



Energy Policy & Planning Office

EPPO Journal

วารสารนโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 72

เมษายน-มิถุนายน 2549



วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้ นอกจากสถานการณ์ราคาน้ำมัน เชื้อเพลิง สถานการณ์พลังงาน ไทย ที่นำมาให้อ่านติดตาม ความเคลื่อนไหวกันทุกฉบับแล้ว ยังมีข่าวคราวสาระดีๆ เกี่ยวกับ พลังงานมาฝากเหมือนเคย โดย ฉบับนี้ท่านผู้อ่านจะได้รับทราบ เรื่องราวของ NGV มากขึ้น จาก บทสัมภาษณ์ ดร.จิตรพงษ์ กว้าง สุขสถิตย์ รองกรรมการผู้จัดการ ใหญ่ กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สกู๊ปเรื่องทางเลือกใหม่สำหรับ ผู้ใช้รถ และมาตรการภาษีเพื่อ ส่งเสริมการใช้รถ NGV

ฉบับนี้ไม่ใช่จะมีแต่เรื่องของ NGV เท่านั้นนะครับ ยังมีเรื่อง กรอบการกำกับดูแลของ คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการ ไฟฟ้า ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการนำจิม 2 ค่าการตลาด ของสถานีบริการน้ำมัน เยี่ยมชม ดูงานโรงงานผลิตเอทานอล มาให้ได้อ่านกันด้วย นอกจากนี้ ยังมีเคล็ดลับประหยัดพลังงาน ในที่ทำงาน และ 10 บัญญัติ ประหยัดน้ำมัน ให้ลองนำไป ปฏิบัติกัน ซึ่งนอกจากจะช่วย

ประหยัดสตางค์ในกระเป๋าแล้ว
ยังเป็นการช่วยชาติประหยัด
พลังงานได้อีกทางหนึ่งด้วยครับ

- สรุปข่าวพลังงานในรอบ 3 เดือน
- ภาพเป็นข่าว
- Scoop : NGV ทางเลือกใหม่สำหรับผู้ใช้รถ
- กรอบการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
- การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ ฉบับเดือนเมษายน
- ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจืด 2
- ค่าการตลาดของสถานีบริการน้ำมัน
- เยี่ยมชมดูงานโรงงานผลิตเอทานอล
- มาตรการภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้รถ NGV
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- สถานการณ์พลังงานไทย ในช่วง 3 เดือนแรกของ ปี 2549
- สัมภาษณ์พิเศษ - ดร.จิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์
ทิศทางการ NGV เข้ามาทดแทนน้ำมัน
- เคล็ดลับประหยัดพลังงาน : ประหยัดพลังงานในที่ทำงาน



