบบทอส่งก๊าซฯ ของ ปตท.
- การเปิดให้บริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access) สำหรับระบบทอส่งก๊าซฯ ของ ปตท. ในส่วนที่มีขีดความสามารถเหลือที่จะให้บริการได้ และทอส่งก๊าซฯ เส้นใหม่
- การเปิดแข่งขันในแหล่งก๊าซฯ และตลาดก๊าซฯ ใหม่ (New Gas Supply/ Demand) และโดยกำหนดให้แหล่ง/ตลาดก๊าซฯ ใหม่คือ แหล่ง/ตลาดก๊าซฯ ที่นอกเหนือจากสัญญา/ข้อผูกพันที่ทำไว้กับ ปตท. ในปัจจุบัน
- สำหรับการเปิดประมูลแข่งขันและการกำหนดเงื่อนไขการให้สัมปทานเอกชนเข้าร่วมในการลงทุน และการดำเนินการให้บริการระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติ เห็นสมควรให้รอจน พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. มีผลบังคับใช้ตามกฎหมายแล้ว
- การให้ กพข. ทำหน้าที่กำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติ กำกับดูแลอัตราค่าบริการผ่านท่อ คุณภาพการให้บริการ การลงทุนระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งส่งเสริมและบริหารจัดการอุปสรรคในการแข่งขัน เป็นการชั่วคราวจนกว่าจะมีการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระขึ้นมา

- เมื่อมีการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระแล้วเสร็จ ตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. การดำเนินการกำกับดูแลต่างๆ จะเป็นหน้าที่ขององค์กรกำกับดูแลอิสระ

แนวทางการแปรรูปการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

1. ในหลักการ การจัดโครงสร้างเพื่อการแปรรูป ปตท. จะอาศัยพระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 เพื่อให้มีการแปรรูปเป็นไปตามเป้าหมายของรัฐบาลที่กำหนดให้มีการนำ ปตท. เข้าระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ได้ภายในปี 2544 โดยการกำหนดให้นำ ปตท. รัฐวิสาหกิจทั้งองค์กร แปลงสภาพเป็นบริษัท ปตท. จำกัด โดยมีกระทรวงการคลังเป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมดในขั้นต้น ก่อนที่จะแปรสภาพเป็นบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (บมจ. ปตท.) เพื่อระดมทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ในระยะต่อไป

2. สำหรับกิจการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จะถูกแยกออกจากกิจการการจัดหาและจำหน่ายก๊าซฯ ของ ปตท. ในลักษณะการแบ่งแยกตามกฎหมาย โดยจัดตั้งเป็นบริษัท ปตท. ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จำกัด ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2542 โดยมี บมจ. ปตท. เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด และให้มีการทำสัญญาในการดำเนินการระหว่างกิจการทั้งสองเพื่อให้มีการดำเนินการที่แยกออกจากกันอย่างเด็ดขาด นอกจากนั้นเห็นควรให้มีการจัดตั้งบริษัท ปตท. ท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด เพื่อรองรับแผนการขยายการจำหน่ายก๊าซฯ ของ ปตท. ด้วย

3. การบริหารจัดการบริษัทในเครือ

- ในธุรกิจสำรวจและผลิต ปตท. จะยังคงถือหุ้นใน บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในสัดส่วนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 51 ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2540 เพื่อเป็นการสร้างความมั่นใจให้กับนักลงทุนและเพื่อให้สอดคล้องกับแนวทางการแปรรูป ปตท. ที่กำหนดให้ ปตท. สผ. เป็นหนึ่งในบริษัทลูกของ ปตท. ที่จะมุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจแบบ Integrated Vertical Structure รวมทั้งเพื่อเป็นการส่งเสริมและสนับสนุนบทบาทของ ปตท. สผ. ให้เป็นกลไกของรัฐในระดับความร่วมมือระหว่างประเทศ
- ปตท. จะดำเนินการเชิงปฏิบัติการอย่างใกล้ชิดกับบริษัท ไทยออยล์ จำกัด โดยให้เป็นโรงกลั่นหลักในการสนับสนุนภาคการตลาดของธุรกิจน้ำมันของ ปตท.
- ปตท. จะขายหุ้นทั้งหมดในบริษัทบางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) เมื่อโอกาสเอื้ออำนวย ทั้งนี้เพื่อหลีกเลี่ยงความขัดแย้งทางธุรกิจ และเพื่อส่งเสริมให้มีการแข่งขันในระดับการค้าปลีกอย่างสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น
- ปตท. จะทยอยลดสัดส่วนการถือหุ้นในโรงกลั่นระยองฯ โรงกลั่นสตาร์ฯ เมื่อโอกาสเอื้ออำนวย

- สนับสนุนให้ให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตของบริษัทในเครือสายปิโตรเคมี เพื่อลดต้นทุนและเพิ่มความสามารถในการแข่งขัน และจะทยอยลดสัดส่วนการถือหุ้นบริษัทในเครือที่ไม่มีความสัมพันธ์โดยตรงเชิงธุรกิจเมื่อโอกาสเอื้ออำนวย เช่น บริษัทปุ๋ยแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) เป็นต้น

แผนการระดมทุนของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2542 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เรื่องแนวทางการแปรรูปการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) และมอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) เป็นแกนกลางในการประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อเร่งรัดการจัดทำประเด็นนโยบายให้สอดคล้องกับระยะเวลาที่กำหนดไว้ กล่าวคือสามารถระดมทุนจากตลาดหลักทรัพย์ฯ ได้ภายในเดือนพฤศจิกายน 2544 และให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการดำเนินการระดมทุนจากภาคเอกชน เพื่อทำหน้าที่ประเมินราคาสินทรัพย์ ราคาหุ้นและวิธีการขายหุ้น โดยให้คณะกรรมการชุดดังกล่าวประกอบด้วย ผู้แทนจาก กระทรวงอุตสาหกรรม (อก.) สพช. กระทรวงการคลัง (กค.) สำนักงานอัยการสูงสุด และ ปตท. พร้อมทั้งมอบหมายให้คณะกรรมการดำเนินการระดมทุนฯ เร่งดำเนินการตามขั้นตอนกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการเสนอขายหุ้นและจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ให้สอดคล้องกับระยะเวลาที่กำหนดไว้

แผนและแนวทางการเสนอขายหุ้นของ บมจ. ปตท.

คณะกรรมการดำเนินการระดมทุนฯ ได้ดำเนินการจัดทำแผนการระดมทุนของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยในการจัดทำแผนแปรรูปและระดมทุน เมื่อได้พิจารณาถึงโครงสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน และกำไรขั้นต้นที่ผ่านมาของ ปตท. แยกตามรายธุรกิจ พบว่าธุรกิจหลักที่สร้างผลกำไรให้กับ ปตท. อย่างแท้จริง คือธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะส่งผลดีต่อมูลค่าของ บมจ. ปตท. ทั้งนี้เนื่องจาก โดยทั่วไปแล้วนักลงทุนจะให้มูลค่าธุรกิจก๊าซฯ สูงกว่ามูลค่าของธุรกิจน้ำมันที่การประกอบการค่อนข้างผันผวน ดังนั้น จึงได้กำหนดกลยุทธ์ที่จะนำเสนอ บมจ. ปตท. ต่อนักลงทุนในรูปแบบของ บริษัทก๊าซธรรมชาติครบวงจร ที่มีการดำเนินการในธุรกิจน้ำมัน และการลงทุนในธุรกิจที่เกี่ยวข้องเนื่องครบวงจร อาทิเช่น ปิโตรเคมีและโรงกลั่น

จากประมาณการงบลงทุนที่ใช้เป็นการภายใน ปตท. คาดว่า บมจ. ปตท. จะมีการลงทุนในธุรกิจและโครงการต่างๆ รวมเป็นจำนวนเงินทั้งสิ้นประมาณ 90,423 ล้านบาท ในช่วงปี 2544-2548 โดยประมาณร้อยละ 90 เป็นการลงทุนในโครงการของธุรกิจก๊าซธรรมชาติ อีกทั้งยังมีแผนการลงทุนในบริษัทในเครือ ทั้งในรูปแบบของการลงทุนใหม่และการให้การสนับสนุนทางการเงินอีก 22,069 ล้านบาท ในช่วงปี 2544-2548 ดังนั้น บมจ.ปตท.มีความจำเป็นต้องระดมทุนจากการขายหุ้นเพิ่มทุนขึ้นต่ำประมาณ 30,000 ล้านบาท

สำหรับมูลค่าหุ้นเบื้องต้นของ บมจ.ปตท. ที่กลุ่มที่ปรึกษาทางการเงินฯ ทำการประเมินจะใช้วิธีการประเมินราคาแบบแยกตามรายธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการอยู่ (Sum

of the Parts) เนื่องจากธุรกิจของ บมจ.ปตท. ประกอบด้วยธุรกิจที่แตกต่างกันหลายธุรกิจ และแต่ละส่วนธุรกิจมีปัจจัยพื้นฐานในการดำเนินธุรกิจที่แตกต่างกัน

และเมื่อได้ผลการประเมินมูลค่าหุ้นของ บมจ.ปตท. ด้วยวิธี Sum of the Parts แล้วมูลค่าหุ้นทั้งโดยรวมและแยกรายการกิจการ จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับมูลค่าของบริษัทอื่นๆ ที่อยู่ในอุตสาหกรรมเดียวกัน รวมถึงอุตสาหกรรมใกล้เคียงกัน เพื่อให้สามารถอธิบายที่มาของราคาหุ้นให้เป็นที่ยอมรับต่อนักลงทุน

จำนวนหุ้นที่จะทำการเสนอขาย

1. จำนวนการเสนอขายหุ้นเพิ่มทุน

เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการเงินทุนของ บมจ. ปตท. ที่ต้องการเงินทุนจากการเสนอขายหุ้นเพิ่มทุนจำนวนประมาณ 30,000 ล้านบาท เพื่อใช้ในการชำระหนี้และเพื่อการลงทุนขยายงานโดยเฉพาะในธุรกิจก๊าซธรรมชาติ โดยคำนึงถึงโครงสร้างเงินทุนที่เหมาะสม และนโยบายการจ่ายเงินปันผลในอนาคต ปตท. จึงมีความจำเป็นที่จะต้องขอจำนวนหุ้นเพิ่มทุนไว้ที่จำนวนประมาณ 500- 850 ล้านหุ้น (ซึ่งจะทำให้จำนวนหุ้นทั้งหมดภายหลังการเสนอขายมีจำนวนประมาณ 2,500-2,850 ล้านหุ้น) ณ ระดับราคาที่แตกต่างกัน ซึ่งจะส่งผลถึงจำนวนหุ้นเพิ่มทุนที่จะทำการเสนอขายตลอดจนสัดส่วนการถือครองหุ้นของภาครัฐภายหลังการเสนอขายหุ้นเพิ่มทุน

2. จำนวนการเสนอขายหุ้นของกระทรวงการคลัง

เนื่องจากการเสนอขายหุ้นในครั้งนี้ กระทรวงการคลังอาจจะเสนอขายหุ้นที่ถืออยู่ใน บมจ.ปตท. ไปพร้อมกับการเสนอขายหุ้นเพิ่มทุน ดังนั้น ในการวิเคราะห์แผนการเสนอขายหุ้นเดิมของ กค. ในเบื้องต้น โดยมีสมมติฐานว่าสัดส่วนการถือหุ้น บมจ.ปตท. ของ กค. ภายหลังการเสนอขายหุ้นต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 65 พบว่า กค. อาจเสนอขายหุ้นใน บมจ.ปตท. จำนวนไม่เกิน 100 ล้านหุ้น และขายหุ้นเพิ่มเติมด้วยวิธีการจัดสรรหุ้นเกินจำนวนและให้สิทธิผู้จัดจำหน่ายหลักทรัพย์ซื้อหุ้นในจำนวนที่จัดสรรเกินจำนวน (Greenshoe) อีกจำนวนไม่เกินร้อยละ 15 ของจำนวนการเสนอขายหุ้นรวมก่อนการจัดสรรเกินจำนวน

3. จำนวนการเสนอขายหุ้นรวมและสัดส่วนการถือหุ้นของภาครัฐ ภายหลังการเสนอขายหุ้น

จากการวิเคราะห์กรณีที่ บมจ.ปตท. ขายหุ้นเพิ่มทุนจำนวนประมาณ 500-850 ล้านหุ้น และกรณีที่ กค. ขายหุ้นจำนวนไม่เกิน 100 ล้านหุ้น รวมถึงกรณีที่จัดสรรหุ้นเกินจำนวน โดยใช้ช่วงราคาเบื้องต้นที่ 37.50-65.00 บาทต่อหุ้น สามารถสรุปประมาณการมูลค่าการขายหุ้นรวมทั้งในส่วนของหุ้นเดิม (ทั้งกรณีรวมและไม่รวมการจัดสรรหุ้นเกินจำนวน) และหุ้นเพิ่มทุน ที่จะได้รับจากการขายหุ้นในครั้งนี้ พบว่ารัฐ (ปตท. และ กค.) จะมีรายได้รวมจากการขายหุ้นอยู่ในช่วงประมาณ 33,750-42,167 ล้านบาท โดยที่สัดส่วนการถือครองหุ้นของ กค. ภายหลังจากการขายหุ้นจะอยู่ระหว่าง 62.10%-76.57%

แนวทางการเสนอขายหุ้น

ในเบื้องต้น ปตท. คาดว่าสัดส่วนการเสนอขายหุ้นให้นักลงทุนในประเทศและนักลงทุนต่างประเทศ จะเป็นร้อยละ 60 และ 40 ตามลำดับ และหากความต้องการของนักลงทุนในประเทศมีจำนวนมาก ปตท. และ กค. สามารถเพิ่มจำนวนหุ้นที่จะเสนอขายให้นักลงทุนในประเทศได้อีกไม่เกินร้อยละ 15 ของจำนวนหุ้นที่จะเสนอขายทั้งหมด (Claw-back Portion) โดยหุ้นที่จะเสนอขายประกอบด้วยหุ้นเพิ่มทุนจำนวนประมาณ 500-850 ล้านหุ้น และหุ้นเดิมที่ กค. อาจเสนอขายพร้อมกันในคราวเดียวกันจำนวนไม่เกิน 100 ล้านหุ้น โดยจำนวนหุ้นที่จะเสนอขายจริง รวมถึงจำนวนหุ้นที่จะทำการจัดสรรเกินจำนวน ขึ้นอยู่กับราคาหุ้นและสถานะตลาด ณ เวลาที่ทำการเสนอขาย ทั้งนี้ หากมูลค่าหุ้นที่จะขายมีมูลค่าสูงเกินกว่าที่ตลาดจะรับได้ก็จะเน้นการขายหุ้นเพิ่มทุนก่อนเป็นอันดับแรก

นอกจากนั้น เพื่อให้พนักงาน ปตท. มีส่วนร่วมในการแปลงสภาพและความเป็นเจ้าของ บมจ. ปตท. จึงได้มีการให้สิทธิแก่พนักงาน ปตท. ในการซื้อหุ้นในราคา par ด้วย

วิธีการและกำหนดการจำหน่ายหุ้น

1. จะมีการกำหนดสัดส่วนการเสนอขายหุ้นให้นักลงทุนแต่ละประเภทในเบื้องต้น โดยแบ่งเป็นนักลงทุนบุคคลธรรมดาในประเทศ นักลงทุนสถาบันในประเทศ และนักลงทุนสถาบันต่างประเทศ อย่างไรก็ตาม สัดส่วนดังกล่าวสามารถปรับเปลี่ยนให้สอดคล้องกับสถานการณ์ตลาด ณ ช่วงการเสนอขาย โดยการจำหน่ายหุ้นให้นักลงทุนประเภทบุคคลธรรมดาในประเทศ จะทำการจัดจำหน่ายผ่านธนาคารพาณิชย์ที่ร่วมเป็นตัวแทนการจัดจำหน่ายที่มีสาขากระจายอยู่ทั่วประเทศ

2. ส่วนการจัดจำหน่ายหุ้นให้นักลงทุนสถาบันทั้งในและต่างประเทศนั้น จะใช้วิธีการประกวดราคาแบบสะสม (Book Building) หลังจากการนำเสนอข้อมูลของผู้บริหาร (Management Roadshow) โดยในส่วนของการจัดจำหน่ายหุ้นให้นักลงทุนสถาบันต่างประเทศ จะจัดจำหน่ายผ่านเครือข่ายของกลุ่มที่ปรึกษาทางการเงินต่างประเทศตามกฎหมายการเสนอขายหุ้นแบบ Private Placement

สำหรับการจัดสรรหุ้นเกินจำนวนและการให้สิทธิผู้จัดจำหน่ายหลักทรัพย์ซื้อหุ้นในจำนวนที่จัดสรรเกินจำนวน (Greenshoe and Stabilisation) สำนักงาน กลต. ได้กำหนดให้จำนวนหุ้นที่จะทำ Greenshoe หรือ Over Allotment ให้สามารถทำได้ไม่เกินร้อยละ 15 ของจำนวนหุ้นที่เสนอขาย

ผลการดำเนินการระดมทุนจากภาคเอกชนในการแปรสภาพ ปตท.

เมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2544 การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยได้ดำเนินการแปลงสภาพภายใต้พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 โดยจัดตั้ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และได้รับโอนกิจการ สิทธิ หนี้ ความรับผิดชอบ สินทรัพย์ ส่วนของทุน พนักงานและลูกจ้างทดลองงานทั้งหมดที่มีอยู่ ณ วันจัดตั้ง บมจ. ปตท. มาจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย โดยกำหนดให้ บมจ. ปตท. มีส่วนทุนจดทะเบียนที่ชำระแล้ว 20,000 ล้านบาท ประกอบด้วยหุ้นจำนวน 2,000 ล้านหุ้น มูลค่าหุ้นละ 10 บาท

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2544 เห็นชอบในหลักการของแนวทางและแผนการระดมทุนของ ปตท. และมอบหมายให้คณะกรรมการดำเนินการระดมทุนฯ รับไปดำเนินการในการตัดสินใจเรื่องราคาและจำนวนการเสนอขาย หลังจากสิ้นสุดขั้นตอนการนำเสนอข้อมูลต่อนักลงทุน (Roadshow) ทั้งนี้เพื่อให้การกำหนดราคาสุดท้ายเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

เมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2544 บมจ. ปตท. ได้ดำเนินการจดทะเบียนเพิ่มทุนอีกจำนวน 8,500 ล้านบาท โดยการออกหุ้นสามัญใหม่ จำนวน 850 ล้านหุ้น มีผลให้ บมจ. ปตท. มีทุนจดทะเบียนทั้งสิ้น 28,500 ล้านบาท (เป็นทุนที่ชำระแล้ว 20,000 ล้านบาท) แบ่งเป็นหุ้นสามัญ 2,850 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 10 บาท

แนวทางของแผนการระดมทุน รวมถึงรายละเอียดต่างๆ เกี่ยวกับการเสนอขายหุ้นของ บมจ. ปตท. สามารถสรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

1) กำหนดการขายหุ้น

ทำการสำรวจตลาดเบื้องต้น (Pre-marketing)	15-26 ต.ค. 44
นำเสนอข้อมูลต่อนักลงทุน (Roadshow) ใน/ต่างประเทศ	29 ต.ค.-20 พ.ย.44
กำหนดการจองซื้อของนักลงทุนบุคคลธรรมดาในประเทศ	15-20 พ.ย. 44
พิจารณากำหนดราคาเสนอขายสุดท้าย (Final Price)	21 พ.ย. 44
หุ้น บมจ. ปตท. ทำการซื้อขายใน ตลาด.	6 ธ.ค. 44

2) การกำหนดช่วงราคาการเสนอขายเบื้องต้น (Preliminary Price Range) คือ 31-35 บาทต่อหุ้นโดยใช้ราคาสูงสุด เป็นราคาเสนอขายเบื้องต้น สำหรับนักลงทุนในประเทศ ประเภทผู้จองซื้อรายย่อย และบุคคลทั่วไป และใช้ในการกระบวนการ Bookbuilding สำหรับนักลงทุนประเภทสถาบันทั้งในประเทศและต่างประเทศ

3) จำนวนหุ้นที่เสนอขายแก่ประชาชนและนักลงทุนทั่วไปจำนวน 800 ล้านหุ้น และหุ้นจัดสรรเกินจำนวน (Overallotment or Greenshoe Option) ของกระทรวงการคลังจำนวน 120 ล้านหุ้น โดยไม่รวมหุ้นที่เสนอขายให้แก่พนักงาน ภายใต้โครงการการให้สิทธิแก่พนักงาน บมจ. ปตท. ในการซื้อหุ้น (ESOP Program)

4) กำหนดสัดส่วนในการเสนอขายแก่ประชาชน และนักลงทุนในประเทศประมาณ ร้อยละ 60 (480 ล้านหุ้น) และนักลงทุนต่างประเทศ ประมาณร้อยละ 40 (320 ล้านหุ้น) และกำหนดให้สามารถเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการเสนอขายหุ้น (Claw Back) ระหว่างนักลงทุนในประเทศและต่างประเทศ ได้ไม่เกินร้อยละ 15 (120 ล้านหุ้น)

5) การจัดสรรหุ้นสำหรับนักลงทุนในประเทศ ประเภทผู้จองซื้อรายย่อยผ่านตัวแทนจำหน่าย (Selling Agent)

6) การจัดสรรหุ้นให้กับพนักงาน:

- กำหนดราคาอ้างอิงสำหรับใช้คำนวณผลประโยชน์เพื่อการจัดสรรหุ้นให้พนักงานที่ราคา 33 บาท
- มูลค่ารวมของผลประโยชน์ตอบแทนที่ได้รับ (ผลต่างระหว่างราคาอ้างอิงกับราคาพาร์) เท่ากับ 8 เท่าของเงินเดือนรวม ณ วันที่ 30 กันยายน 2544 ของผู้มีสิทธิทั้งหมด คิดเป็นจำนวนหุ้นที่จัดสรรให้พนักงานผู้มีสิทธิทั้งหมด 47,245,725 หุ้น

7) นโยบายการจ่ายเงินปันผล : กำหนดนโยบายในการจ่ายเงินปันผลจำนวน 2 บาท ต่อหุ้น สำหรับผลประกอบการของ บมจ. ปตท. ปี 2544 และให้เสนอขอความเห็นชอบต่อที่ประชุมผู้ถือหุ้นในการประชุมสามัญประจำปี ซึ่งจะจัดให้มีการประชุมภายในเดือนเมษายน 2545

8) กำหนดไม่ให้นำหุ้นออกมาขายในตลาดก่อนระยะเวลา (Lock up period) ดังนี้

- ปตท. และ กค. จะไม่ ขาย จำหน่าย จ่าย โอน หุ้นทุนของ บมจ. ปตท. ที่มีสถานะเช่นเดียวกับหุ้นสามัญที่เสนอขายในครั้งนี ในช่วง 365 วันนับจากวันปิดการเสนอขาย (Closing Date) เว้นแต่ได้รับความยินยอมจากผู้จัดการการจัดจำหน่ายและรับประกันการจำหน่าย
- นับจากวันปิดการเสนอขาย (Closing Date) 180 วัน กค. สามารถขาย จำหน่าย จ่าย โอน หลักทรัพย์อื่นใดที่สามารถแปลงสภาพเป็นหุ้นทุนของ บมจ. ปตท. ที่มีสถานะเช่นเดียวกับหุ้นสามัญที่เสนอขายในครั้งนี รวมถึงการเสนอขายหุ้น บมจ. ปตท. แบบเฉพาะเจาะจง (Private Placement) ได้โดยมีข้อกำหนดว่าการแปลงสภาพหรือการจะนำหุ้น บมจ. ปตท. เข้าทำการซื้อขายในตลาดฯ แล้วแต่กรณีนั้น จะทำได้หลังจาก 365 วัน นับจากวันปิดการเสนอขาย (Closing Date)

การจัดทำ Roadshow ทั้งในและต่างประเทศของ บมจ. ปตท. ได้รับความสนใจจากนักลงทุนอย่างกว้างขวาง ดังจะเห็นได้จากจำนวนการจองซื้อหุ้นของนักลงทุนประเภทต่างๆ มีมากกว่าจำนวนที่จัดสรร โดย

- ประชาชนทั่วไปในประเทศ ซึ่งสามารถจองซื้อหุ้น บมจ. ปตท. จำนวนรวมทั้งสิ้น 220 ล้านหุ้น ผ่านธนาคารพาณิชย์ 5 แห่งทั่วประเทศ คือ ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)

ธนาคารกรุงศรีอยุธยา จำกัด (มหาชน) ธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน) และ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน) ในระหว่างวันที่ 15-20 พฤศจิกายน 2544 นั้น ปรากฏว่ามีผู้สนใจลงทุนในหุ้น บมจ. ปตท. เป็นจำนวนมาก ทำให้การจองซื้อเต็มจำนวน 220 ล้านหุ้น ภายในระยะเวลาเพียง 1.07 นาที และทางธนาคารได้เปิดให้ผู้สนใจจองซื้อหุ้นต่อ โดยขึ้นเป็นบัญชีสำรอง (Waiting List) อีกประมาณ 120 ล้านหุ้น

สัดส่วนของช่วงการจองซื้อหุ้นที่เสนอขายให้กับประชาชน สำหรับหุ้น จำนวนรวม 340 ล้านหุ้น

ช่วงการจองซื้อหุ้น	จำนวนจองซื้อ	สัดส่วน (%)
1,000-5,000	3,885	33.98
5,001-10,000	2,249	19.67
10,001-30,000	2,078	18.17
30,001-60,000	1,058	9.25
60,001-100,000	2,164	18.93
รวม	11,434	100

- นักลงทุนสถาบันในประเทศ ซึ่งสามารถจองซื้อหุ้น บมจ. ปตท. โดยวิธีการประกวดราคาแบบสะสม (Book Building) มีความต้องการเกินกว่าจำนวนที่จัดสรรเบื้องต้นกว่า 3 เท่า
- นักลงทุนสถาบันต่างประเทศ ซึ่งจองซื้อหุ้น บมจ. ปตท. โดยวิธีการประกวดราคาแบบสะสม (Book Building) มีความต้องการเกินกว่าจำนวนที่จัดสรรเบื้องต้นกว่า 6 เท่า

จากข้อมูลปริมาณความต้องการซื้อหุ้น บมจ. ปตท. ข้างต้น คณะกรรมการดำเนินการระดมทุนฯ และกรรมการผู้รับมอบอำนาจแทนคณะกรรมการ บมจ. ปตท. ในการประชุมครั้งที่ 6/2544 วันที่ 21 พฤศจิกายน 2544 จึงได้พิจารณาถึงปัจจัยต่างๆ ที่จำเป็นต่อการกำหนดราคาเสนอขายสุดท้าย (Final Price) ที่เหมาะสม การพิจารณาจัดสรรหุ้นให้กับนักลงทุนกลุ่มต่างๆ โดยประเมินจากคุณภาพของนักลงทุน และความสำเร็จของหุ้นภายหลังจากการนำหุ้นเข้าเสนอขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ และได้มีมติดังนี้

1) ราคาเสนอขายสุดท้าย (Final Price): อยู่ที่ราคา 35 บาทต่อหุ้น

2) จำนวนหุ้นที่เสนอขาย: รวมจำนวน 920 ล้านหุ้น ประกอบด้วย หุ้นสามัญออกใหม่ ของ บมจ. ปตท. 750 ล้านหุ้น หุ้นสามัญเดิมของ กค. 50 ล้านหุ้น และ หุ้นจัดสรรเกินจำนวน (Overallotment or Greenshoe Option) ของ กค. 120 ล้านหุ้น ทั้งนี้ ไม่รวมหุ้นที่เสนอขายให้แก่พนักงานภายใต้โครงการการให้สิทธิแก่พนักงาน บมจ. ปตท. ในการซื้อหุ้น (ESOP Program)

3) การจัดสรรหุ้นให้กับนักลงทุนกลุ่มต่างๆ:

หน่วย : ล้านหุ้น

	จัดสรร เบื้องต้น	ภายหลัง Clawback	Overallot (120 ล้านหุ้น)	จำนวนจัดสรร สุทธิ
ในประเทศ				
- บุคคลธรรมดา	220	254	76.124	330.124
- Broker และผู้มีอุปการะคุณ	169	169	0	169
- สถาบัน	91	91	0.876	91.876
รวมหุ้นที่จัดสรรในประเทศ	480 (60%)	514	77	591 (64.24%)
ต่างประเทศ	320 (40%)	286	43	329 (35.76%)
รวม	800	800	120	920

4) สรุปทุนจดทะเบียนและทุนชำระแล้วของ บมจ. ปตท.

หน่วย : บาท

วันที่	ทุนจดทะเบียน	ทุนชำระแล้ว
1 ต.ค. 2544	20,000,000,000	20,000,000,000
2 ต.ค. 2544	28,500,000,000	20,000,000,000
6 พ.ย. 2544	28,500,000,000	20,472,457,250
3 ธ.ค. 2544*	28,500,000,000	27,972,457,250

* : คาดว่าในวันที่ 3 ธันวาคม 2544 จะจดทะเบียนทุนชำระแล้วต่อกรมทะเบียนการค้า กระทรวงพาณิชย์อีก 7,500 ล้านบาท เมื่อได้มีการรับเงินค่าหุ้นจากผู้จัดการจัดจำหน่ายและประกันการจำหน่ายหุ้น บมจ. ปตท.

5) จำนวนเงินที่ได้รับจากการขายหุ้น :

	จำนวนหุ้น (ล้านหุ้น)	ราคาต่อหุ้น (บาท)	เงินที่ได้รับ (ล้านบาท)
หุ้นเพิ่มทุนของ บมจ. ปตท.	750	35	26,250^{1/}
หุ้นเดิมของ กค.	50	35	1,750 ^{1/}
หุ้นเดิมของ กค.ในส่วนที่เป็น Greenshoeรวมการขายหุ้นเดิมของ กค.	120	35	4,200 ^{2/}
	170	35	5,950
รวมทั้งสิ้น	920	35	32,200^{3/}

หมายเหตุ

1/ บมจ. ปตท.และ กค.จะได้รับเงินจากการขายหุ้นหลังจากที่ได้ปฏิบัติตามเงื่อนไขบังคับก่อน(Condition Precedent) และได้ดำเนินการจดทะเบียนเพิ่มทุนชำระแล้วเสร็จเรียบร้อยแล้ว ซึ่งคาดว่าจะประมาณวันที่ 3 ธันวาคม 2544

2/การขายหุ้นเดิมของ กค. ในส่วนที่เป็น Greenshoe นั้น จำนวนหุ้นที่ขายจริงจะขึ้นกับผลการทำงาน Stabilization ภายหลังจากหุ้นเข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ แล้ว และ กค. จะได้รับเงิน ดังกล่าวภายหลังจากสิ้นสุด Stabilization Period ซึ่งไม่เกิน 30 วันหลังจากหุ้นเข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ 3/จำนวนเงินดังกล่าวยังไม่หักค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการขายหุ้น

ทั้งนี้ การขายหุ้น ปตท. ในครั้งนี้ มีผลให้มีเงินเข้าจากต่างประเทศเป็นจำนวนประมาณ 11,500 ล้านบาท หรือประมาณ 260 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ทำให้ บมจ. ปตท. และกระทรวงการคลัง มีรายได้จากการขายหุ้นทั้งหมด 32,200 ล้านบาท โดยสัดส่วนการถือหุ้นของ กค. จะลดลงเหลือร้อยละ 65.4 ในกรณีขายหุ้นในส่วนของ Greenshoe ได้ทั้งหมด

การซื้อขายหุ้น บมจ. ปตท. ในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย

หุ้นของ บมจ. ปตท. ได้เข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เมื่อวันที่ 6 ธันวาคม 2544 ปรากฏว่าหุ้นเปิดตลาดที่ราคา 38 บาท และปรับตัวขึ้นไปสูงสุดที่ 38.25 บาท ซึ่งเพิ่มขึ้นจากราคาจอง 3.25 บาท หรือคิดเป็นร้อยละ 9.28 และเนื่องจากมีแรงขายทำกำไรออกมาหนาแน่นหลังจากนั้น จึงกดราคาหุ้นลงมาจนต่ำสุดที่ 35.50 บาท ก่อนที่จะปิดตลาดที่ 35.75 บาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.14 จากราคาจองที่ 35 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การที่หุ้นของ บมจ. ปตท. เข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ ส่งผลให้มูลค่าการซื้อขายรวมทั้งตลาดเพิ่มขึ้นสูงสุดในรอบ 11 เดือนโดยมีมูลค่าการซื้อขายรวม 19,536.24 ล้านบาท เฉพาะหุ้นของ บมจ. ปตท. มีมูลค่าการซื้อขายทั้งสิ้น 6,376.03 ล้านบาท



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

แนวทางการแก้ไขปัญหา ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ก๊าซ LPG) และหนี้สินกองทุนน้ำมัน เชื้อเพลิง

สืบเนื่องจากปัญหาโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงต้องรับภาระจ่ายชดเชยในระดับสูง ทำให้ฐานะของกองทุนติดลบในระดับ 12,000 ล้านบาท คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 10 กันยายน 2544 จึงได้เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว และหนี้สินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ตามข้อเสนอของคณะกรรมการศึกษาการแก้ไขปัญหาโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในระยะยาว ดังนี้

1. การปรับหลักเกณฑ์การกำหนดราคา ณ โรงกลั่นและราคานำเข้าก๊าซ LPG ให้ปรับลดราคา ณ โรงกลั่นและราคานำเข้าให้เท่ากับราคาประกาศเปโตรมิน (CP) -16 \$/ตัน โดยเริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2544 เป็นต้นไป และเพื่อให้เป็นภาระของผู้ผลิตก๊าซ LPG มากนัก จึงให้ประกันระดับราคา ณ โรงกลั่นและราคานำเข้าต่ำสุดที่ 200 \$/ตัน โดยให้พิจารณาเปลี่ยนแปลงตามราคาก๊าซธรรมชาติทุก 6 เดือน

2. การใช้ระบบราคา “กึ่งลอยตัว” เพื่อให้กองทุนน้ำมันฯ มีรายได้เพียงพอสำหรับชำระหนี้ที่ชัดเจน โดยการจำกัดหนี้ที่กองทุนต้องชำระในระดับปัจจุบัน และให้ผู้บริโภคก๊าซ เป็นผู้รับภาระในส่วนของหนี้ใหม่ ที่อาจเกิดจากความผันผวน ของราคาก๊าซ ในอนาคต ดังนั้น เพื่อให้การปรับราคาขายปลีก มีความคล่องตัวและสะท้อนต้นทุน และแยกออกจากการตัดสินใจทางการเมือง จึงต้องยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีก ก๊าซหุงต้ม โดยนำระบบราคา “กึ่งลอยตัว” มาใช้ กล่าว คือ ยังคงมีการควบคุมราคาขายส่ง ซึ่งจะมีผลทำให้รัฐ ยังสามารถกำหนดราคาขายปลีกได้ทางอ้อม และยังคงมีการชดเชยราคาก๊าซหุงต้ม จากกองทุนน้ำมันฯ ในระดับหนึ่ง โดยรักษาระดับเงินไหลเข้ากองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 1,200 – 1,500 ล้านบาท/ไตรมาส และให้ผ่อนชำระหนี้ไม่ต่ำกว่า 1,200 ล้านบาท/ไตรมาส มีเป้าหมายชำระหนี้หมดภายใน 3 ปี

ทั้งนี้ คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ (กกร.) เมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2544 ได้มีมติเห็นชอบ ให้ยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน 2544 เป็นต้นมา

3. การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงอื่น และการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้ เพื่อลดภาระการจ่ายชดเชยของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และเป็นการช่วยเหลือภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิง จึงควรให้มีการสนับสนุนให้ภาคอุตสาหกรรมปรับเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงอื่นที่มีราคาถูกกว่า ดังนี้

(1) การเปลี่ยนไปใช้ก๊าซธรรมชาติ (NG) เนื่องจากการที่ก๊าซธรรมชาติมีราคาต่ำกว่าราคาก๊าซ LPG ดังนั้น จึงควรมีการส่งเสริมให้ภาคอุตสาหกรรมที่อยู่ในเขตกรุงเทพฯ ปริมณฑลและจังหวัดในพื้นที่บริเวณรอบแนวท่อส่งก๊าซ NG ให้ปรับเปลี่ยนไปใช้ก๊าซ NG เป็นเชื้อเพลิงแทน โดยปัจจุบันมีการใช้ก๊าซ NG ในภาคอุตสาหกรรมประมาณ 29,200 ล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี สามารถทดแทนก๊าซ LPG ได้ 616,000 ตัน/ปี และเมื่อระบบท่อจำหน่ายก๊าซรอบกรุงเทพฯ และปริมณฑล (Bangkok Gas Ring) ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2550 โดย ปตท. มีแผนเพิ่มปริมาณการใช้ก๊าซ NG ในภาคอุตสาหกรรมเป็น 42,705 ล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี ในปี 2550 คาดว่า จะสามารถทดแทนก๊าซ LPG ได้ 900,000 ตัน/ปี

(2) อุตสาหกรรมที่อยู่นอกแนวท่อจำหน่ายก๊าซ NG ซึ่งไม่สามารถใช้ก๊าซ NG แทนได้ รัฐควรส่งเสริมให้เปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงอื่น ดังนี้

- **การใช้ก๊าซ LPG ผสม Pentane** โดย ปตท.อยู่ระหว่างทำการศึกษาและทดสอบเพื่อกำหนดสัดส่วนผสมที่เหมาะสม ซึ่งราคา Pentane อยู่ในระดับต่ำกว่าราคาก๊าซ LPG เมื่อนำมาผสมเป็นเชื้อเพลิงชนิดใหม่จะทำให้ราคาถูกลง
- **การใช้ถ่านหิน** เป็นทางเลือกหนึ่งของเชื้อเพลิง ซึ่งมีราคาต่ำกว่าน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซ LPG
- **น้ำมันเตา** จากการเปรียบเทียบราคาน้ำมันเตากับราคาก๊าซ LPG ที่รวมการจ่ายชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ แล้ว ต้นทุนราคาน้ำมันเตาจะถูกกว่า