ไปวารสารฉบับที่ 71 กลับหน้าวารสารหลัก ไปวารสารฉบับที่ 73

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
กรกฎาคม 2549

วารสาร

นโยบาย

พลังงาน

ฉบับที่ 72 เมษายน-มิถุนายน 2549



ISSN 0859-3701



สัมภาษณ์พิเศษ

ดร.จิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

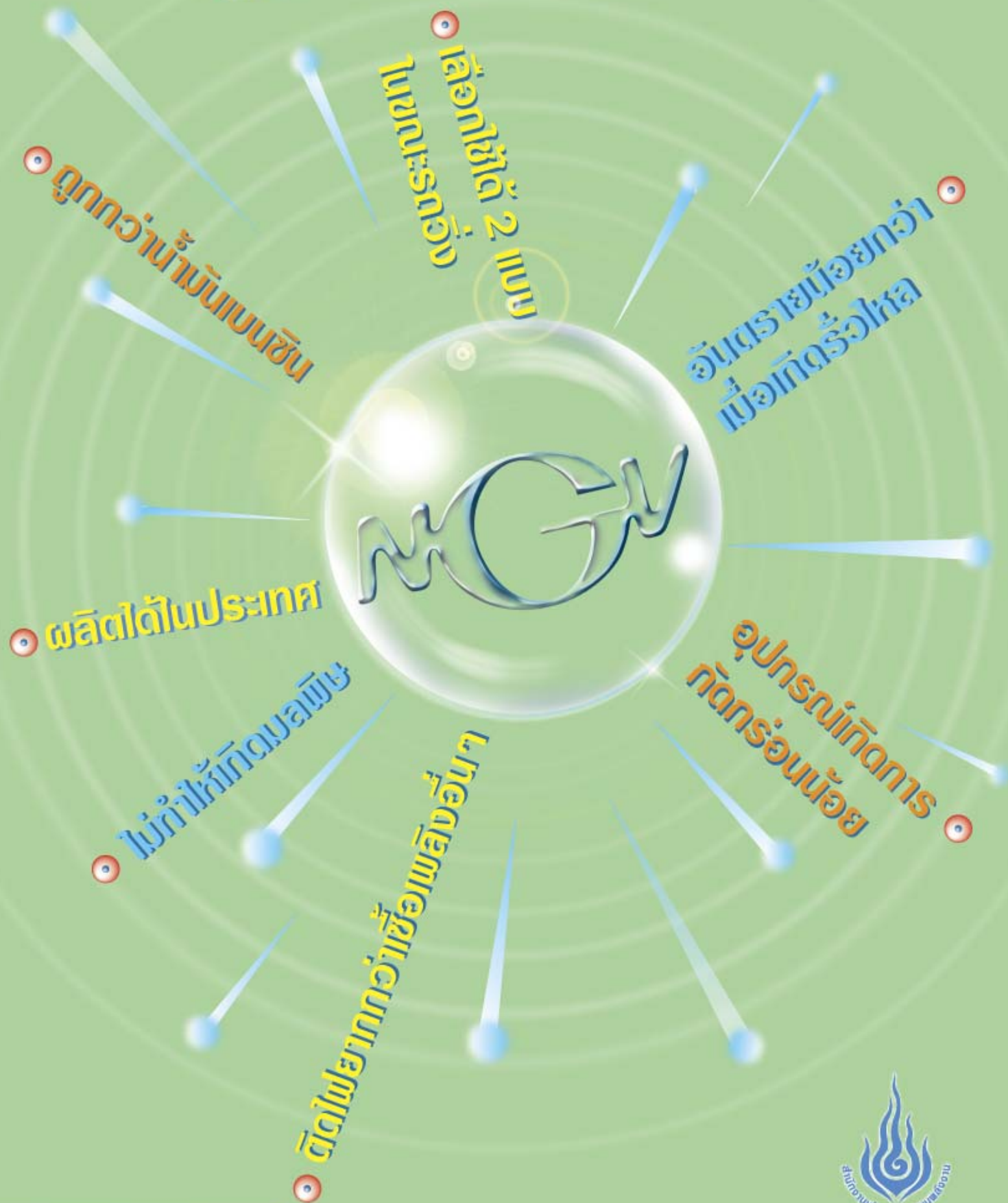
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ทางเลือกในมือ สำหรับผู้ใช้รถ



มาตรการภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้รถ NGV
ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการนำเข้ 2
เยี่ยมชมดูงานโรงงานผลิตเอทานอล
เว็บไซต์ใหม่ www.e-report.energy.go.th

ทำในท้อง...NGV





ทักทาย

วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้ นอกจากสถานการณ์ราคา น้ำมันเชื้อเพลิง สถานการณ์พลังงานไทย ที่นำมาให้ผู้่านติดตาม ความเคลื่อนไหวกันทุกฉบับแล้ว ยังมีข่าวคราวสาระดีๆ เกี่ยวกับ พลังงานมาฝากเหมือนเคย โดยฉบับนี้ท่านผู้อ่านจะได้รับทราบ เรื่องราวของ NGV มากขึ้น จากบทสัมภาษณ์ ดร.จิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์ รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สรุปเรื่องทางเลือกใหม่สำหรับผู้ ใช้รถ และมาตรการภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้รถ NGV

ฉบับนี้ไม่ใช่จะมีแต่เรื่องของ NGV เท่านั้นนะครับ ยังมีเรื่อง กรอบการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเริม 2 ค่าการตลาดของสถานี บริการน้ำมัน เยี่ยมชมดูงานโรงงานผลิตเอทานอล มาให้ได้อ่าน กันด้วย นอกจากนี้ ยังมีเคล็ดลับประหยัดพลังงานในที่ทำงานและ 10 บัญญัติ ประหยัดน้ำมัน ให้ลองนำไปปฏิบัติกัน ซึ่งนอกจาก จะช่วยประหยัดสตางค์ในกระเป๋าแล้ว ยังเป็นการช่วยชาติประหยัด พลังงานได้อีกทางหนึ่งด้วยครับ

คณะทำงาน

นโยบายน พลังงาน



เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา

นายเมตตา บันเทิงสุข
นายวิระพล จิระประดิษฐกุล
นายบุญส่ง เกิดกลาง

จัดทำโดย

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทร. 0 2612 1555
โทรสาร 0 2612 1357-8
www.eppo.go.th

ออกแบบและผลิต

บริษัท ไดเรคชั่น แพลน จำกัด
โทร. 0 2642 5241-3, 0 2247 2339-40
โทรสาร 0 2247 2363
www.directionplan.net



สารบัญ

กระแสพลังงาน

- 3 สรุปข่าวพลังงานในรอบ 3 เดือน
- 6 ภาพเป็นข่าว

เรื่องเด่นในฉบับ

- 8 Scoop : NGV ทางเลือกใหม่สำหรับผู้บริโภค
- 12 กรอบการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
- 16 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ ฉบับเดือนเมษายน
- 26 ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจิม 2
- 36 ค่าการตลาดของสถานีบริการน้ำมัน
- 38 เยี่ยมชมโรงงานผลิตเอทานอล
- 56 มาตรการภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้รถ NGV

คอลัมน์พิเศษ

- 30 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- 42 สถานการณ์พลังงานไทยในช่วง 3 เดือนแรกของ ปี 2549
- 59 สัมภาษณ์พิเศษ ดร.จิตรพงษ์ กว้างสุขสภิตย์
ทิศทางที่ NGV เข้ามาทดแทนน้ำมัน
- 64 เติบโตของประหยัดพลังงาน : ประหยัดพลังงานในที่ทำงาน

ประเด็นข่าวประจำเดือน มีนาคม 2549

◀ กระทรวงพลังงาน เรียกประชุมคณะทำงานที่เกี่ยวข้องด้านพลังงานหารือถึงมาตรการรองรับสถานการณ์ราคาน้ำมันแพง เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อเศรษฐกิจ

◀ สนพ. เสนอแผนปรับลดการชดเชยราคาก๊าซหุงต้ม โดยลดสัดส่วนการชดเชยตั้งแต่เดือนกรกฎาคม และในปีนี้จะยกเลิกการชดเชยให้หมด ทั้งนี้ต้องเสนอ ครม. ตัดสินใจ

◀ ผลการประชุมคณะกรรมการเรกูเรเตอร์ เมื่อวันที่ 27 เมษายน ยืนยัน กพผ. ต้องลดสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทลูก ทั้งเอ็กโกและราชบุรี ให้ต่ำกว่า 25% ตามระเบียบปัสดจจัดซื้อจัดจ้าง และต้องไม่ให้ฝ่ายบริหารงานทำงานซ้ำซ้อน นอกจากนี้ ยังมีมติเห็นชอบปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ในระหว่างปี 2549-2564 เนื่องจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดิมที่จัดทำขึ้นเมื่อปี 2547 ใช้เศรษฐกิจขยายตัวปานกลางเป็นฐานลงทุนเริ่มคลาดเคลื่อน ซึ่งอัตราการเติบโตเศรษฐกิจปี 2548 ขยายตัวลดลงอยู่ที่ 4.5% จากที่คาดการณ์เดิมจะขยายตัว 6.5%