(3) อุตสาหกรรมที่ต้องใช้เชื้อเพลิงสะอาด อุตสาหกรรมที่จำเป็นต้องใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด และในกรณีที่ระบบท่อส่งก๊าซไม่สามารถสนับสนุนได้ เช่น เซรามิค และเครื่องปั้นดินเผา ในพื้นที่ภาคเหนือตอนบน ซึ่งที่ผ่านมา รัฐได้มีโครงการส่งเสริมการให้ใช้เตาเผาเซรามิคประสิทธิภาพสูง โดยใช้เงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน แม้ว่า ราคาเตาประสิทธิภาพสูงจะแพงกว่าเมื่อเทียบกับเตาอิฐโดยทั่วไป แต่จะสามารถช่วยประหยัดพลังงานได้ถึง 30 – 50% จึงสามารถคืนทุนในระยะยาว เพราะต้นทุนในการผลิตเซรามิคจะต่ำลง สามารถผลิตเซรามิคได้เร็วขึ้น มีการสูญเสียพลังงานน้อยลง และที่สำคัญ คือ คุณภาพของผลิตภัณฑ์ที่ได้สูงขึ้นและสม่ำเสมอ

(4) การช่วยเหลือภาคขนส่งและรถแท็กซี่ ปัจจุบันรัฐมีโครงการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ (NGV) เป็นเชื้อเพลิงทดแทนก๊าซ LPG ในรถยนต์ ซึ่งจะมีราคาถูกกว่าก๊าซ LPG เนื่องจาก ปตท. กำหนดราคาก๊าซ NGV ในระดับ 50% ของราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว โดย ปตท. ได้จัดโปรแกรมส่งเสริมการใช้ก๊าซ NGV ในรถแท็กซี่เป็นโครงการนำร่อง เพื่อติดตั้งอุปกรณ์แบบให้เปล่ากับรถแท็กซี่ จำนวน 100 คัน

ซึ่งได้ดำเนินการแล้วเสร็จ ในปี 2543 และจะเพิ่มเป็น 1,000 คัน ในปี 2544 – 45 โดยได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และ ปตท. มีแผนเพิ่มสถานีบริการก๊าซ NGV ภายในปี 2549 เพิ่มขึ้นอีก 30 สถานี เพื่อรองรับรถแท็กซี่ที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเป็น 7,125 คัน สามารถทดแทนการใช้ก๊าซ LPG ได้ 104 พันตัน/ปี และในอีกแนวทางหนึ่งยังอาจเปลี่ยนไปใช้ก๊าซ LPG ที่ผสมก๊าซ Pentane ทดแทนได้ อย่างไรก็ตาม จะต้องรอผลการทดสอบ ของ ปตท. ซึ่งต้องใช้ระยะเวลาหนึ่ง และจะต้องรอก๊าซ Pentane จากโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 5 คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จภายในปี 2548

4. การป้องกันและปราบปรามการลักลอบส่งออกก๊าซหุงต้ม เพื่อลดภาระของการจ่ายชดเชยของกองทุนน้ำมันฯ ที่เกิดจากการลักลอบส่งออกก๊าซหุงต้ม รัฐควรเข้มงวดในการดูแลการส่งออกก๊าซหุงต้ม ซึ่งคณะกรรมการพาณิชย์ อยู่ระหว่างการออกประกาศกระทรวง อนุญาตให้ส่งออกได้เฉพาะผู้ค้าก๊าซมาตรา 7 หรือตัวแทนผู้ค้าก๊าซเท่านั้น และให้สำนักงานตำรวจแห่งชาติ ได้ดำเนินการปราบปรามการลักลอบส่งออกก๊าซหุงต้มบรรจุถัง ตามตะเข็บชายแดน โดยผิดกฎหมายอย่างเข้มงวดและจริงจัง

5. การลดรายจ่ายของกองทุนน้ำมันฯ ในการสนับสนุนการปราบปรามน้ำมันเถื่อน เนื่องจากงานการปราบปรามน้ำมันเถื่อนและการกระทำความผิดเกี่ยวกับปิโตรเลียม เป็นงานที่ต้องปฏิบัติอย่างเข้มงวดและต่อเนื่อง ซึ่งถือเป็นงานประจำอีกประเภทหนึ่งของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนั้น จึงควรให้ขอรับการสนับสนุนงบประมาณ เช่นเดียวกับงานปกติ ของหน่วยงาน ซึ่งจะช่วยลดรายจ่ายของกองทุนน้ำมันฯ ได้ประมาณ 200 ล้านบาท/ปี

6. แผนชำระหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่เจ้าหนี้ผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว เห็นควรให้ใช้มาตรการ ในการแก้ไขปัญหาหนี้สินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยให้รักษาระดับเงินไหลเข้าสุทธิในระดับ 1,200 – 1,500 ล้านบาท/ไตรมาส มีเป้าหมายให้สามารถชำระหนี้หมด ภายในระยะเวลา 3 ปี โดยให้มีการทำข้อตกลงระหว่างรัฐกับเจ้าหนี้ในการยอมรับและปฏิบัติตามแผนการชำระหนี้ที่แน่นอน ซึ่งคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2544 มีมติเห็นชอบให้แจ้งยืนยันการชำระหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ต่อเจ้าหนี้เงินชดเชยการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว ตามสัดส่วนหนี้ ณ สิ้นเดือนกันยายน 2544 โดยรวมไม่ต่ำกว่า 1,200 ล้านบาท/ไตรมาส ซึ่งเริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 4 ปี 2544 เป็นต้นไป และหากกองทุนชำระหนี้ ไม่ครบถ้วน ให้จ่ายดอกเบี้ยในอัตราดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืมลูกค้าชั้นดี (MLR) ลบ 1 ต่อปี นับแต่วันถัดจากวันสิ้นไตรมาส โดยคำนวณจากเงินส่วนที่จ่ายขาด ในแต่ละไตรมาสไปจนถึงวันที่ชำระครบถ้วน



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

การยกเลิกควบคุมราคาขายปลีก ก๊าซหุงต้ม

ในเดือนพฤศจิกายน 2544 รัฐบาลได้เริ่มนำนโยบายระบบราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว “กึ่งลอยตัว” มาใช้ โดยได้มีการออกประกาศยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีก ก๊าซหุงต้ม ซึ่งเป็นไปตามมติคณะกรรมการที่เกี่ยวข้อง ดังต่อไปนี้

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 10 กันยายน 2544 ได้มีมติเห็นชอบให้นำระบบราคา “กึ่งลอยตัว” มาใช้ และมอบหมายคณะกรรมการ พิจารณานโยบายพลังงานเป็นผู้พิจารณาทางเลือกในการดำเนินการ โดยมีแนวทาง และหลักการในการดำเนินการ ดังนี้

1. ยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม แต่ยังคงควบคุมราคาขายส่ง
2. รักษาระดับเงินไหลเข้ากองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 1,200 – 1,500 ล้านบาท/ ไตรมาส
3. กองทุนน้ำมันฯ ยังคงจ่ายชดเชยราคาก๊าซในระดับหนึ่ง (ไม่เกิน 500 ล้านบาท/เดือน หรือ 3 บาท/กก.) เพื่อมิให้ราคาขายปลีกเพิ่มสูงขึ้นจน เป็นภาระต่อผู้บริโภคมากเกินไป
4. ให้กองทุนน้ำมันฯ ผ่อนชำระหนี้ต่อเจ้าหนี้ไม่ต่ำกว่า 1,200 ล้านบาท/ ไตรมาส มีเป้าหมายชำระหนี้หมดภายใน 3 ปี

ทั้งนี้ คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 25 กันยายน 2544 ได้อนุมัติตามมติ กพช.

คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2544 ได้มีมติ เห็นชอบให้ยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยใช้ระบบราคา “กึ่งลอยตัว” แทนที่ แต่ให้ชะลอเวลาการปรับราคาขายส่งไว้ระยะหนึ่ง เมื่อราคาก๊าซ ในตลาดโลกมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น จึงค่อยปรับราคาขายส่งขึ้น โดยมอบหมาย สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ นำเสนอประธานกรรมการพิจารณา นโยบายพลังงานอนุมัติในการปรับขึ้นราคาขายส่งต่อไป

การยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกและการปรับราคา

คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ (กกร.) เมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2544 ได้เห็นชอบให้ยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง โดยให้เริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน 2544 เป็นต้นไป และได้มีการออกประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง การแจ้งและการปิดป้ายแสดงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ลงวันที่ 26 ตุลาคม 2544 เพื่อยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกและกำกับดูแลไม่ให้ผู้บริโภคถูกเอารัดเอาเปรียบด้านราคา

คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ได้ดำเนินการออกประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน ฉบับที่ 49 พ.ศ. 2544 ปรับขึ้นราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม เพิ่มขึ้น 0.9253 บาท/กก. เป็น 9.7532 บาท/กก. ซึ่งมีผลทำให้ราคาขายปลีกก๊าซหุงต้มรวมภาษีมูลค่าเพิ่มเพิ่มขึ้น 0.99 บาท/กก. เป็น 13.60 บาท/กก. หรือถังขนาดบรรจุ 15 กก.เพิ่มขึ้น 15 บาท/ถัง เป็น 204 บาท/ถัง โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 15 พฤศจิกายน 2544 เป็นต้นไป



ประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง การแจ้งและการปิดป้ายแสดงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซ หุงต้ม)

ตามที่คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ ได้ออกประกาศคณะกรรมการกลาง ว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง การกำหนดราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ลงวันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2544 และประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง การแสดงราคาสินค้าและค่าบริการ ลงวันที่ 26 มิถุนายน พ.ศ. 2544 ไปแล้ว นั้น

โดยที่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบการใช้ระบบราคากึ่งลอยตัวกับก๊าซปิโตรเลียมเหลว ด้วยการยกเลิกการควบคุมราคาจำหน่ายปลีกตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเสนอ ดังนั้น เพื่อให้ สอดคล้องกับมติคณะรัฐมนตรีดังกล่าว และดูแลมิให้ผู้บริโภคถูกเอารัดเอาเปรียบทางด้านราคา

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 9 (2) (3) (5) มาตรา 25 (3) (4) (5) มาตรา 26
วรรคหนึ่ง และมาตรา 28 แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ พ.ศ.
2542 อันเป็นพระราชบัญญัติที่มีบทบัญญัติ บางประการเกี่ยวกับการจำกัดสิทธิและ
เสรีภาพของบุคคล ซึ่งมาตรา 29 ประกอบกับมาตรา 31 มาตรา 35 มาตรา 48 และ
มาตรา 50 ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทยบัญญัติให้กระทำได้โดยอาศัย
อำนาจตามบทบัญญัติแห่ง กฎหมาย คณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและ
บริการ จึงออกประกาศ ดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ประกาศฉบับนี้ให้ใช้บังคับในทุกท้องที่ทั่วราชอาณาจักร

ข้อ 2 ให้ยกเลิกประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ เรื่อง
การกำหนดราคาจำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ลงวันที่ 12
กรกฎาคม พ.ศ. 2544

ข้อ 3 ให้ยกเลิกความในหมวดผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ลำดับที่ 143 ก๊าซปิโตรเลียม
เหลวบรรจุถัง ตามบัญชี ก แนบท้ายประกาศคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้า
และบริการ เรื่อง การแสดงราคาสินค้า และค่าบริการ ลงวันที่ 26 มิถุนายน พ.ศ.
2544

ข้อ 4 ในประกาศฉบับนี้

“ผู้ค้าก๊าซ” หมายความว่า ผู้ค้าน้ำมันชนิดก๊าซปิโตรเลียมเหลวแต่เพียงชนิดเดียว ที่มี
ปริมาณการค้า ปีละตั้งแต่ห้าหมื่นเมตรกตันขึ้นไป ตามมาตรา 7 แห่งพระราชบัญญัติ
การค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543

“ผู้บรรจุก๊าซ” หมายความว่า ผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการบรรจุก๊าซตามกฎหมาย
ว่าด้วย การบรรจุก๊าซปิโตรเลียมเหลว

“ร้านค้าที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซ” หมายความว่า ผู้ที่ซื้อก๊าซปิโตรเลียม
เหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) จากผู้ค้าก๊าซมาจำหน่าย

“ร้านจำหน่ายก๊าซ” หมายความว่า ผู้จำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง
(ก๊าซหุงต้ม) ที่มีใช้ ร้านค้า ที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซ

ข้อ 5 ให้ผู้ค้าก๊าซแจ้งแผนการเปลี่ยนแปลงราคาจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลว
ภายใน 24 ชั่วโมง นับตั้งแต่วันที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาจำหน่าย

ข้อ 6 ให้ผู้บรรจุก๊าซ และร้านค้าที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซ แจ้งราคา
จำหน่าย ก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ภายใน 2 วัน นับตั้งแต่วันที่
มีการเปลี่ยนแปลงราคาจำหน่าย

ข้อ 7 ให้ร้านค้าที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซ และร้านจำหน่ายก๊าซ แสดงราคา
จำหน่ายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) และกรณีที่มีการเรียกเก็บ
ภาษีมูลค่าเพิ่ม ค่าบริการขนส่ง ถึงสถานที่ของผู้ซื้อ หรือค่าใช้จ่ายอื่นๆ นอกเหนือจาก

ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ร้านค้าที่เป็น ตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซหรือร้านจำหน่ายก๊าซต้องแสดงค่าภาษี ค่าบริการขนส่งและค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้ชัดเจน และครบถ้วน โดยแสดงไว้ควบคู่กับการแสดงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ในลักษณะที่เห็นได้ชัดเจน เปิดเผย สามารถอ่านได้โดยง่าย สำหรับข้อความหรือรายการที่แสดงควบคู่กับราคาต้องเป็นภาษาไทย แต่จะมี ภาษาอื่นด้วยก็ได้

การแสดงราคาตามวรรคหนึ่งให้กระทำได้โดยการเขียน พิมพ์ หรือกระทำให้ปรากฏด้วยวิธีอื่นใด บนแผ่นกระดาษแผ่นไม้ แผ่นกระจก ผนังหรือวัตถุอื่น

การแสดงราคาให้แสดงราคาต่อหน่วย ราคานั้นต้องเป็นตัวเลขไทย หรืออารบิก ขนาดสูงไม่ต่ำกว่า 7 เซนติเมตร โดยแสดงไว้หน้าสถานที่จำหน่าย ซึ่งสามารถมองเห็นได้จากภายนอก

ข้อ 8 กรณีที่มีการสั่งซื้อก๊าซปิโตรเลียมเหลวบรรจุถัง (ก๊าซหุงต้ม) ทางโทรศัพท์ ให้ร้านค้า ที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซหรือร้านจำหน่ายก๊าซ แจ้งราคายกจำหน่ายที่ได้แสดงไว้ ซึ่งได้รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ค่าบริการขนส่งถึงสถานที่ของผู้ซื้อ หรือค่าใช้จ่ายอื่นๆ ตามข้อ 7 ให้ผู้ซื้อทราบก่อนทุกครั้ง

ข้อ 9 การแจ้งตามข้อ 5 หรือข้อ 6 ให้แจ้งต่อเลขาธิการคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ ตามแบบแนบท้ายประกาศฉบับนี้ ณ สถานที่ราชการดังต่อไปนี้

(1) ผู้ค้าก๊าซ ให้แจ้ง ณ สำนักตรวจสอบและปฏิบัติการ กรมการค้าภายใน กระทรวงพาณิชย์

(2) ผู้บรรจุก๊าซ หรือร้านค้าที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซที่มีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ ในเขตท้องที่กรุงเทพมหานคร นนทบุรี ปทุมธานี สมุทรปราการ และสมุทรสาคร ให้แจ้ง ณ สำนักตรวจสอบ และปฏิบัติการ กรมการค้าภายใน กระทรวงพาณิชย์

(3) ผู้บรรจุก๊าซ หรือร้านค้าที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซ ที่มีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ ในเขตท้องที่จังหวัดอื่นนอกจาก (2) ให้แจ้ง ณ สำนักงานการค้าภายในจังหวัดแห่งท้องที่นั้น

การแจ้งตามวรรคหนึ่ง จะแจ้งโดยทางไปรษณีย์ลงทะเบียนตอบรับ หรือทางโทรสารก็ได้ โดยให้ถือวันที่ที่ไปประทับตราประจำวัน ณ ที่ทำการไปรษณีย์ต้นทางเป็นวันแจ้ง ในกรณีที่แจ้งทางโทรสาร จะถือวันที่ได้รับโทรสารเป็นวันแสดงเจตนาในการแจ้ง แต่การแจ้งจะสมบูรณ์ก็ต่อเมื่อผู้ค้าก๊าซ ผู้บรรจุก๊าซ หรือร้านค้า ที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซ ได้ส่งต้นฉบับให้เลขาธิการคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการแล้ว

ข้อ 10 ให้ร้านค้าที่เป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซและร้านจำหน่ายก๊าซ จำหน่าย
ไม่สูงกว่าราคาที่แสดงไว้ตามข้อ 7

ข้อ 11 ประกาศฉบับนี้ให้ใช้บังคับเป็นระยะเวลาหนึ่งปี นับตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน
พ.ศ. 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2544

(ลงนาม) อติชัย โพธารามิก

(นายอติชัย โพธารามิก)

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพาณิชย์

ประธานคณะกรรมการกลางว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ



ประกาศคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 49 พ.ศ. 2544

**เรื่อง การกำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่ว
ราชอาณาจักร**

อาศัยอำนาจตามข้อ 4 (3) และข้อ 5 แห่งคำสั่งสำนักนายกรัฐมนตรีที่ 1/2540 เรื่อง
กำหนดมาตรการ เพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ลงวันที่
12 กันยายน พ.ศ. 2540 คณะกรรมการพิจารณา นโยบายพลังงานออกประกาศไว้
ดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ให้ยกเลิกประกาศคณะกรรมการพิจารณา นโยบายพลังงาน ฉบับที่ 30 พ.ศ.
2544 เรื่อง การกำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่ง
ทั่วราชอาณาจักร ลงวันที่ 11 กรกฎาคม พ.ศ. 2544

ข้อ 2 ให้กำหนดราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซเป็นราคาเดียวกันทุกแห่งทั่วราชอาณาจักร
ดังนี้

ราคาขายก๊าซ ณ คลังก๊าซไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มก็โกรัมละ 9.7532 บาท

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 15 พฤศจิกายน พ.ศ. 2544 เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ 14 พฤศจิกายน พ.ศ. 2544

(ลงนาม) เมตตา บันเทิงสุข

(นายเมตตา บันเทิงสุข)

รองเลขาธิการฯ รักษาการแทน
เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

โครงการประหยัดไฟ กำไร 2 ต่อ

ประหยัดครั้งนี้ เห็นผลยิ่งกว่าครั้งไหน โครงการสำหรับครอบครัวที่ชาญฉลาด ประหยัดไฟ ประหยัดเงิน และยังได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้าเป็นพิเศษอีก นอกจากนี้ยังถือเป็นการช่วยชาติประหยัดพลังงาน และเงินตราต่างประเทศ เพื่อการฟื้นฟูเศรษฐกิจของบ้านเราอย่างเต็มที่ยิ่งขึ้น

สำหรับที่มาของโครงการ **"ประหยัดไฟ กำไร 2 ต่อ"** เกิดจากนโยบายของรัฐที่มุ่งให้ประชาชนของชาติเห็นความสำคัญของการประหยัดพลังงาน และกระตุ้นให้ปฏิบัติอย่างจริงจัง สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จึงร่วมมือกันสร้างแรงจูงใจด้วยการให้ส่วนลดค่าไฟฟ้าแก่ครัวเรือนที่เข้าร่วมโครงการ สอดคล้องกับผลวิจัยโครงการประชาสัมพันธ์ **"นี่สิ บ้านहार2"** ซึ่งชี้ให้เห็นว่าประชาชนส่วนใหญ่ทั้งในกรุงเทพฯ และต่างจังหวัดให้ความสำคัญกับการประหยัดไฟฟ้า และต้องการประหยัดค่าใช้จ่ายพลังงานในบ้านเพื่อช่วยตนเอง และครอบครัว จึงเชื่อว่าโครงการนี้จะสามารถกระตุ้นให้เกิดการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของประชาชนไปในทิศทางที่เป็นประโยชน์ต่อส่วนรวมมากขึ้น นอกจากนี้จะเป็นจุดเริ่มต้นที่จะกระตุ้นให้ประชาชนปรับเปลี่ยนพฤติกรรมในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และติดเป็นนิสัยถาวรตลอดไป

โครงการประหยัดไฟ กำไร 2 ต่อ เป็นโครงการรณรงค์เพื่อการประหยัดพลังงานไฟฟ้า โดยเน้นที่กลุ่มเป้าหมายภาคที่อยู่อาศัยซึ่งเป็นกลุ่มที่มีอัตราบริโภคไฟฟ้าสูงถึง 22% ของการใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ และมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อกระตุ้นให้กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคที่อยู่อาศัยเกิดการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมอย่างจริงจัง และทันที ซึ่งจะวัดจากหน่วยการใช้ไฟฟ้าของแต่ละครัวเรือนในแต่ละเดือน และสร้างแรงจูงใจด้วยการให้ส่วนลดการใช้ไฟฟ้าแก่ประชาชน โดยครัวเรือนที่มีสิทธิ์ได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้าในครั้งนี้ได้แก่ ประเภท 1.1 ได้แก่ครัวเรือนที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยขนาดเล็ก ซึ่งมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และประเภท 1.2 เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยขนาดใหญ่ ซึ่งมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน ซึ่งปัจจุบันมีจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภท 12 ล้านราย แบ่งเป็นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 11 ล้านราย และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) 1 ล้านราย โดยหากครัวเรือนสามารถทำการประหยัดหน่วยไฟฟ้าลงได้ตั้งแต่ 10 เปอร์เซ็นต์ ขึ้นไป จะได้รับรางวัลเป็นส่วนลดค่าไฟฟ้าอีก 20 เปอร์เซ็นต์ของหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้ในเดือนนั้น ทั้งนี้ การคิดคำนวณและให้ส่วนลดค่าไฟฟ้า จะระบุส่วนลดให้โดยอัตโนมัติ โดยครัวเรือนไม่ต้องทำการลงทะเบียนเพื่อสมัครเข้าร่วมกิจกรรมแต่อย่างใด

หากทุกครัวเรือนช่วยกันลดการใช้ไฟฟ้า ได้ร้อยละ 10 เท่ากับประเทศ
สามารถลดการใช้ไฟฟ้า 2,000 ล้านหน่วยต่อปี หรือคิดเป็นเงินที่ประหยัดได้
4,000 ล้านบาท

ระยะเวลาการดำเนินกิจกรรม

กันยายน 2544 – เดือนสิงหาคม 2545

กิจกรรมประชาสัมพันธ์

การประชาสัมพันธ์ และรณรงค์ได้แบ่งการดำเนินงานออกเป็น 2 ลักษณะ ได้แก่
กลยุทธ์เชิงรุก และ กลยุทธ์เชิงรับ

1. กลยุทธ์เชิงรุก

- การประชาสัมพันธ์ผ่านสื่อต่างๆ ได้แก่
 - ภาพยนตร์ประชาสัมพันธ์ จำนวน 3 เรื่อง
 - สื่อสิ่งพิมพ์ จำนวน 5 ชิ้น
 - สารคดีสั้นแนะนำวิธีประหยัดไฟในครัวเรือน
 - ศูนย์อำนวยความสะดวก "โครงการประหยัดไฟ ก้าวไร 2 ต่อ"
 - สื่อสนับสนุนอื่นๆ
- การรณรงค์
 - จัดทีมรณรงค์ และ ทีมคาราวาน เพื่อออกพื้นที่ทั่วประเทศเพื่อ
แนะนำโครงการและวิธีการประหยัดไฟฟ้า พร้อมแจกคู่มือ
ประหยัดไฟ ก้าวไร 2 ต่อ

2. กลยุทธ์เชิงรับ

- Call Center : ศูนย์อำนวยความสะดวก "โครงการประหยัดไฟ ก้าวไร 2 ต่อ"

ผลการรณรงค์

โครงการประหยัดไฟ ก้าวไร 2 ต่อ ได้เปิดตัวเมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2544 จนถึงวันที่
30 พฤศจิกายน 2544 ผลปรากฏ ดังนี้

	กันยายน	ตุลาคม	พฤศจิกายน	รวม
จำนวนครัวเรือนที่ได้รับส่วนลด (ครัวเรือน)	2,253,303	3,467,617	5,866,558	
หน่วยไฟฟ้าที่ลดได้ (หน่วย)	96,893,102	179,579,117	321,253,860	597,726,075
จำนวนเงินที่ประหยัดได้ (บาท)	299,673,236	559,418,152	1,000,119,826	1,859,211,214
จำนวนเงินส่วนลด (บาท)	56,628,415	108,810,815	204,579,919	370,019,149

ทีมรณรงค์แนะนำโครงการ

ทีมรณรงค์จะทำหน้าที่ลงพื้นที่เพื่อแนะนำโครงการ "ประหยัดไฟ ก้าว 2 ต่อ" ให้แก่ประชาชนตามสถานที่ และงานเทศกาลต่างๆ ทั่วประเทศ ตั้งแต่ 15 กันยายน - พฤศจิกายน 2544 เพื่อ กระตุ้นให้ประชาชนเห็นถึงความสำคัญของการประหยัดไฟฟ้า และเข้าร่วมโครงการกับเรา ทีมรณรงค์มีอยู่ 2 ทีม ทีมละ 6 คน มีหัวหน้านำทีมไปเผยแพร่สื่อต่างๆ เช่น คู่มือ "ประหยัดไฟ ก้าว 2 ต่อ", โปสเตอร์ และยังจัดให้มีนิทรรศการประหยัดไฟเคลื่อนที่ เพื่อเป็นแหล่งข้อมูลเพิ่มเติมด้วย นอกจากนี้ ทีมรณรงค์จัดเตรียมเกมสนุกๆ พร้อมของรางวัลต่างๆ ให้แก่ประชาชนที่สนใจด้วย อาทิ เสือยัด หมวก เพื่อเชิญชวนให้ประชาชนสนใจมากขึ้น ในงานเทศกาลท่องเที่ยวที่สำคัญต่างๆ **สถานที่สาธารณะในกรุงเทพมหานคร หน่วยงานของรัฐ / เอกชนไม่น้อยกว่า และโรงเรียนในเขต กทม. และปริมณฑล**

ทีมคาราวานประหยัดไฟ ทีมคาราวาน 'ไกลแค่ไหน เราไปถึง

ทีมคาราวานจะลงพื้นที่เพื่อแนะนำเรื่องการประหยัดไฟฟ้า โดยจะไปเยี่ยมตามครัวเรือนในจังหวัดต่างๆ ทั่วประเทศ มีสมาชิก 6 คน พร้อมกับรถคาราวาน 1 คัน แจกคู่มือ "ประหยัดไฟ" และสติ๊กเกอร์ พร้อมสาธิต วิธีการประหยัด การทำงานของเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน โดยใช้วัตต์มิเตอร์ เพื่อให้เห็นผลพิสูจน์กันจริงๆ ทีมคาราวานจะออกเยี่ยมเยือนครัวเรือนต่างๆ รวมทั้งสิ้น 3,000 ครัวเรือน ทั่วประเทศ

ศูนย์อำนวยการ "โครงการประหยัดไฟ ก้าว 2 ต่อ"

จะเป็นแหล่งรวมข้อมูลโครงการ **"ประหยัดไฟ ก้าว 2 ต่อ"** สำหรับประชาชน ผู้ต้องการสอบถามรายละเอียดต่างๆ เกี่ยวกับโครงการแบ่งการบริการออกเป็น 2 แบบ คือ บริการข้อมูลโดยตรง และบริการข้อมูลทางโทรศัพท์ เบอร์ที่ใช้ติดต่อเป็นเบอร์เดียวกับ **สายด่วนหา 2 คือ 0-2612-1040** โดยได้มีการเพิ่มคู่สายโทรศัพท์อีก 8 คู่สาย เพื่อรองรับจำนวนโทรเข้าที่จะเพิ่มมากขึ้น

หากมีข้อสงสัย สามารถติดต่อศูนย์อำนวยการได้ ทุกวัน วันจันทร์-ศุกร์ เวลา 8.00 - 22.00 น. และเสาร์ - อาทิตย์ เวลา 9.00 - 19.00 น.



นายพิทักษ์ อินทวิทย์นันท์ รองนายกรัฐมนตรี นายจาตุรนต์ ฉายแสง รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันท์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ นายศิริ ดันฬาวัง ผู้อำนวยการฝ่ายธุรกิจและพลังงานไฟฟ้า กฟน.

และนายนิเวศ บุญวิทยา รองผู้อำนวยการฝ่ายบำรุงรักษา กฟภ. ร่วมเปิดตัว “โครงการประหยัดไฟกำไร 2 ต่อ” ณ ทำเนียบรัฐบาล เมื่อวันที่ 10 กันยายน 2544



นายพิทักษ์ อินทวิทยานันท์ รองนายกรัฐมนตรี นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ นายชลิต เรืองวิเศษ ผู้ว่าการ กฟน. และ

นายวิบูลย์ คุหิรัญ ผู้ว่า กฟภ. ร่วมปล่อยขบวนรณรงค์ “โครงการประหยัดไฟค่าไร 2 ต่อ” เพื่อรณรงค์ให้ประชาชนเข้าร่วมโครงการ เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2544 ณ ทำเนียบรัฐบาล



นายปียสวัสดิ์ อัมระนันท์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ นายศิริชัย สายะศิลป์ ผู้ช่วยฝ่ายบริหารองค์กร กฟน. และนายภัสสร เวียงเกตุ ผู้ช่วยผู้อำนวยการฝ่ายเศรษฐกิจและงบประมาณ กฟภ. ร่วมเปิดศูนย์อำนวยความสะดวกโครงการประหยัดไฟค่าไร 2 ต่อ เพื่อให้บริการตอบข้อซักถามเกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้าในบ้าน โทร. 02 612 1040



รวมพลังงาน 2 แจกฟรีคู่มือ “ประหยัดไฟก้าว 2 ต่อ” จำนวน 50,000 เล่ม ซึ่งมีเนื้อหาเกี่ยวกับการรับส่วนลดค่าไฟฟ้า และวิธีการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัดแบบง่าย ๆ ขอรับคู่มือ ณ สำนักงานการไฟฟ้านครหลวงเขตและสาขา หรือศูนย์ประชาสัมพันธ์หาร 2 สพข.



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

1. ราคาน้ำมันดิบ

เดือนกันยายน ราคาน้ำมันดิบโดยเฉลี่ยอยู่ในภาวะทรงตัวเมื่อเทียบกับเดือนสิงหาคม ที่ระดับ \$24.1-26.1 ดอลลาร์/บาร์เรล แล้วแต่ชนิดน้ำมันดิบ โดยในช่วงต้นเดือนราคาอ่อนตัวลงเล็กน้อย จากปริมาณการผลิตที่เกินความต้องการของตลาด จากการที่อิรักได้กลับมาส่งออกน้ำมันดิบ หลังจากหยุดไปในช่วงเดือนมิถุนายนถึงเดือนกรกฎาคม ปริมาณการผลิตของอิรัก 2.3 ล้านบาร์เรล/วัน ขดเชยการลดปริมาณการผลิตของกลุ่มโอเปค 1 ล้านบาร์เรล/วัน เมื่อวันที่ 1 กันยายน 2544 ได้ นอกจากนี้ กลุ่มโอเปคยังมีการผลิตเกินโควตาอยู่ประมาณ 1.2 ล้านบาร์เรล/วัน และมีปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นอีกส่วนหนึ่งจากประเทศนอกกลุ่มโอเปค หลังจากนั้นราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$3 ดอลลาร์/บาร์เรล จากความตื่นตระหนกต่อเหตุการณ์การก่อวินาศกรรมอาคาร World Trade Center และ Pentagon ของสหรัฐอเมริกา ในวันที่ 11 กันยายน 2544 ซึ่งตลาดเกรงว่าเหตุการณ์จะขยายตัวส่งผลกระทบต่อการจัดหาน้ำมันดิบจนอาจทำให้เกิดการขาดแคลนขึ้นได้ ต่อมาราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็วประมาณ \$6-8 ดอลลาร์/บาร์เรล เพราะเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้ส่งผลกระทบต่อภาวะเศรษฐกิจของโลก หากเกิดการขยายตัวของการขัดแย้งและการตอบโต้ของสหรัฐอเมริกาต่อกลุ่มผู้ก่อการร้าย จะส่งผลซ้ำเติมต่อภาวะเศรษฐกิจที่ถดถอยทั่วโลก ในขณะนี้ ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันของโลกลดลง ปริมาณน้ำมันในตลาดมากกว่าความต้องการใช้ส่งผลให้ปริมาณสำรองน้ำมันดิบในช่วงก่อนเข้าฤดูหนาวของปีนี้สูงกว่าปีที่ผ่านมา

เดือนตุลาคม การก่อการร้ายไม่ได้ส่งผลกระทบต่อการจัดหาน้ำมันดิบแต่ส่งผลกระทบต่อความรุนแรงต่อความต้องการใช้น้ำมันดิบของโลก จากภาวะเศรษฐกิจถดถอยทั่วโลก ทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องกว่าร้อยละ 20 ความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงค่อนข้างมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งน้ำมันสำหรับเครื่องบินที่ลดลงกว่าร้อยละ 15 จากความกังวลของผู้โดยสารต่อการเดินทางโดยเครื่องบิน แม้ว่าการปฏิบัติการทางทหารของสหรัฐอเมริกาในอัฟกานิสถานจะทำให้ความต้องการใช้น้ำมันสำหรับเครื่องบินเพิ่มขึ้นบ้าง แต่ก็ไม่สามารถชดเชยกับความต้องการใช้น้ำมันเครื่องบินในเชิงพาณิชย์ที่ลดลงได้ นอกจากนี้ กลุ่มโอเปคยังไม่สามารถพยุงราคาน้ำมันดิบให้อยู่ในระดับ Price band (\$22-28 ดอลลาร์/บาร์เรล) โดยราคาน้ำมันดิบได้ลดลงมาอยู่ที่ระดับต่ำกว่า \$22 ดอลลาร์/บาร์เรล แต่กลุ่มโอเปคยังไม่ได้ตัดสินใจลดกำลังการผลิตเพื่อรักษาระดับราคา ประกอบกับภาวะความต้องการใช้ลดลง ทำให้ปริมาณสำรองน้ำมันดิบทางการค้าของประเทศต่างๆ เพิ่มขึ้น

เดือนพฤศจิกายน ราคาน้ำมันดิบยังคงปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องประมาณ \$2 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ที่ลดลง และมีสัญญาณปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากกลุ่มนอกโอเปค โดยเฉพาะจากบริเวณทะเลเหนือ ประเทศอังกฤษ นอร์เวย์ เดนมาร์ก และเนเธอร์แลนด์ ปริมาณการผลิตในเดือนกันยายนเพิ่มขึ้นอีก 850,000 บาร์เรล/วัน ส่วนประเทศในแถบทะเลสาบแคสเปียนก็มีสัญญาณของปริมาณการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยคาซัคสถานคาดว่าจะเพิ่มปริมาณการผลิตอีก 200,000 บาร์เรล/วัน ในช่วงไตรมาสหนึ่งและสองของปี พ.ศ. 2545 แม้ว่าผลการประชุมเมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2544 กลุ่มโอเปคจะประกาศลดกำลังการผลิตลง 1.5 ล้านบาร์เรล/วัน เหลือ 21.17 ล้านบาร์เรล/วัน โดยจะเริ่มมีผลในวันที่ 1 มกราคม 2545 แต่เป็นการประกาศอย่างมีเงื่อนไขว่าจะดำเนินการต่อเมื่อประเทศผู้ส่งออกน้ำมันรายใหญ่นอกกลุ่มโอเปคลดปริมาณการผลิตลงด้วย 500,000 บาร์เรล/วัน ในขณะที่ประเทศนอกกลุ่มโอเปคยังไม่มีท่าทีว่าจะร่วมมือตามที่กลุ่มโอเปคต้องการ โดยเม็กซิโก และนอร์เวย์ ต้องการลดกำลังการผลิตลง 100,000 บาร์เรล/วัน ส่วนรัสเซีย และโอมาน ต้องการลดกำลังการผลิตลง 50,000 และ 25,000 บาร์เรล/วัน ทำให้ราคาน้ำมันดิบอ่อนตัวลงมาก