◀ กระทรวงพลังงาน จัดกิจกรรมรวมพลังราชการไทยลดใช้พลังงาน เพื่อให้หน่วยงานราชการร่วมใจกันประหยัดพลังงาน โดยในปี 2549 ตั้งเป้าให้ทุกหน่วยงานลดให้ได้ 10%

◀ กระทรวงพลังงาน ได้หารือกับโรงงานผลิตไบโอดีเซลเพื่อกำหนดมาตรฐานน้ำมันไบโอดีเซลชุมชน ซึ่งเน้นให้ประชาชนในพื้นที่ต่างๆ ผลิตไบโอดีเซลเพื่อบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันดีเซลในภาคเกษตรกรรม

◀ ครม. นัดพิเศษอนุมัติลดส่งเงินในส่วนของน้ำมันดีเซลเข้ากองทุนน้ำมันลิตรละ 1 บาท มีผลให้ราคาน้ำมันลิตรละ 1 บาท ทำให้กองทุนฯ สูญเสียรายได้เดือนละ 1,500 ล้านบาท ทั้งนี้เนื่องจากราคาน้ำมันได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้นายสมคิด จาตุศรีพิทักษ์ รองนายกรัฐมนตรี ได้สั่งการให้กรมการขนส่งทางบกหาทางลดภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์ เพื่อจูงใจคนใช้ก๊าซ NGV

◀ สนพ. เสนอแผนปรับลดการชดเชยราคาก๊าซหุงต้ม โดยลดสัดส่วนการชดเชย ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม และในปีนี้จะยกเลิกการชดเชยให้หมด ทั้งนี้ต้องเสนอ ครม. ตัดสินใจ

◀ ผลการประชุมคณะกรรมการกำกับดูแลการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 27 เมษายน ยืนยัน กฟผ. ต้องลด สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัททุก ทั้งเอ็กโกและราชบุรี ให้ต่ำกว่า 25% ตามระเบียบพัสดุจัดซื้อ จัดจ้าง และต้องไม่ให้ฝ่ายบริหารงานทำงานซ้ำซ้อน นอกจากนี้ ยังมีมติเห็นชอบปรับค่าพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้าใหม่ในระหว่างปี 2549-2564 เนื่องจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เดิมที่จัดทำขึ้นเมื่อปี 2547 ใช้เศรษฐกิจขยายตัวปานกลางเป็นฐานลงทุนเริ่มคลาดเคลื่อน ซึ่ง อัตราการเติบโตเศรษฐกิจปี 2548 ขยายตัวลดลงอยู่ที่ 4.5% จากที่คาดการณ์เดิมจะขยายตัว 6.5%

◀ กระทรวงพลังงาน จัดกิจกรรมรวมพลังราชการไทย ลดใช้พลังงาน เพื่อให้ หน่วยงานราชการร่วมกันประหยัดพลังงาน โดยในปี 2549 ตั้งเป้าให้ทุกหน่วยงานลด ให้ได้ 10%

◀ กระทรวงพลังงานหารือกับโรงงานผลิตไบโอดีเซลเพื่อกำหนดมาตรฐาน น้ำมันไบโอดีเซลชุมชน ซึ่งเน้นให้ประชาชนในพื้นที่ต่างๆ ผลิตไบโอดีเซล เพื่อ บรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันดีเซลในภาคเกษตรกรรม

◀ ครม. อนุมัติสินเชื่อมูลค่าลดส่งเงินในส่วนของน้ำมันดีเซลเข้า กองทุนน้ำมันดีเซล 1 บาท มีผลให้ราคาหน้าปั๊มลดทันทีลิตรละ 1 บาท ทำให้กองทุนฯ สูญเสียรายได้เดือนละ 1,500 ล้านบาท ทั้งนี้เนื่องจาก ราคาน้ำมันได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ นายสมคิด จาตุศรีพิทักษ์ รองนายกรัฐมนตรี ได้สั่งการให้กรมการขนส่งทางบก หาทางลดภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์ เพื่อจูงใจคนใช้ก๊าซ NGV