เดือนธันวาคม ในช่วงต้นเดือนราคาน้ำมันดิบยังคงอ่อนตัวลง ทำให้ประเทศนอกกลุ่มโอเปคให้ความร่วมมือกับกลุ่มโอเปคในการลดปริมาณการผลิตมากขึ้น เพื่อพยุงราคาน้ำมันดิบไม่ให้ตกต่ำลงไปอีก โดยรัสเซียแสดงความต้องการจะลดปริมาณการผลิตลง 150,000 บาร์เรล/วัน ส่วนนอร์เวย์ และเม็กซิโก ก็จะลดปริมาณการผลิตลง 150,000 และ 120,000 บาร์เรล/วัน ทั้งนี้ กลุ่มโอเปคได้ชักชวนประเทศ อังกฤษ โอมาน และคาซัคสถานเข้าร่วมการลดปริมาณการผลิตด้วย แต่ก็ยังคงมีความเห็นขัดแย้งกันในเรื่องระยะเวลาในการลดปริมาณการผลิต โดยโอเปคต้องการให้ลดปริมาณการผลิตจนถึงไตรมาส 2 ของปี 2545 เนื่องจากช่วงไตรมาส 1 และ 2 เป็นช่วงที่ความต้องการใช้น้ำมันของโลกอยู่ในระดับต่ำ แต่รัสเซียยังไม่เห็นพ้องกับโอเปคในประเด็นนี้ เนื่องจากไตรมาส 2 เป็นช่วงที่รัสเซียต้องการเพิ่มการส่งออกน้ำมันดิบ เพราะเส้นทางเข้าออกท่าเรือของรัสเซียไม่จับตัวเป็นน้ำแข็ง ส่วนปริมาณสำรองน้ำมันดิบทางการค้าของประเทศต่างๆ ยังคงเพิ่มขึ้น โดยสหรัฐอเมริกาเพิ่มขึ้นถึง 4.2 ล้านบาร์เรล จากความต้องการใช้ที่ลดลง ทำให้ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของโลกในปัจจุบันยังเกินความต้องการอยู่ 5-6 ล้านบาร์เรล/วัน ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ในวันที่ 11 ธันวาคม 2544 อยู่ที่ระดับ \$16.6 และ \$17.9 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	โอมาน	ดูไบ	เบรนท์	WTI	ทาบิส
2542	17.24	17.20	18.13	19.20	18.84
2543	26.53	26.26	29.00	30.40	29.86
2544 (11 เดือน)	23.27	23.22	25.26	26.48	25.80
ไตรมาส 1	23.58	23.70	26.31	28.78	26.92
ไตรมาส 2	25.31	25.15	27.56	27.85	28.35
ไตรมาส 3	24.11	24.04	25.57	26.64	25.66
กันยายน	24.29	24.12	25.94	26.08	25.86
ตุลาคม	19.81	19.63	21.06	22.08	21.57
พฤศจิกายน	17.69	17.67	19.16	19.59	20.08
ธันวาคม*	17.80	17.62	18.71	19.02	19.58

*1-11 ธันวาคม 2544

ปริมาณการผลิตของกลุ่มโอเปค

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

	ไตรมาส 4 2544	ไตรมาส 1 2545	โควต้า ใหม่ 1 ม.ค. 45	กำลังการผลิต ไตรมาส 1 2545	กำลังการผลิต ส่วนเกิน ไตรมาส 12545
อัลจีเรีย	800	750	693	925	175
อินโดนีเซีย	1,200	1,200	1,125	1,250	50
อิหร่าน	3,533	3,300	3,186	4,000	700
คูเวต	1,930	1,800	1,741	2,400	600
ลิเบีย	1,320	1,250	1,162	1,500	250
ไนจีเรีย	2,110	1,900	1,787	2,300	400
กาตาร์	650	625	562	780	155
ซาอุดีอาระเบีย	7,666	7,300	7,053	10,000-10,500	2,700-3,200
สหรัฐอาหรับเอมิเรต	2,050	1,950	1,894	2,500	550
เวเนซุเอลา	2,670	2,550	2,497	3,100	550
โอเปค 10 ประเทศ	23,933	22,625	21,700	28,755-29,255	6,130-6,630
อิรัก	2,766		N/A	3,000	100
รวม	26,699			31,755-32,255	6,230-6,730
ผลิตปีโตรเลียมชนิด อื่น*	2,771				
รวมทั้งหมด	29,470	28,296			

* เช่น คอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติเหลว และอื่นๆ

2. ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

เดือนกันยายนราคาน้ำมันสำเร็จรูปมีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางเดียวกับราคาน้ำมันดิบ โดยภายหลังเหตุการณ์ก่อการร้าย ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ได้สะท้อนให้เห็นถึงปริมาณการผลิตที่เกินความต้องการของตลาด และความต้องการใช้ในภูมิภาคที่อ่อนตัวลง จากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ โรงกลั่นในสิงคโปร์ลดปริมาณการผลิตลงเหลือร้อยละ 63 ของกำลังการผลิต เนื่องจากค่าการกลั่นที่ตกต่ำ ในขณะที่เกาหลีใต้มีปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นจากโรงกลั่นที่หยุดซ่อมแซมประจำปีกลับมาทำการผลิตใหม่

น้ำมันเบนซินราคาเฉลี่ยเมื่อเทียบกับเดือนที่ผ่านมาเพิ่มขึ้น \$1.7 ต่อบาร์เรล ในช่วงแรกราคาปรับตัวสูงขึ้นจากความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นในภูมิภาค โดยอินโดนีเซียเป็นผู้ซื้อรายใหญ่ นอกจากนี้ ใต้หวันและฟิลิปปินส์ยังชะลอการส่งออกไว้เพื่อใช้ในประเทศ แต่หลังเหตุการณ์ก่อการร้ายราคาได้ปรับตัวลดลงมาประมาณ \$7-8 ต่อบาร์เรล เนื่องจากความต้องการใช้ที่อ่อนตัวลงและได้รับผลกระทบจากค่าประกันภัยและค่าระวางที่เพิ่มสูงขึ้นจากสถานการณ์การก่อการร้าย

น้ำมันดีเซลหลังการก่อการร้ายราคาดีเซลปรับตัวลดลง \$5-6 ต่อบาร์เรล ตามราคาน้ำมันดิบ รวมทั้งความต้องการใช้ในภูมิภาคเอเชียที่ลดลง และโรงกลั่นในอินเดียส่งออกน้ำมันดีเซลมากขึ้น จากความต้องการใช้ในประเทศที่ลดลง แต่ราคาเฉลี่ยของดีเซลเดือนนี้ยังคงเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับเดือนที่ผ่านมา \$0.7 ต่อบาร์เรล

น้ำมันก๊าดและเตาราคาโดยเฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นเช่นกัน โดยปรับตัวสูงขึ้น \$1.7 และ \$1.0 ต่อบาร์เรล จากการลดปริมาณการผลิตของโรงกลั่นในเกาหลีใต้ ทำให้อุปทานน้ำมันก๊าดและเตาในตลาดมีน้อยลง รวมทั้งความต้องการใช้น้ำมันเตาของจีนเพิ่มสูงขึ้น

เดือนตุลาคมราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์อ่อนตัวลงอีก จากภาวะเศรษฐกิจช่วงขาลงของภูมิภาค ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันในภูมิภาคลดลงอย่างรวดเร็ว ประเทศต่างๆ จับตามองสถานการณ์น้ำมันอย่างวิตกกังวล หลายประเทศมีการห้ามการส่งออกน้ำมันหลังเหตุการณ์ก่อการร้าย แต่ก็ยกเลิกในเวลาต่อมา โดยประเทศไทยได้ปรับเพิ่มปริมาณสำรองตามกฎหมายจาก 22 วัน เป็น 36 วัน เกาหลีใต้ประกาศเพิ่มปริมาณสำรองน้ำมันทางยุทธศาสตร์ ส่วนโรงกลั่นในญี่ปุ่นก็หยุดการส่งออกจนกว่าสถานการณ์จะคลี่คลาย

น้ำมันเบนซินราคาปรับตัวลดลง \$8 ต่อบาร์เรล จากโรงกลั่นในอินเดีย ใต้หวัน เกาหลีใต้ มาเลเซีย และไทยที่ระบายน้ำมันออกสู่ตลาดมากขึ้น และความต้องการใช้ในภูมิภาคยังไม่เพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งการปรับตัวตามราคาน้ำมันดิบที่ลดลง

น้ำมันดีเซลราคาปรับตัวลดลง \$4 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ที่ลดลง และมีน้ำมันจากตะวันออกกลางเข้ามาในตลาดจอร์จทาวน์มากขึ้น

น้ำมันก๊าดและเตา ราคาน้ำมันก๊าดปรับตัวลดลง \$5.4 ต่อบาร์เรล เป็นผลของการก่อการร้าย ทำให้ความต้องการเดินทางโดยเครื่องบินลดลง ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันสำหรับเครื่องบินลดลง ส่วนน้ำมันเตาปรับตัวลดลง \$3.5 ต่อบาร์เรล ตามราคาน้ำมันดิบ และความต้องการใช้ที่ลดลง

เดือนพฤศจิกายน ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ยังคงปรับตัวลดลงอย่างรุนแรง จากปริมาณน้ำมันในภูมิภาคที่ยังคงอยู่ในระดับสูง และความต้องการใช้ยังไม่เพิ่มสูงขึ้น ประกอบกับมีน้ำมันสำเร็จรูปจากภูมิภาคอื่นเข้ามาในตลาด

น้ำมันเบนซิน ปรับตัวลดลง \$1.2 ต่อบาร์เรล เนื่องจากอินเดีย จีน และมาเลเซียระบายน้ำมัน ออกสู่ตลาดมากขึ้น ความต้องการใช้แอฟริกาที่ลดลงของจีน ทำให้มีแนวโน้มว่าจีนอาจจะระบายน้ำมันเบนซินเข้าสู่ตลาดในภูมิภาคนี้มากขึ้น แต่ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินสำหรับยานพาหนะของออสเตรเลียในช่วงฤดูร้อนทำให้น้ำมันเบนซินบางส่วนไหลออกไปจากตลาด ซึ่งทำให้ราคาเบนซินในช่วงปลายเดือนแข็งตัวขึ้น

น้ำมันดีเซล ราคาปรับตัวลดลง \$3.7 ต่อบาร์เรล โดยไต้หวัน ไทย และมาเลเซียส่งออกน้ำมันดีเซลมากขึ้น แต่ความต้องการใช้กลับเบาบางมาก เนื่องจากเวียดนามและอินโดนีเซียได้สั่งซื้อครบแล้วและปริมาณสำรองทางการค้าของสิงคโปร์ยังเพิ่มขึ้นสูงสุดในรอบ 9 เดือน

น้ำมันก๊าดและเตา สายการบินพาณิชย์ปรับลดเที่ยวบิน ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันสำหรับเครื่องบินลดลง ราคาน้ำมันก๊าดในเดือนนี้ปรับตัวลดลง \$ 3.3 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย \$22.4 ต่อบาร์เรล ส่วนน้ำมันเตาปรับตัวลดลง \$3.2 ต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับเฉลี่ย \$16.8 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ที่ลดลงของจีน ในขณะที่โรงกลั่นในเกาหลีใต้กลับมาผลิตอีกครั้งหนึ่งหลังจากหยุดซ่อมบำรุง รวมทั้งมีน้ำมันเตาจากประเทศแถบทะเลบอลติกและฝั่งตะวันตกของสหรัฐอเมริกาเข้ามาสู่ตลาดมากขึ้น

เดือนธันวาคม ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ในช่วงต้นเดือน ราคาน้ำมันเบนซินปรับตัวสูงขึ้นจากความต้องการใช้ที่เพิ่มสูงขึ้น ส่วนน้ำมันดีเซลและก๊าดซึ่งเป็นน้ำมันเพื่อความอบอุ่นในฤดูหนาวกลับมีราคาอ่อนตัวลง จากปริมาณสำรองทางการค้าอยู่ในระดับสูง

น้ำมันเบนซิน ราคาเฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นประมาณ \$2 ต่อบาร์เรล เนื่องจากความต้องการใช้ในภูมิภาคเพิ่มสูงขึ้น มีแรงซื้อเข้ามาในตลาดมากขึ้น โดยอินโดนีเซียได้สั่งซื้อ 800,000 บาร์เรล สำหรับใช้ในเดือนมกราคม 2545

น้ำมันดีเซล ราคาอ่อนตัวลง \$2.2 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ในภูมิภาคที่ยังอ่อนตัว การสั่งซื้อของอินโดนีเซียก็ลดลง และการส่งออกไปสู่ตลาดยุโรปก็ทำได้ยากขึ้น เพราะมีปริมาณสำรองที่มากเกินไป และปริมาณสำรองทางการค้าของสิงคโปร์ก็เพิ่มสูงขึ้น

น้ำมันก๊าดและเตาราคาน้ำมันก๊าดอ่อนตัวลงประมาณ \$0.8 ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้ที่ยังไม่เพิ่มสูงขึ้น ส่วนน้ำมันเตาราคาสูงขึ้น \$0.3 ต่อบาร์เรล จากปริมาณสำรองค่อนข้างต่ำ และโรงกลั่นในเกาหลีใต้ลดกำลังการผลิต ทำให้ราคามีแนวโน้มที่จะปรับตัวสูงขึ้น

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน95	เบนซิน ออกเทน 92	ก๊าด	ดีเซลหมุนเร็ว	เตา (2%S)	เตา (3.5%S)
2542	21.02	20.20	21.44	19.14	16.14	15.74
2543	32.64	30.20	34.39	32.58	25.41	24.66
2544 (11 เดือน)	27.84	25.89	28.84	27.92	21.55	21.14
ไตรมาส 1	30.44	28.92	29.48	27.58	21.78	20.92
ไตรมาส 2	30.76	27.73	30.53	30.23	22.78	22.44
ไตรมาส 3	26.97	25.16	29.84	28.87	22.26	22.04
กันยายน	29.50	27.87	31.19	29.36	23.48	23.37
ตุลาคม	22.17	21.07	25.76	25.55	20.00	19.85
พฤศจิกายน	20.93	19.61	22.44	21.89	16.86	16.66
ธันวาคม*	22.93	21.53	21.65	19.61	17.16	16.95

1-11 ธันวาคม 2544

3. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

เดือนกันยายน ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์สิงคโปร์ที่ค่อนข้างผันผวน ทำให้ในเดือนนี้ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยมีการเปลี่ยนแปลงหลายครั้ง โดยน้ำมันเบนซินปรับขึ้น 4 ครั้ง รวม 1.2 บาท/ลิตร ปรับลง 4 ครั้ง รวม 1.2 บาท/ลิตร น้ำมันดีเซลปรับขึ้น 2 ครั้ง รวม 0.6 บาท/ลิตร ปรับลง 4 ครั้ง รวม 1.1 บาท/ลิตร

เดือนตุลาคม ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยน้ำมันเบนซินปรับตัวลดลง 7 ครั้ง รวม 1.9 บาท/ลิตร ดีเซลหมุนเร็วปรับตัวลดลง 4 ครั้งรวม 0.85 บาท/ลิตร

เดือนพฤศจิกายน ราคาน้ำมันในตลาดโลกยังคงปรับตัวลดลงต่อเนื่องจากเดือนที่ผ่านมา ทำให้ราคาขายปลีกของไทยปรับตัวลดลงตาม โดยเบนซินปรับตัวลดลง 3 ครั้ง รวม 0.8 บาท/ลิตร ดีเซลปรับตัวลดลง 4 ครั้ง รวม 1.0 บาท/ลิตร

เดือนธันวาคม ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับตัวตามราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยเบนซินปรับขึ้น 2 ครั้ง รวม 60 สตางค์/ลิตร ส่วนดีเซลปรับลง 3 ครั้ง รวม 80 สตางค์/ลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 13 ธันวาคม พ.ศ. 2544 อยู่ที่ระดับ 13.59, 12.59 และ 10.99 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาขายปลีก

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซินออกเทน 95	เบนซินออกเทน 91	ดีเซลหมื่นเร็ว
2542	11.99	11.18	8.97
2543	15.64	14.68	12.95
2544 (11 เดือน)	15.68	14.68	13.63
ไตรมาส 1	16.17	15.17	13.25
ไตรมาส 2	16.67	15.67	14.32
ไตรมาส 3	15.42	14.42	13.93
กันยายน	16.15	15.15	14.02
ตุลาคม	14.46	13.46	13.17
พฤศจิกายน	13.27	12.27	12.21
1 ธันวาคม	13.29	12.29	11.59
4 ธันวาคม	-	-	11.29
7 ธันวาคม	13.59	12.59	-
13 ธันวาคม	-	-	10.99

4. ค่าการตลาด และค่าการกลั่น

เดือนกันยายน ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็ว ในขณะที่ราคาขายปลีกในประเทศปรับลงช้ากว่า ทำให้ค่าการตลาดน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 1.4 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 0.9826 บาท/ลิตร (\$3.5 ต่อบาร์เรล)

เดือนตุลาคม ค่าการตลาดและค่าการกลั่นของไทยยังคงทรงตัวอยู่ในระดับสูง เนื่องจากราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับลงช้ากว่าราคาน้ำมันในตลาดโลก ค่าการตลาดเดือนตุลาคมอยู่ที่ระดับ 1.5 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นอยู่ที่ระดับ 1.1407 บาท/ลิตร (\$4.0 ต่อบาร์เรล)

เดือนพฤศจิกายน ค่าการตลาดทรงตัวอยู่ที่ระดับ 1.5 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ระดับ 0.8501 บาท/ลิตร (\$3.03 ต่อบาร์เรล)

เดือนธันวาคม ค่าการตลาดทรงตัวอยู่ที่ระดับ 1.5 บาท/ลิตร ส่วนค่าการกลั่นปรับตัวลดลงต่อเนื่องจากเดือนที่แล้วมาอยู่ที่ระดับ 0.5675 บาท/ลิตร (\$2.05 ต่อบาร์เรล)

ค่าการตลาดเฉลี่ยของประเทศ

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซินออกเทน 95	เบนซินออกเทน 91	ดีเซลหมุนเร็ว	เฉลี่ย
2542	1.4523	1.2381	0.7127	0.8442
2543	1.4799	1.2389	0.6799	0.8205
2544 (11 เดือน)	1.7277	1.5796	1.2191	1.2828
ไตรมาส 1	1.6997	1.5029	1.1737	1.2417
ไตรมาส 2	1.6502	1.7408	1.0499	1.1403
ไตรมาส 3	1.7329	1.5909	1.2220	1.2866
กันยายน	1.8269	1.6764	1.3627	1.4113
ตุลาคม	2.1890	2.0457	1.4614	1.5674
พฤศจิกายน	1.5270	1.3941	1.6222	1.5359
ธันวาคม*	1.2677	1.1343	1.6302	1.4826

*1-13 ธันวาคม 2544

ค่าการกลั่น

หน่วย:บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	ค่าการกลั่นรวม	เบนซินออกเทน 95	เบนซินออกเทน 91	ดีเซลหมุนเร็ว	เตา (3.5%S)
2542	0.3880	0.4448	0.3945	0.4077	0.3263
2543	0.9994	1.0423	0.9764	1.0609	0.7749
2544 (11 เดือน)	0.8005	0.8431	0.7805	0.8569	0.6284
ไตรมาส 1	0.6708	0.7530	0.7018	0.7038	0.5189
ไตรมาส 2	0.7636	0.8476	0.7940	0.8155	0.5856
ไตรมาส 3	0.8227	0.8311	0.7683	0.8876	0.6545
กันยายน	0.9826	1.0412	0.9674	1.0465	0.8007
ตุลาคม	1.1407	1.0837	0.9848	1.2405	0.9337
พฤศจิกายน	0.8501	0.8563	0.7736	0.9150	0.6680
ธันวาคม*	0.5675	0.6648	0.6067	0.5889	0.4762

*1-9 ธันวาคม 2544



[สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ](#)

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

สถานการณ์พลังงานของไทย ปี 2544

1. สถานการณ์การผลิต การใช้และการนำเข้าพลังงาน เชิงพาณิชย์

เศรษฐกิจไทยในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2544 ยังคงชะลอตัว เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 ตามการชะลอตัวลงของเศรษฐกิจโลก โดยเฉพาะสหรัฐอเมริกา และญี่ปุ่น ซึ่งเป็นคู่ค้าสำคัญของไทย ส่งผลให้การส่งออกลดลงถึงร้อยละ 13 จากระยะเดียวกันของปีก่อน ทั้งนี้ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) ในช่วง 9 เดือนแรกของปีนี้ ขยายตัวร้อยละ 1.7 ต่ำกว่าร้อยละ 4.8 ในช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว ดัชนีผลผลิตอุตสาหกรรม ขยายตัวเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 1.1 เป็นการชะลอตัวลงในทุกหมวด สินค้า ยกเว้น หมวดยานยนต์และอุปกรณ์ขนส่ง เครื่องดื่ม และอัญมณีและเครื่องประดับ อย่างไรก็ตามแม้ด้านการผลิตสินค้า จะชะลอตัว แต่ด้านการบริการได้แก่ สาขาโรงแรมและภัตตาคาร ยังคงขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ด้านการผลิตรายไตรมาส ณ ราคาปีฐาน 2531

สาขา	2543				2544			
	มค.-มีค.	เมย.-มิย.	กค.-กย.	มค.-กย.	มค.-มีค.	เมย.-มิย.	กค.-กย.	มค.-กย.
สาขาเกษตรกรรม	-2.2	5.7	4.6	2.3	1.7	1.6	-0.9	0.9
สาขานอกภาคเกษตร	6.2	6.4	2.8	5.1	1.8	1.9	1.7	1.8
รวม	5.3	6.4	2.9	4.8	1.8	1.9	1.5	1.7

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ของไทยในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับระยะเดียวกันของปี 2543 การใช้พลังงานเกือบทุกประเภทเพิ่มขึ้นยกเว้นผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ใช้ลดลงร้อยละ 5.1 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยร้อยละ 0.3 สาเหตุจากการผลิต ก๊าซธรรมชาติลดลง เนื่องจากต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่ามาใช้ตามภาระที่ ปตท. ได้ทำสัญญาไว้ การผลิตคอนกรีตเสริมเหล็กมีปริมาณใกล้เคียงกับปีก่อน การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำและน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.0 และ 6.0 ตามลำดับ โดยการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากแหล่งเบญจมาศเป็นสำคัญ นอกจากนั้นบริษัท ยูโนแคล ได้เริ่มทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งผลิตของยูโนแคลบริเวณอ่าวไทย ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 ผลิตได้เฉลี่ย 0.6 พันบาร์เรล/วัน ขณะที่การนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์

เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 8.0 เมื่อเทียบกับระยะเดียวกันของปี 2543 สาเหตุสำคัญมาจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า การนำเข้าถ่านหินและน้ำมันดิบ ส่งผลให้สัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 59.6 ในปี 2543 เป็นร้อยละ 62.5 ในปีนี้ รายละเอียด มีดังนี้

ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์⁽¹⁾

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2543	2544	การเปลี่ยนแปลง (%)	
		(ม.ค. – ต.ค.)	2543	2544
การใช้ ⁽²⁾	1,144.4	1,206.1	2.5	4.7
การผลิต	588.7	597.5	7.2	0.3
การนำเข้า (สุทธิ)	682.1	753.4	3.7	8.0
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	41.3	53.4	-	-
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	85.0	91.4	12.5	10.2
การนำเข้า/การใช้ (%)	59.6	62.5		
อัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจ (%)	4.3**			

- (1) พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านหิน/ลิกไนต์
- (2) การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต็อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย NGL Condensate LPG และ Naptha เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

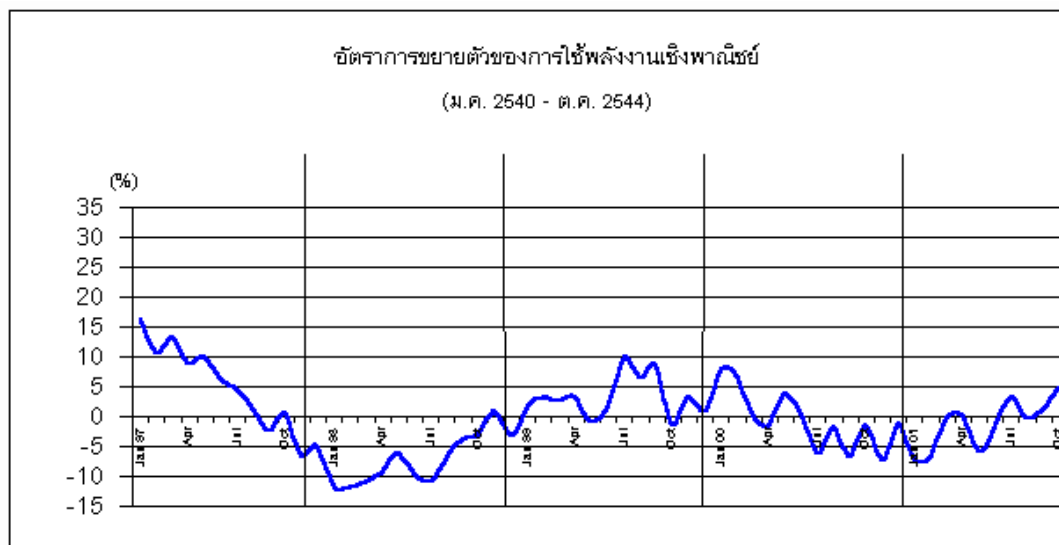
** ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

1.1 การใช้ ปริมาณการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับระยะเวลาเดียวกันของปีก่อน การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 15.8 เป็นผลจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า IPP เพิ่มสูงขึ้นมาก โดยเฉพาะการใช้ก๊าซธรรมชาติใน โรงไฟฟ้าราชบุรีเพิ่มขึ้นถึง 3 เทา เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การใช้ลิกไนต์และถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.4 โดยส่วนใหญ่เป็นการใช้ของอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้าของ SPP ขณะที่การใช้น้ำมันปิโตรเลียม ลดลงร้อยละ 5.1 สาเหตุจาก กฟผ. ใช้น้ำมันเตาลดลง สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ประกอบด้วย น้ำมันปิโตรเลียมร้อยละ 46.2 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 36.2 ลิกไนต์และถ่านหินร้อยละ 14.8 ไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้า ร้อยละ 2.8

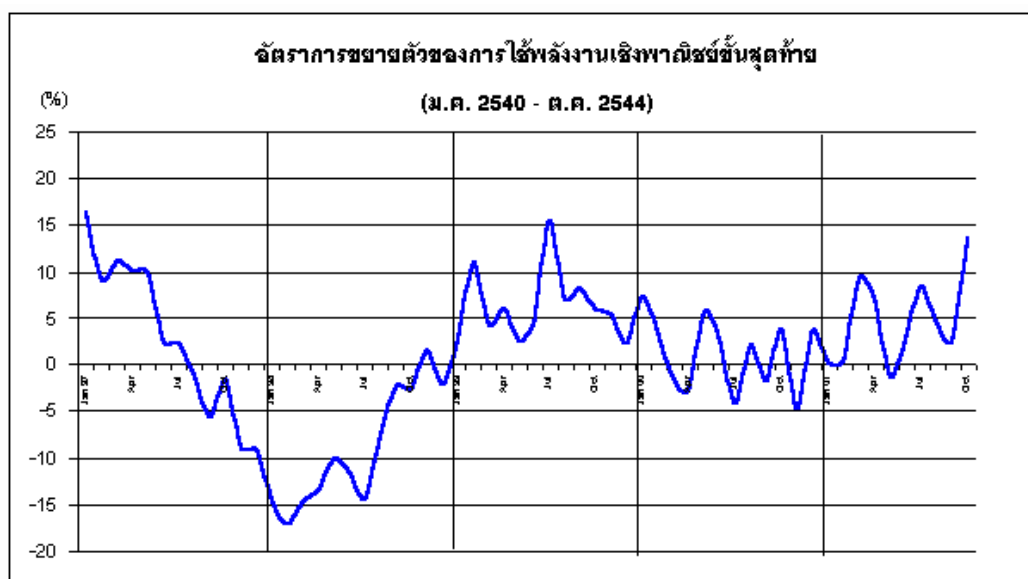
ตารางที่ 2 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าฟันทันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2543	2544 (ม.ค. - ต.ค.)		
		ปริมาณ	สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง(%)
น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป	578.8	556.7	46.2	-5.1
ก๊าซธรรมชาติ	379.7	437.1	36.2	15.8
ลิกไนต์และถ่านหิน	154.8	178.7	14.8	14.1
ไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้า	31.2	33.6	2.8	7.1
รวม	1,144.4	1,206.1	100.0	4.7



การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.7 ลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.5 และไฟฟ้า (รวมไฟฟ้าที่ผลิตจาก SPP ด้วย) เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 ส่วนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไม่มากนัก กล่าวคือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4



1.2 การผลิต ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การผลิตก๊าซธรรมชาติลดลงเนื่องจาก ปตท. ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติ จากพม่ามาใช้ในโรงไฟฟ้าราชบุรี และโรงไฟฟ้าของ IPP ตามสัญญาที่ได้ทำไว้ การผลิตลิแกนด์เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 เนื่องจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) ผลิตลิแกนด์จากเหมืองแม่เมาะเพิ่มสูงขึ้น ส่วนการผลิต ไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้น สาเหตุมาจากปริมาณน้ำในเขื่อนมีมาก เช่นเดียวกับการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะจากแหล่งเบญจมาศที่สามารถผลิตได้อย่างเต็มที่ในปีนี้ นอกจากนี้มีการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากแหล่งผลิตของบริษัทยูโนแคลในอ่าวไทย การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 57.9 ลิแกนด์ร้อยละ 19.0 น้ำมันดิบร้อยละ 10.2 คอนเดนเสทร้อยละ 8.1 และ ไฟฟ้าพลังน้ำ ร้อยละ 4.8

ตารางที่ 3 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)		
		ปริมาณ	สัดส่วน(%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
ก๊าซธรรมชาติ	350.1	346.3	57.9	-2.6
ลิแกนด์	107.0	113.6	19.0	5.0
น้ำมันดิบ	57.9	60.9	10.2	6.0
คอนเดนเสท	47.5	48.0	8.1	0.1
ไฟฟ้าพลังน้ำ	26.1	28.6	4.8	9.0
รวม	588.7	597.5	100.0	0.3

1.3 การนำเข้าสุทธิ ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 753 พันบาร์เรล น้ำมันดิบ/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.0 สาเหตุสำคัญจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า โดย 10 เดือนแรกนี้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจำนวน 505 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน เพิ่มขึ้นถึง 4 เท่าเมื่อเทียบกับระยะเวลาเดียวกันกับปี 2543 นอกจากนั้น การนำเข้า ถ่านหินและน้ำมันดิบก็มีอัตราการเพิ่มในระดับที่สูงเช่นเดียวกัน อย่างไรก็ตามในช่วง 10 เดือนแรกนี้มีการส่งออกผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเนื่องจากการผลิตสูงกว่าความต้องการภายในประเทศมาก

ตารางที่ 4 ปริมาณการนำเข้า (ส่งออก) พลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)	
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)
น้ำมันดิบ	643.1	676.0	5.0
ก๊าซธรรมชาติ	29.6	90.9	313.4
น้ำมันสำเร็จรูป	(43.4)	(75.8)	277.2
คอนเดนเสท	(4.4)	(4.2)	-21.5
ถ่านหิน	52.2	61.5	17.8
ไฟฟ้า	5.1	50.0	-2.8
รวม	682.1	753.4	8.0

มูลค่าการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ ในช่วง 10 เดือนแรก ของปีนี้สูงถึง 284,801 ล้านบาท เพิ่มขึ้น ร้อยละ 13.3 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ขณะที่ปริมาณการนำเข้าสูงขึ้นเพียงร้อยละ 8 ทั้งนี้เป็นผล มาจากราคาน้ำมันดิบและราคาถ่านหินในปีนี้อยู่สูงขึ้นมา โดยมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบมีสัดส่วนสูงสุด กล่าวคือร้อยละ 86.0 รองลงมา ได้แก่ มูลค่าการนำเข้าก๊าซธรรมชาติร้อยละ 9.1 ถ่านหินร้อยละ 2.2 ไฟฟ้าร้อยละ 1.4 และน้ำมันสำเร็จรูปร้อยละ 1.3

ตารางที่ 5 มูลค่าการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : ล้านบาท

	2000	2001 (มค. - ตค.)	
		มูลค่า	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)
น้ำมันดิบ	285,862	244,861	6.8
ก๊าซธรรมชาติ	7,839	25,941	400.8
น้ำมันสำเร็จรูป	9,160	3,822	-57.6
ถ่านหิน	5,068	6,261	55.6
ไฟฟ้า	4,562	3,916	3.4
รวม	312,490	284,801	13.3

2. สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

2.1 ก๊าซธรรมชาติ การใช้ก๊าซธรรมชาติในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 2,433 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 15.8 การใช้เพิ่มขึ้นทั้งภาคการผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรมเนื่องจากใช้ทดแทนน้ำมันเตาที่มีราคาสูงมากในปีนี้อยู่ โดยเฉพาะภาคการผลิตไฟฟ้าในส่วนของโรงไฟฟ้าจากโครงการ IPP ที่ใช้ ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเริ่มผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบของ กฟผ. ได้แก่ โรงไฟฟ้าวราชมบุรีที่เริ่มผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนตุลาคม 2543 โดยในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นถึง 3 เท่า ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศ มีจำนวน 1,927 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (ร้อยละ 79) ลดลงจากช่วงเดียวกันของปี 2543 ร้อยละ 2.6 เนื่องจากมีการนำเข้าจาก แหล่งยาดานา และแหล่งเยตากุนจากประเทศพม่าจำนวน 505 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (ร้อยละ 21) แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติที่สำคัญได้แก่ แหล่งบงกช เอราวัณ ไพลีน สตูล พุนาน จักรวาล และแหล่งเบญจมาศ เป็นต้น

ตารางที่ 6 การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

	ผู้ผลิต	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งอ่าวไทย		1,818	1,810	74.4
เอราวัณ	Unocal	278	270	11.1
ไพลิน	Unocal	234	228	9.4
ฟูนานและจักรวาล	Unocal	208	202	8.3
สตูล	Unocal	125	120	4.9
กะพงและปลาทอง	Unocal	74	51	2.1
อื่นๆ (7 แหล่ง)	Unocal	899	939	38.6
บงกช	PTT E&P	548	589	24.2
ทานตะวัน	Chevron	57	50	2.1
เบญจมาศ	Chevron	97	114	4.7
แหล่งบนบก		130	117	4.8
น้ำพอง	Esso	71	60	2.5
สิริกิติ์	Thai Shell	59	57	2.3
แหล่งนำเข้า *		164	505	20.8
ยาดานา	สหภาพพม่า	128	387	15.9
เยตากุน	สหภาพพม่า	36	118	4.9
รวม		2,112	2,433	100.0

* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า = 1,000 btu/ลบ.ฟุต

2.2 ก๊าซธรรมชาติเหลว (NGL) ปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 9,995 บาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.3 ปริมาณการใช้ในประเทศอยู่ในระดับ 8,000 บาร์เรล/วัน ประกอบด้วย การใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) 6,871 บาร์เรล/วัน (ร้อยละ 86) และใช้ในโรงกลั่น 1,129 บาร์เรล/วัน (ร้อยละ 14) อีกส่วนหนึ่งส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ จำนวน 1,796 บาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 30.3 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543

ตารางที่ 7 การผลิต การส่งออกและการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	8,797	9,995	15.3	
การส่งออก	2,563	1,796	-30.3	
การใช้ภายในประเทศ	6,080	8,000	34.7	100.0
- กลั่นน้ำมัน	399	1,129	169.9	14.1
- SOLVENT	5,681	6,871	24.4	85.9

2.3 น้ำมันดิบ ปริมาณการผลิตในช่วง 10 เดือนแรกอยู่ที่ระดับ 61 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 แหล่งผลิตสำคัญได้แก่ แหล่งเบญจมาศผลิตได้ 28 พันบาร์เรล/วัน และสิริกิติ์ผลิตได้ 22 พันบาร์เรล/วัน นอกจากนั้นยังมีแหล่งผลิตของบริษัท ยูโนแคล ได้แก่ แหล่งปลาหมึก และกะพง ที่เริ่มทำการผลิตในเดือนสิงหาคม 2544 โดยขณะนี้ผลิตได้ 2 พันบาร์เรล/วัน และคาดว่าจะสามารถผลิตได้เพิ่มมากขึ้นในปี 2545 ทั้งนี้บริษัทยูโนแคลมีกำลังการผลิตอยู่ที่ระดับ 15 พันบาร์เรล/วัน ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสท คิดเป็นร้อยละ 15 ของความต้องการใช้เพื่อการกลั่นภายในประเทศ จึงมีการนำเข้าจำนวน 707 พันบาร์เรล/วัน คิดเป็นมูลค่า 244,861 ล้านบาท

ตารางที่ 8 การผลิตน้ำมันดิบแยกตามแหล่ง

หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
1. สิริกิติ์	Thai Shell	23,483	21,812	35.8
2. ปรีอกระเทียม	Thai Shell	102	93	0.2
3. หนองตุม	Thai Shell	262	259	0.4
4. ทานตะวัน	Chevron	7,454	7,968	13.1
5. เบญจมาศ	Chevron	24,354	27,785	45.6
6. ฟาง	กรมการพลังงานทหาร	878	639	1.0
7. หนึ่งและสอง	ปตท. สผ. (BPเดิม)	548	607	1.0
8. บึงหญ้าและบึงม่วง	North Central	635	922	1.5
9. วิเชียรบุรี	Pacific Tiger Energy	200	185	0.3
10. ศรีเทพ	Pacific Tiger Energy	21	16	0.0
11. ยูโนแคล	Unocal	-	592	1.0
รวม		57,937	60,879	100.0