ประเด็นข่าวประจำเดือน พฤษภาคม 2549

◀ กรม. มีมติให้มีการปรับลดเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในส่วนของน้ำมันดีเซล ลิตรละ 1 บาท ต่อจากที่กองทุนน้ำมันฯ เรียกเก็บลิตรละ 1.95 บาท เพื่อบรรเทาผลกระทบให้ภาคขนส่งและประชาชนจากภาวะราคาน้ำมันแพง เริ่ม 28 เมษายน 2549

◀ คณะรัฐมนตรี วันที่ 9 พฤษภาคม 2549 อนุมัติ 15 มาตรการประหยัดพลังงานในหน่วยงานของภาครัฐ

◀ กระทรวงพลังงาน ปรับนโยบายการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ จากเดิมกำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ตั้งแต่ปี 2551-2553 ต้องมีโรงไฟฟ้าชีวมวล 5% ของกำลังการผลิตใหม่ มาใช้วิธีประกาศรับซื้อไฟฟ้าในราคาสูงใจตั้งแต่ปี 2554 และเน้นพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล เช่น แกลบ หรือวัสดุการเกษตร เพราะมีต้นทุนต่ำ โดยให้ กฟผ. ดำเนินการและเลือกประเภทเชื้อเพลิง

◀ กระทรวงคมนาคม กำหนดให้รถขนส่งสาธารณะทุกระบบปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ไปใช้ก๊าซ NGV ทั้งหมด โดยนำร่องในส่วนของรถร่วมบริการองค์การขนส่งมวลชนกรุงเทพ (ขสมก.) จำนวน 12,420 คัน

◀ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ นำร่องส่งเสริมการปลูกสบู่ดำในระยะเวลา 3 ปี เพื่อให้เกษตรกรปลูกและหีบน้ำมันสบู่ดำใช้เองในครัวเรือนและชุมชน ซึ่งหากโครงการดังกล่าวสำเร็จจะช่วยลดภาระค่าน้ำมันดีเซลกับเครื่องยนต์ทางการเกษตรขนาดเล็กที่มีอยู่จำนวน 3.7 ล้านเครื่องทั่วประเทศ คิดเป็นเงินประมาณปีละ 1 พันล้านบาท

◀ บริษัทรถยนต์ 3 ค่าย (เบนซ์-โตโยต้า-จีเอ็ม) เล็งผลิตรถยนต์ NGV ตั้งเงื่อนไขขยายเวลาลดหย่อนภาษีสรรพสามิต รถนอกโรงงานคันละ 5 หมื่นบาท จาก 2 ปี เป็น 3 ปี

◀ กระทรวงพลังงาน จัดงานสัมมนาคณะกรรมการไตรภาคี โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ซึ่งปัจจุบันมีผู้ผลิตไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว 14 ราย คิดเป็นไฟฟ้ารวม 194 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อจากวัสดุทางการเกษตร เช่น แกลบ ชานอ้อย ชลช โดยตั้งอยู่ในพื้นที่ 10 จังหวัดทั่วประเทศ

◀ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) อนุมัติร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเฒ่า 2 กำลังการผลิต 615 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเข้าระบบได้ปีละ 2,310 ล้านหน่วย ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

ภาพ เป็น ข่าว

พลังไทย

ฉลาดใช้พลังงาน..หน้าร้อน

นายวิษณุ เครืองาม รองนายกรัฐมนตรี นายวิเศษ จูภิบาล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และนายจาตุรนต์ ฉายแสง รัฐมนตรีว่าการกระทรวงศึกษาธิการ ร่วมกันแถลงข่าวเปิดตัวโครงการ "พลังไทย ฉลาดใช้พลังงาน...หน้าร้อน" เพื่อกระตุ้นให้ประชาชนลดใช้พลังงานหน้าร้อน ซึ่งเป็นช่วงที่มีปริมาณการใช้พลังงานทั้งไฟฟ้าและน้ำมันเพิ่มมากขึ้น ด้วยการจัดกิจกรรมล้างแอร์ในราคาพิเศษให้กับประชาชน 20,000 เครื่อง ล้างฟรีสำหรับหน่วยงานราชการ 20,000 เครื่อง ตั้งเป้าลดใช้ไฟฟ้า 22 ล้านบาท/6 เดือน และกิจกรรมตรวจเช็คสภาพเครื่องยนต์ (Tune up) 25,000 คัน ตั้งเป้าลดใช้น้ำมัน 28 ล้านบาท/ 6 เดือน