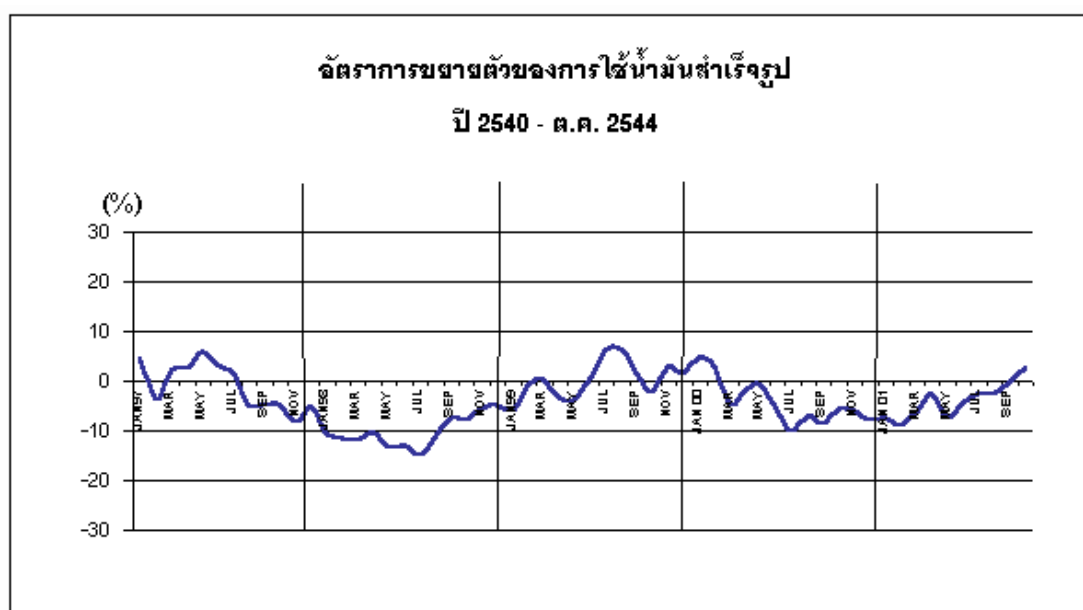
2.4 ลิกไนต์/ถ่านหิน การผลิตลิกไนต์ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 มีจำนวน 15.9 ล้านตัน โดยการผลิตจากเหมืองแม่เมาะของ กฟผ. เพิ่มขึ้นขณะที่การผลิตจากเหมืองของเอกชนลดลงเนื่องจากปริมาณสำรองของเหมืองเอกชนเหลือน้อย ลิกไนต์ที่ผลิตได้ถูกนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแม่เมาะจำนวน 13.0 ล้านตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 ส่วนการใช้ของภาคเอกชนเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.9 และมีการนำเข้าถ่านหินมาใช้ภายในประเทศจำนวน 4.1 ล้านตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.8 โดยเฉพาะอย่างยิ่งมีการนำเข้าถ่านหินจากลาวและพม่าเพิ่มขึ้นมาก โดยคาดว่าในปี 2544 จะมีการนำเข้าจาก 2 ประเทศนี้จำนวน 1 ล้านตัน การใช้ลิกไนต์และ ถ่านหินของภาคอุตสาหกรรมเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 17.5 สาเหตุส่วนหนึ่งเนื่องจากใช้ทดแทนน้ำมันเตาที่ราคาสูงมากในปีนี้

ตารางที่ 9 การผลิตและการใช้ลิแกไนต์/ถ่านหิน

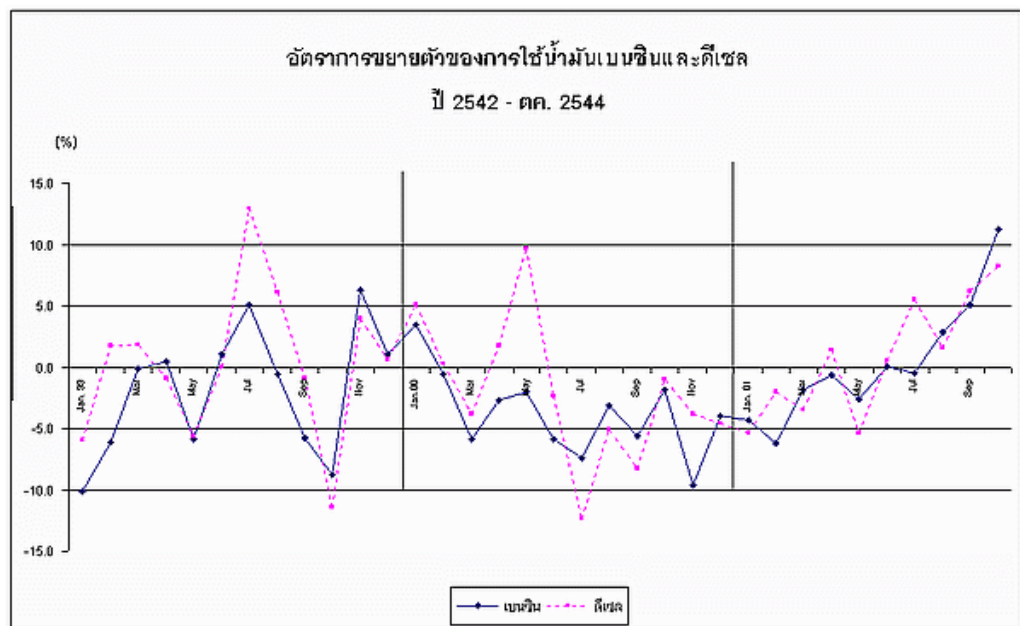
หน่วย : พันตัน

	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)	สัดส่วน (%)
การผลิตลิแกไนต์	17,786	15,930	7.0	100.0
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	13,652	12,541	10.5	78.7
เหมืองเอกชน	4,134	3,389	-4.3	21.3
- บ้านปู	1,938	2,140	32.9	13.4
- ลานนา	1,123	822	-14.7	5.2
- อื่นๆ	1,073	427	-55.9	2.7
การนำเข้าถ่านหิน	4,183	4,096	17.8	
Supply	21,969	20,026	9.0	
การใช้ลิแกไนต์	17,551	16,442	11.4	100.0
ผลิตกระแสไฟฟ้า	14,121	12,966	9.9	78.9
อุตสาหกรรม	3,430	3,476	16.9	21.1
การใช้ถ่านหิน	4,183	4,096	17.8	100.0
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP)	2,055	1,792	4.6	43.8
อุตสาหกรรม	2,128	2,304	30.7	56.2
Demand	21,734	20,538	12.6	

2.5 น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปได้ชะลอตัวลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ไตรมาสที่ 3 ของปีก่อนจนถึงไตรมาสที่ 3 ของปีนี้ แต่ได้ขยับตัวสูงขึ้นในเดือนตุลาคมนี้ โดยปริมาณการใช้ใน 10 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 585 พันบาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 4.0 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การใช้น้ำมันสำเร็จรูปในเดือนสิงหาคม และกันยายน ลดลงร้อยละ 2.4 และ 0.3 ตามลำดับ ส่วนเดือนตุลาคมขยับตัวสูงขึ้นร้อยละ 2.7 เมื่อเทียบกับเดือนเดียวกันของปี 2543



- น้ำมันเบนซิน** ปริมาณการใช้ในช่วง 10 เดือนแรกของปีนี้อยู่ในระดับ 117 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ทั้งนี้ การใช้น้ำมันเบนซินพิเศษลดลงร้อยละ 15.0 ขณะที่การใช้ น้ำมันเบนซินธรรมดาเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.7 เป็นผลจากการรณรงค์ให้มีการใช้น้ำมันที่มีค่าออกเทนให้เหมาะสมกับประเภทรถ และมาตรการดังกล่าวได้รับการตอบรับจากประชาชนด้วยดี ทำให้มีการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดา (ออกเทน 87 และ 91) เพิ่มขึ้น โดยในช่วง 10 เดือนแรกนี้ สัดส่วนการใช้เบนซินธรรมดาอยู่ที่ระดับร้อยละ 56 เบนซินพิเศษ ร้อยละ 44 การผลิตน้ำมันเบนซินมีจำนวน 144 พันบาร์เรล/วัน ยังคงมากกว่าความต้องการใช้ จึงมีการส่งออกสุทธิ 23 พันบาร์เรล/วัน



- น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้ในช่วง 10 เดือนแรกของปีนี้อยู่ในระดับ 260 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 การใช้น้ำมันดีเซลได้ปรับตัวลดลงต่อเนื่องตั้งแต่ครึ่งหลังของปีก่อนจนถึงไตรมาสที่ 2 ของปีนี้ สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากราคาน้ำมันดีเซลอยู่ในระดับสูง และการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลดลง ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจโดยรวมยังไม่ดี แต่การใช้ได้ขยับตัวสูงขึ้นในช่วง ไตรมาสที่ 3 สาเหตุจากราคาน้ำมันได้ปรับตัวลดลง รวมทั้ง การนำไปใช้ในการทดสอบการเดินเครื่องของระบบ Combined Cycle ที่โรงไฟฟ้าราชบุรี ในขณะที่การผลิตเฉลี่ยอยู่ในระดับ 286.6 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่า ความต้องการภายในประเทศ จึงมีการส่งออกน้ำมันดีเซล (สุทธิ) เป็นจำนวน 20.0 พันบาร์เรล/วัน

- **น้ำมันเตา** ปริมาณการใช้อยู่ในระดับ 78.7 พันบาร์เรล/วัน ลดลงถึงร้อยละ 31.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 ทั้งนี้เนื่องจากการใช้น้ำมันเตาในภาคการผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลงร้อยละ 74 ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมและอื่นๆ ลดลงร้อยละ 3.3 เนื่องจากราคาน้ำมันเตาอยู่ในระดับที่สูงเป็นสาเหตุให้อุตสาหกรรมบางแห่งหันไปใช้เชื้อเพลิงอื่นแทน การผลิตน้ำมันเตาอยู่ในระดับ 115.1 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้เป็นผลให้มีการส่งออกน้ำมันเตา (สุทธิ) จำนวน 28.7 พันบาร์เรล/วัน

ตารางที่ 10 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)	
	ปริมาณเชื้อเพลิง	ปริมาณเชื้อเพลิง	การเปลี่ยนแปลง (%)
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบฟ./วัน)	1,297	1,494	16.0
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	2,364	582	-74.2
ลิกไนต์ (พันตัน)	14,121	12,966	9.9
ดีเซล (ล้านลิตร)	29	44	59.1

- **น้ำมันเครื่องบิน** ปริมาณการใช้ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 63.8 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 จากปีก่อน ในขณะที่ผลิตได้ 73.2 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 การผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ เป็นผลให้มีการส่งออกสุทธิ จำนวน 7.1 พันบาร์เรล/วัน
- **ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)** ปริมาณการใช้เพื่อเป็นพลังงาน (ใช้ในครัวเรือนอุตสาหกรรม และรถยนต์) ในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 64 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน การใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 65.9 ทั้งนี้เป็นผลมาจากการนำ LPG ไปใช้ ในรถแท็กซี่ ปัจจุบันรถแท็กซี่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเปลี่ยนมาใช้ LPG เพิ่มมากขึ้น เนื่องจาก LPG มีราคาถูกกว่าเบนซิน และการใช้ของครัวเรือนและอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นมากเช่นกัน การใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบของ ภาคอุตสาหกรรม (Feedstock) อยู่ในระดับ 13 พันบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 32.3 ปริมาณการผลิตอยู่ในระดับ 101.1 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้จึงมีการส่งออกสุทธิเป็นจำนวน 24.5 พันบาร์เรล/วัน

ตารางที่ 11 การใช้ LPG

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)	
		2544	การเปลี่ยนแปลง (%)
ครัวเรือน	43	51	7.1
อุตสาหกรรม	10	12	6.0
รถยนต์	5	9	65.9
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	9	13	32.3
รวม	67	85	14.6

ตารางที่ 12 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป 2544 (ม.ค. – ต.ค.)

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	117.2	144.1	2.0	25.4	0.2	2.8	235.5	33.0
- เบนซินพิเศษ	51.6	72.7	-	18.5	-15.0	-4.6	-100.0	53.1
- เบนซินธรรมดา	65.6	71.4	2.0	6.9	16.7	11.9	450.5	-1.5
ดีเซล	260.0	286.6	6.4	26.4	0.4	2.7	-51.5	-2.0
ก๊าด	1.0	9.6	-	5.9	19.7	91.3	-	85.8
น้ำมันเครื่องบิน	63.8	73.2	0.1	7.2	6.7	2.3	141.9	-30.5
น้ำมันเตา	78.7	115.1	-	28.7	-31.9	-5.3	-100.0	165.8
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	64.0	101.1	-	24.5	11.8	15.7	-	18.7
รวม	584.7	729.8	8.5	118.1	-4.0	3.5	-68.2	29.8

- รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน ในช่วง 10 เดือนแรกของปีนี้ รัฐบาลมี รายได้ภาษีสรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูป ประมาณ 49,097 ล้านบาท ลดลงจากปี 2543 เป็นจำนวน 6,425 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมัน ณ สิ้นเดือนตุลาคม 2544 ติดลบประมาณ 11,086 ล้านบาท

ตารางที่ 13 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุน

หน่วย : ล้านบาท

	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ (รายจ่าย)	ภาษีสรรพสามิต
ณ สิ้นปี 2535	1,930	(4,717)	40,693
2536	78	(1,852)	44,717
2537	-732	(810)	46,969
2538	-1,116	(384)	54,838
2539	787	1,903	58,899
2540	235	(552)	64,768
2541	4,606	4,371	66,139
2542	4,418	(187)	65,076
2543	-4,673	(9,091)	65,026
2544 (ณ 31 ต.ค. 44)	-11,086	(6,372)	49,097

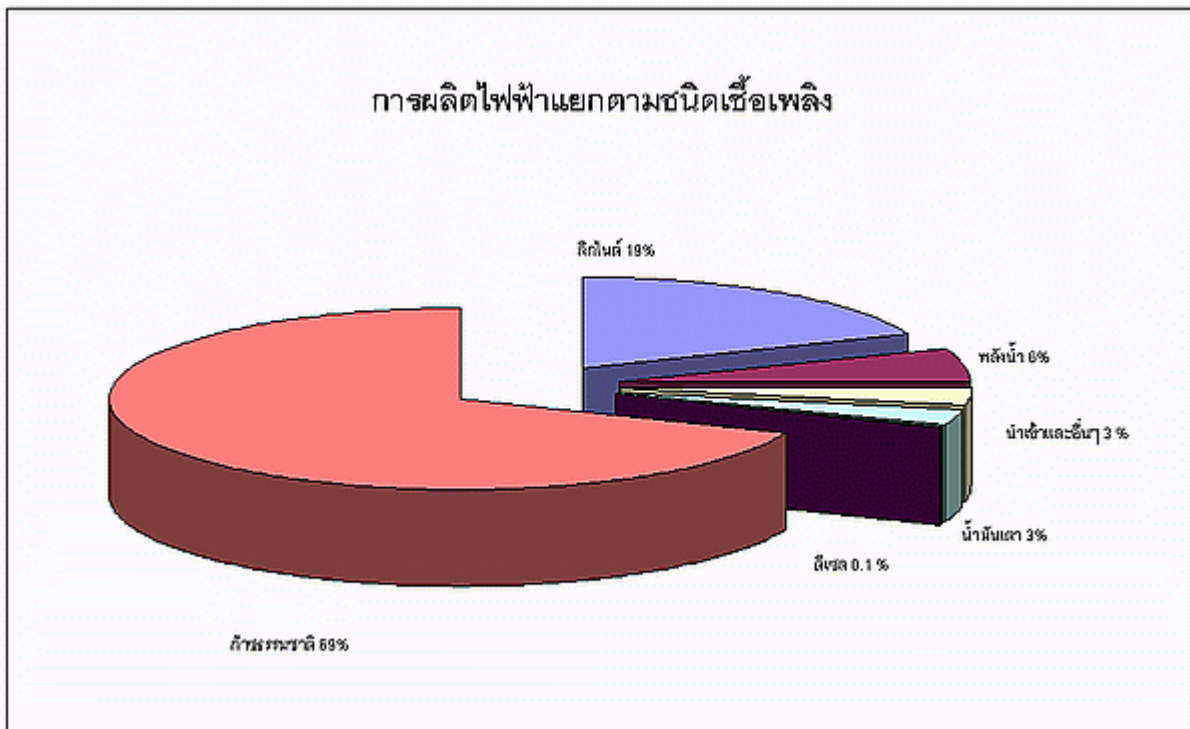
3. สถานการณ์ไฟฟ้า

3.1 กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของ กฟผ. การรับซื้อจากเอกชน และไฟฟ้านำเข้า ณ สิ้นเดือนตุลาคม 2544 มีจำนวน 22,374 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังการผลิตติดตั้งของ กฟผ. จำนวน 15,000 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67.0 รับซื้อจาก IPP จำนวน 5,266 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 23.5 รับซื้อจาก SPP 1,768 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7.9 และนำเข้าจาก สปป.ลาว 340 เมกะวัตต์ คิดเป็น สัดส่วนร้อยละ 1.5

3.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ณ สิ้นเดือนตุลาคม 2544 มีจำนวน 87,702 กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นการผลิตจาก กฟผ. ร้อยละ 59 รับซื้อจากเอกชนและนำเข้า ร้อยละ 41 ปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนในอัตราร้อยละ 6.1 ในขณะที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนี้คาดว่าจะอยู่ในระดับ 16,126 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 8.1 ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ในระดับร้อยละ 74.5 ซึ่งต่ำกว่าปีที่ผ่านมา และอัตราสารองไฟฟ้าขั้นต่ำ (Reserved Margin) อยู่ในระดับร้อยละ 31.0

ตารางที่ 13 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

พ.ศ.	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)
2535	8,904	73.5
2536	9,839	74.2
2537	11,064	74.3
2538	12,268	74.9
2539	13,311	75.1
2540	14,506	73.5
2541	14,180	73.4
2542	13,712	76.1
2543	14,918	75.2
2544 (ม.ค. – ต.ค.)	16,126	74.5



การผลิตพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งต่างๆ คือ จากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO IPP และ SPP) จำนวน 60,351 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 69 จากลิกไนต์/ถ่านหิน (รวม SPP) จำนวน 16,764 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 จากพลังงานน้ำ จำนวน 5,366 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6 จากน้ำมันเตาจำนวน 2,166 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วน ร้อยละ 3 จากน้ำเข้านและอื่นๆ จำนวน 3,055 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3

การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ พอสรุปได้ดังนี้

(ก) การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในช่วง 10 เดือนแรกของปีนี้เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 19.8 เนื่องจากโรงไฟฟ้าราชบุรีได้จ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ. โดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า ประกอบกับบริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด แต่ละบริษัทมีกำลังการผลิตติดตั้ง 700 เมกะวัตต์ และเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ในช่วงต้นปี 2543 นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จ่ายไฟฟ้าเข้ามาเสริมในระบบ กฟผ. มากขึ้น

(ข) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.2 เป็นการเพิ่มขึ้นในส่วน ของ SPP คือ บ. ไทยโคเจนเนอเรชั่น จก. ขนาด 90 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินนำเข้าเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเต็มกำลังตั้งแต่ปลายเดือนมีนาคม 2543 เป็นต้นมา อีกส่วนหนึ่งเพิ่มขึ้นที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.8

(ค) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาลดลงถึงร้อยละ 76.5 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากน้ำมันเตามีราคาสูง และก่อให้เกิดมลภาวะประกอบกับ

เป็นนโยบายของรัฐบาลทำให้ กฟผ. ลดการใช้น้ำมันเตาและทดแทนโดย ก๊าซธรรมชาติ

(ง) การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เพิ่มขึ้นจากระยะเดียวกันของปี 2543 ถึงร้อยละ 9.0 เนื่องจาก น้ำในเขื่อนมีปริมาณมาก

(จ) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 46.9 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากในช่วงเดือน กค. - สค. กฟผ. ได้ทำการทดสอบ การเดินเครื่องของระบบ Combine Cycle โดยใช้น้ำมันดีเซลที่โรงไฟฟ้าราชบุรี

(ฉ) การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ลดลงร้อยละ 3.3

3.3 การใช้ไฟฟ้า ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนตุลาคม 2544 มีจำนวน 78,288 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ขยายตัวจากช่วงเดียวกันในปีก่อนร้อยละ 7.1 โดยสาขาธุรกิจและอุตสาหกรรมขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 และ 6.4 ตามลำดับ บ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.8 และภาคเกษตรขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.5 ในขณะที่ทางด้าน ลูกค้านำตรง กฟผ. ลดลงร้อยละ 3.1