รวมพลังราชการไทย สักยอร์ จ.สุราษฎร์ธานี

นายวิญญู ทองสกุล รองผู้ว่าราชการจังหวัดสุราษฎร์ธานี คนที่ 5 จากซ้ายมือ มอบรางวัลเชิดชูเกียรติแกหน่วยงานราชการและรัฐวิสาหกิจในพื้นที่รับผิดชอบของสำนักงานพลังงานภูมิภาคที่ 11 (จังหวัดชุมพร ระนอง สุราษฎร์ธานี พังงา กระบี่ ภูเก็ต ตรัง) โดยหน่วยงานลดใช้พลังงานไฟฟ้าดีเด่น ได้แก่

สำนักงานสรรพากรพื้นที่กระบี่ และหน่วยงานลดใช้น้ำมันดีเด่น ได้แก่ ตำรวจภูธรจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีนายนเรศ สัตยารักษ์ ผู้ตรวจราชการกระทรวงพลังงาน คนที่ 2 จากซ้ายมือ และผู้บริหารระดับสูงสังกัดกระทรวงพลังงาน ร่วมแสดงความยินดีในงาน "รวมพลังราชการไทย ลดใช้พลังงาน สักยอร์ภูมิภาค" ณ โรงแรมวังใต้ จังหวัดสุราษฎร์ธานี

สัมมนา "พลังงานทดแทน และการประหยัดพลังงาน"

นายชวลิต พิชาลัย ผู้อำนวยการสำนักวิเคราะห์แผนพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เป็นประธานเปิดการสัมมนา "พลังงานทดแทน และการประหยัดพลังงาน" ให้ความรู้ทั่วไปเรื่องการใช้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ เอ็นจีวี และไบโอดีเซล เป็นเชื้อเพลิง ทดแทนน้ำมัน และเทคนิคการขับขีรถยนต์อย่างประหยัดพลังงานและปลอดภัย โดยมีศิลปินดาราสระต๋อง สุภัทษรา ไชยมงคล และไฟ-พาทิศ พิสิฐกุล พร้อมด้วยผู้เข้าร่วมสัมมนากว่า 100 ท่าน เข้าร่วมทดสอบประสิทธิภาพการขับขีรถยนต์ที่ใช้พลังงานทดแทนเป็นเชื้อเพลิง ณ สนาม BRC ซีคอนสแควร์ ถนนศรีนครินทร์





หน่วยงานประหยัดพลังงานดีเด่น ประจำปี 2548

นายวิเศษ จูภิบาล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นประธานมอบรางวัลให้กับผู้แทนหน่วยงานประหยัดพลังงานดีเด่น ประจำปี 2548 ในเขตกรุงเทพมหานคร และพื้นที่รับผิดชอบของสำนักงานพลังงานภูมิภาคที่ 1 (5 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดปทุมธานี สมุทรปราการ นนทบุรี อุตรดิตถ์ และอ่างทอง) ประกอบด้วย

หน่วยงานที่ลดใช้ไฟฟ้าดีเด่น ได้แก่ สถานีตำรวจภูธรตำบลโรงใต้ ลดได้ 32% กองบังคับการอำนวยการ (บข.ก.) ลดได้ 19% และหน่วยงานที่ลดการใช้น้ำมันดีเซล ได้แก่ ตำรวจภูธรจังหวัดปทุมธานี ลดได้ 14% และสถาบันวิจัยเกษตรวิศวกรรม ลดได้ 29% โดยมีผู้บริหารระดับสูง สังกัดกระทรวงพลังงานร่วมแสดงความยินดีในงานสัมมนากรมพลังงานราชการไทย ลดใช้พลังงาน สัญจรภูมิภาค ครั้งที่ 1 ณ สโมสรทหารบก กรุงเทพฯ

ผู้บริหาร ก.พลังงานร่วมงานสัมมนา SPP



นายวิเศษ จูภิบาล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ร่วมด้วยผู้บริหารระดับสูง สังกัดกระทรวงพลังงาน ร่วมงานสัมมนา "โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน" ซึ่งจัดขึ้นเพื่อสรุปผลการดำเนินงานของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

จำนวน 14 ราย ที่ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งมีการจัดการด้านอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อมดีเยี่ยม โดยปัจจุบันโรงไฟฟ้าขนาดเล็กทั้ง 14 แห่ง สามารถผลิตไฟฟ้าเข้าระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) แล้ว 194 เมกะวัตต์



เยาวชนเยี่ยมชมศูนย์เผยแพร่ความรู้ ด้านการใช้พลังงาน

ศูนย์เผยแพร่ความรู้ด้านการใช้พลังงาน อย่างมีประสิทธิภาพ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดอบรมให้ความรู้ความเข้าใจ เรื่องการอนุรักษ์พลังงานแก่เยาวชนจำนวน 40 ราย ที่ผ่านการคัดเลือกเข้าค่าย "เยาวชนกับการอนุรักษ์

สิ่งแวดล้อมและทรัพยากร ครั้งที่ 21" เพื่อให้เยาวชนได้นำความรู้เรื่องการอนุรักษ์พลังงานไปถ่ายทอดและเผยแพร่ให้กับเพื่อนเยาวชนและครอบครัวต่อไป หน่วยงานที่สนใจเข้าร่วมอบรมสามารถติดต่อได้ที่ โทร. 0 2612 1555 ต่อ 212 หรือดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่ www.eppo.go.th



ทางเลือกใหม่สำหรับผู้บริโภค

จากภาวะราคาน้ำมันที่สูงขึ้นในปัจจุบัน ทำให้ผู้ใช้รถต่างก็ได้รับผลกระทบไปตามๆ กัน ผู้ใช้รถบางรายที่ทนแบกรับภาระค่าน้ำมันไม่ไหว ก็เปลี่ยนไปใช้ก๊าซ LPG หรือก๊าซหุงต้มแทน เนื่องจากราคาถูกกว่าน้ำมัน แต่นอกจากก๊าซ LPG แล้ว ก๊าซ NGV ก็เป็นอีกทางเลือกที่น่าสนใจมากสำหรับผู้บริโภค เพราะนอกจากราคาถูกกว่าน้ำมันค่อนข้างมากแล้ว ราคายังถูกกว่าก๊าซ LPG อีกด้วย

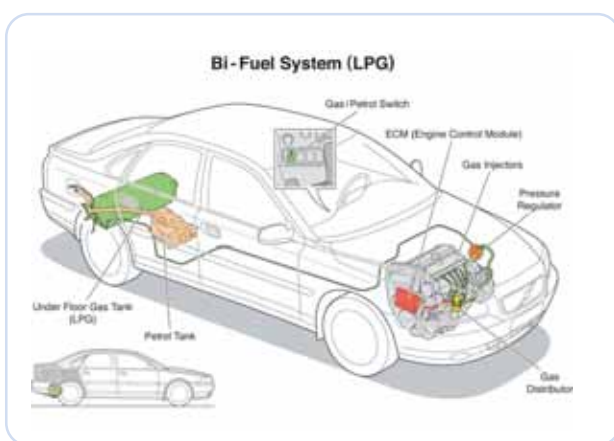


NGV (Natural Gas for Vehicles) หรือ ก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์