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ขยายตัวขึ้นในอัตราร้อยละ 6.3 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยการใช้ ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทุกสาขากล่าวคือ สาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรมมี ปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 9,707 และ 10,995 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้น จากช่วง 10 เดือนแรกของปี 2543 คิดเป็นร้อยละ 5.7 สำหรับสาขานำอยู่อาศัย การใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 6,265 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2543 คิดเป็นร้อยละ 8.5

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 8.0 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกัน ของปี 2543 ในสาขาธุรกิจ สาขาอุตสาหกรรม การใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 8,915 และ 23,956 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 6.7 การใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัยอยู่ในระดับ 11,744 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 12.1

ในส่วนลูกค้านำตรงของ กฟผ. ความต้องการไฟฟ้าในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2544 อยู่ในระดับ 1,428 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 3.1

ตารางที่ 15 การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้
หน่วย : กิกะวัตต์-ชั่วโมง

	2543	2544 (ม.ค. – ต.ค.)	
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)
การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง			
บ้านและที่อยู่อาศัย	6,882	6,265	8.5
ธุรกิจ	10,996	9,707	5.7
อุตสาหกรรม	12,456	10,995	5.7
อื่นๆ	1,790	1,560	5.7
รวม	32,124	28,546	6.3
การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค			
บ้านและที่อยู่อาศัย	12,511	11,744	12.1
ธุรกิจ	10,053	8,915	6.7
อุตสาหกรรม	27,016	23,956	6.7
เกษตรกรรม	154	164	19.5
อื่นๆ	3,986	3,535	6.7
รวม	53,721	48,313	8.0
ลูกค้าตรง กฟผ.	1,752	1,428	-3.1
รวมทั้งสิ้น	87,597	78,288	7.1

4. ประมาณการความต้องการพลังงานของไทยในปี 2544

ประมาณการความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ในปี 2544 เป็นการประมาณการเพิ่มเติมในช่วงเดือน พ.ย. – ธ.ค. 2544 บนพื้นฐานของข้อมูลจริงของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วง 10 เดือนแรก ของปี 2544 โดยคาดว่าความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ ในช่วงเดือน พ.ย และ ธ.ค. 2544 จะเพิ่มสูงขึ้นจากเดือนเดียวกันของปี 2543 ร้อยละ 7.0 และ 5.0 ตามลำดับ ซึ่งมีผลทำให้ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ ในปี 2544 เพิ่มขึ้นจากปี 2543 ร้อยละ 5.1 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ตารางที่ 16 ประมาณการความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ปี 2544
หน่วย: พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

พลังงาน	2543	2544*	อัตราเพิ่ม(%)	
			2543	2544*
น้ำมันปิโตรเลียม	579	561	-5.3	-3.1
ก๊าซธรรมชาติ	380	434	13.0	14.2
ถ่านหิน	52	60	27.3	15.7
ลิกไนต์	103	115	-12.7	12.1
ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านาเข้า	31	32	63.7	4.0
รวม	1,144	1,203	1.7	5.1

ปี 2544 ตัวเลขประมาณการ

ความต้องการน้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 3.1 เมื่อเทียบกับปี 2543 เนื่องจากการใช้น้ำมันเตา ลดลงถึงร้อยละ 28.8 เพราะ กฟผ. ลดการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลง ขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปชนิดอื่นเพิ่มขึ้น การใช้น้ำมันสำเร็จรูปในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2544 ลดลงมาโดยตลอด เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2543 แต่การใช้ได้เพิ่มขึ้นในเดือนตุลาคม 2544 ร้อยละ 2.7 เดือนพฤศจิกายน 2544 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 และ คาดว่าในเดือนธันวาคม 2544 จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 โดยเฉพาะน้ำมันเบนซินการใช้ของเดือนตุลาคมและพฤศจิกายน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 11.2 และ 12.0 ตามลำดับ

การใช้น้ำมันดีเซลในเดือนตุลาคมเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.2 และเดือนพฤศจิกายนเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 เมื่อเทียบกับเดือนเดียวกันของปี 2543 ทั้งนี้คาดว่าสาเหตุสำคัญเนื่องจากในช่วงปลายปี 2544 ราคาน้ำมันสำเร็จรูปมีราคาลดลง ขณะที่ในช่วงต้นปี ราคาน้ำมันอยู่ในระดับสูงมาก

ความต้องการใช้ลิแกนด์และถ่านหินนำเข้าในช่วง 2 เดือนสุดท้ายของปี 2544 ยังคงอยู่ในระดับสูง เป็นผลมาจาก กฟผ. สามารถใช้ลิแกนด์เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าแม่เมาะได้เพิ่มขึ้น เนื่องจากการติดตั้งเครื่องดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์เรียบร้อยแล้ว ประกอบกับความต้องการลิแกนด์และถ่านหินนำเข้าของเอกชนได้เพิ่มขึ้นขึ้นมากเช่นกัน สาเหตุสำคัญเนื่องจากราคาน้ำมันเตาสูงขึ้นมาก อุตสาหกรรมบางแห่งได้เปลี่ยนมาใช้ถ่านหินเพื่อทดแทนการใช้้ำมันเตา

ไฟฟ้า ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในปี 2544 อยู่ที่ระดับ 103,937 ล้านหน่วย (GWh) เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 เมื่อเทียบกับปี 2543 โดยการผลิตไฟฟ้าในเดือนพฤศจิกายน 2544 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 และประมาณการว่าในเดือนธันวาคมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) คาดว่าจะอยู่ในระดับ 16,126 MW เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.1

5. วิเคราะห์ประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้ไฟฟ้าของไทย

การใช้พลังงานโดยทั่วไปจะมีทิศทางในการขยายตัวสอดคล้องกับการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) กล่าวคือ เมื่อ GDP มีการขยายตัวเพิ่มขึ้นการใช้พลังงานก็จะมีขยายตัวเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน ในทางตรงข้ามเมื่อ GDP ลดลงการใช้พลังงานก็จะลดลง

ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศต่างๆ จะดูได้จากหากประเทศใดมี GDP สูง ขณะที่มีการใช้พลังงานน้อยถือได้ว่าประเทศนั้นมีประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน และสัดส่วนการใช้พลังงานต่อ GDP จะต่ำ ดังนั้นเมื่อนามาแสดงในรูปกราฟ ความลาดชันของเส้นกราฟก็จะไม่เพิ่มสูงมาก

สำหรับประเทศไทยเมื่อพิจารณาจากกราฟ (กราฟ 1) เส้นกราฟมีการปรับตัวสูงขึ้นตลอดในช่วงตั้งแต่ปี 2535 – 2541 แสดงให้เห็นว่าการใช้พลังงานต่อ GDP ของไทย

นั้นเพิ่มขึ้นมาตลอดในช่วงดังกล่าว ซึ่งหมายถึงการพัฒนาประเทศในช่วงที่ผ่านมา มีการใช้พลังงานเพิ่มมากกว่าการเพิ่มของ GDP

กราฟ 1 การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ต่อ GDP

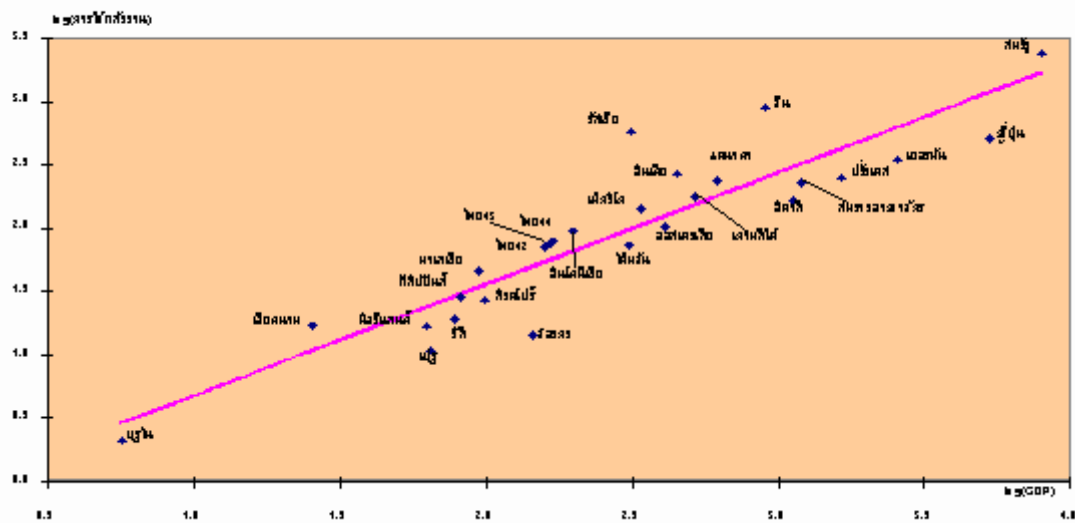


อย่างไรก็ตาม หลังจากประเทศไทยประสบภาวะเศรษฐกิจตกต่ำอย่างรุนแรง ในปี 2541 การผลิตภายในประเทศได้มีการปรับโครงสร้างเพื่อลดต้นทุน ทำให้การใช้พลังงานเริ่มลดลงจะเห็นได้ว่าการใช้พลังงานต่อ GDP ลดลงในปี 2543 และ 2544 แสดงให้เห็นแนวโน้มการใช้พลังงาน ในการพัฒนาประเทศ มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น

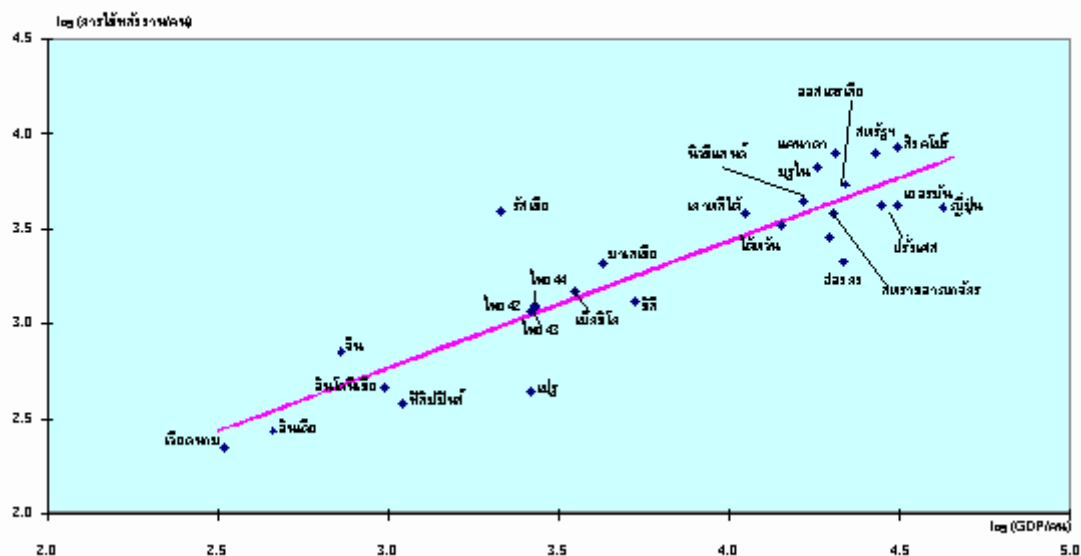
เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบการใช้พลังงาน และ GDP ของไทยกับประเทศต่างๆ ของโลก (โดยใช้เส้นเฉลี่ยการใช้พลังงานของโลกเป็นมาตรฐาน) จากกราฟ 2 จะเห็นได้ว่าประสิทธิภาพในการใช้พลังงานของไทยอยู่ สูงกว่าเส้นการใช้เฉลี่ยของโลก เล็กน้อย แสดงให้เห็นถึงการมีประสิทธิภาพ ในการใช้พลังงานต่ำกว่าการใช้เฉลี่ยของโลก ซึ่งจะต้องมีการปรับปรุงให้ดีขึ้นต่อไป อย่างเช่นประเทศญี่ปุ่น เยอรมัน ฝรั่งเศส เป็นต้น

ถ้านำจำนวนประชากรเข้ามาพิจารณา จะเห็นได้ว่าการใช้พลังงาน และ GDP ต่อประชากร (กราฟ 3) ไทยยังคงมีระดับของการมีประสิทธิภาพ อยู่ใกล้เคียงระดับเฉลี่ยกับประเทศต่างๆ ของโลก

กราฟ 2 การใช้พลังงาน และ GDP

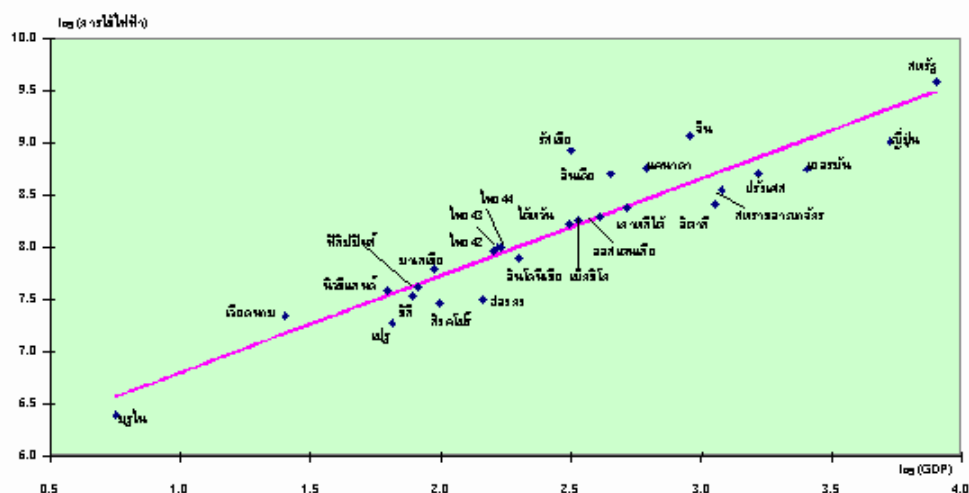


กราฟ 3 การใช้พลังงาน และ GDP ต่อประชากร

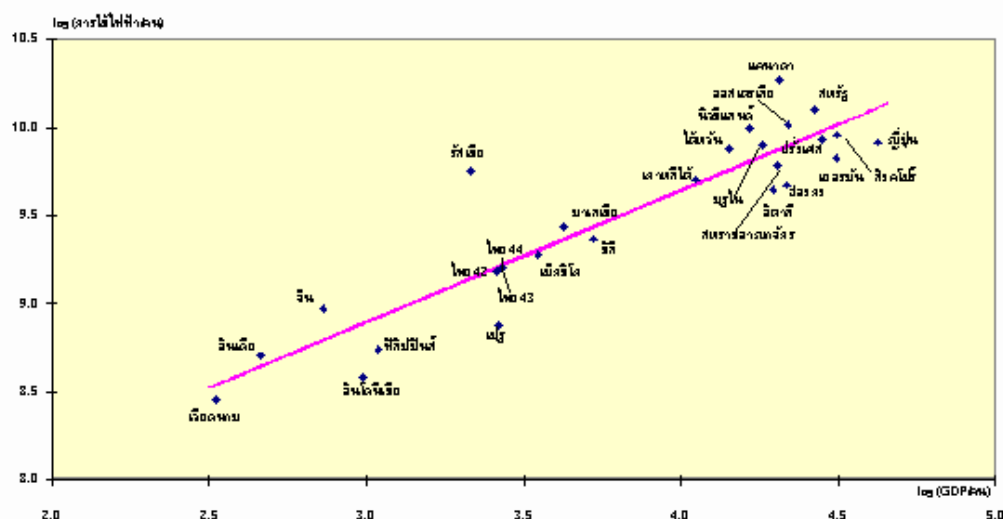


ในด้านการวัดประสิทธิภาพของการใช้ไฟฟ้ามีแนวคิดลักษณะโดยรวม เช่นเดียวกับการใช้พลังงาน กล่าวคือเมื่อนำเอาการใช้ไฟฟ้า และ GDP ของไทยมาเปรียบเทียบกับประเทศต่างๆ ของโลก หรือนำเอาการใช้ไฟฟ้า และ GDP ต่อประชากรของไทย มาพิจารณาเทียบกับของโลก (โดยใช้เส้นการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของโลกเป็นมาตรฐาน) ไทยก็ยังคงอยู่ในระดับเฉลี่ยจากทั่วโลก หรือกล่าวได้ว่าไทย มีประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้าปานกลาง โดยการไฟฟ้าของไทยในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ มีประสิทธิภาพดีกว่ารัสเซีย จีน อินเดีย แคนาดา และมาเลเซีย

กราฟ 4 การใช้ไฟฟ้า และ GDP



กราฟ 5 การใช้ไฟฟ้า และ GDP ต่อประชากร



โดยสรุปประสิทธิภาพทั้งการใช้พลังงาน และการใช้ไฟฟ้าของไทย ถือได้ว่ามี ประสิทธิภาพปานกลาง เมื่อเทียบกับประเทศต่างๆ ของโลก ซึ่งยังคงต้องมีการ พัฒนาปรับปรุงกันให้ดีขึ้นในอนาคต โดยการหามาตรการหรือแนวทางต่างๆ เพิ่มเติม อาทิเช่น มาตรการประหยัดพลังงาน การใช้เครื่องมือเครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพและ ใช้พลังงานต่ำ เพื่อให้เราลดการใช้พลังงานลง ในขณะที่มีการเจริญเติบโตทาง เศรษฐกิจ อย่างต่อเนื่องและยั่งยืน



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 54 ตุลาคม-ธันวาคม 2544

บันทึกข้อมูลใหม่



**ทางเดียวกัน
ไปคันเดียว**

ใช้เข้าร่วมกันลดจาก 5 คันเหลือ 1 คัน
ประหยัดน้ำมันได้ร้อยละ 80



**วางแผน
ก่อนเดินทาง**

ขับรถหลังหวาง 10 นาที
สิ้นเปลืองน้ำมัน 500 ซีซี. เป็นเงิน 7.50 บาท



**เลิกเบิ้ล เลิกบิด
ทุกคัน**

เบิ้ลเครื่องชนดี ขณะเกียร์ว่าง 10 ครั้ง
สิ้นเปลืองน้ำมันเพิ่ม 100 ซีซี. เป็นเงิน 1.50 บาท



**ขับ 91
เต็ม 91**

เติมน้ำมันออกแทน 95 ทั้งที่ใช้รถออกแทน 91 ได้
สิ้นเปลืองน้ำมันเพิ่มอีกจะ 1 บาท



**ไม่รีบ
กีดคันเครื่อง**

ติดเครื่องขุดทิ้งไว้ 5 นาที
สิ้นเปลืองน้ำมัน 100 ซีซี. เป็นเงิน 1.50 บาท



**ตรวจเช็คเครื่อง
เป็นเรื่องประจำ**

บำรุงรักษาเครื่องยนต์ให้ได้อยู่เสมอ
ช่วยให้ประหยัดน้ำมันถึงร้อยละ 3-9