เป็นก๊าซธรรมชาติที่ถูกบีบอัดจนมีความดันสูงกว่า 3,000 ปอนด์/ตารางนิ้ว มีน้ำหนักเบากว่าอากาศ เมื่อมีก๊าซรั่วออกมา ก๊าซนั้นก็จะลอยขึ้นด้านบนไม่สะสมอยู่ในห้องโดยสาร และมีเสียงแรงดันเป็นสัญญาณเตือนการรั่วของก๊าซ โดย NGV สามารถถูกเป็นไฟได้เหมือนกับเบนซิน ดีเซล และ LPG เพียงแต่จะถูกเป็นไฟได้ที่อุณหภูมิสูง 650°C ในขณะที่เบนซิน ดีเซล และ LPG สามารถถูกเป็นไฟได้ที่อุณหภูมิต่ำกว่า 370°C, 250°C และ 475°C ตามลำดับ ดังนั้น ก๊าซ NGV จึงเป็นก๊าซที่มีอันตรายน้อยกว่าเบนซิน ดีเซล และ LPG นอกจากนี้ การใช้ก๊าซ NGV ยังทำให้การเผาไหม้สมบูรณ์กว่า และมีปริมาณไอเสียต่ำกว่าการใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ เนื่องจาก ก๊าซ NGV มีคาร์บอนไดออกไซด์น้อยกว่า จึงเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด สามารถช่วยลดมลพิษทางอากาศได้

ปัจจุบันมีการนำก๊าซ NGV มาใช้ทดแทนทั้งน้ำมันเบนซินและดีเซล โดยเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซ NGV เป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันเบนซิน มีอยู่ 2 ประเภท คือ

1. ใช้ก๊าซ NGV เป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว (Dedicated NGV) เป็นรถยนต์ที่ออกแบบและพัฒนาขึ้นมาเพื่อให้ใช้สำหรับก๊าซ NGV โดยเฉพาะ



2. ใช้ก๊าซ NGV ระบบเชื้อเพลิงทวิ (Bi-Fuel System) เป็นระบบที่ผู้ใช้สามารถกดปุ่มเลือกใช้น้ำมันเบนซินหรือก๊าซ NGV ก็ได้ ระบบนี้มีทั้งที่ผลิตมาจากโรงงานโดยตรง หรือนำรถยนต์เบนซินเดิมมาติดตั้งอุปกรณ์ใช้ก๊าซ NGV ซึ่งมี 2 ระบบ คือ



ระบบดูดก๊าซ (Fumigation System) มีอุปกรณ์สำหรับผสมก๊าซกับอากาศ (Gas Mixer) ทำหน้าที่ผสมอากาศที่เครื่องยนต์ดูดเข้าไปกับก๊าซ NGV ในอัตราส่วนที่เหมาะสมสำหรับการเผาไหม้ แล้วจึงจ่ายเข้าเครื่องยนต์ ระบบนี้ใช้กับเครื่องยนต์ที่จ่ายน้ำมันเบนซินด้วยคาร์บูเรเตอร์และหัวฉีด

แม้ว่าระบบดูดก๊าซสามารถใช้กับเครื่องยนต์จ่ายน้ำมันเบนซินด้วยหัวฉีด (EFI) ได้ และค่าใช้จ่ายจะถูกลง แต่สมรรถนะของเครื่องยนต์ก็ลดลงตามไปด้วย และอาจเกิดปัญหาการเผาไหม้ย้อนกลับ (Back Fire) จนส่งผลให้เกิดความเสียหายแก่ท่อร่วมไอดีที่ทำจากพลาสติกหรือไฟเบอร์ รวมถึงไส้กรองอากาศ ซึ่งอาจแก้ไขได้โดยการเปลี่ยนท่อร่วมไอดีเป็นชนิดเหล็กหล่อหรือใช้อุปกรณ์ระบายความดันที่เกิดจากการเผาไหม้ย้อนกลับ



ระบบฉีดก๊าซ (Multi Point Injection System, MPI) อุปกรณ์หลัก ๆ ประกอบด้วยชุดควบคุมอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic Control Unit) อุปกรณ์ปรับความดันก๊าซ (Pressure Regulator) อุปกรณ์ปรับเวลาการจุดระเบิดของเครื่องยนต์ (Timing Advancer) สวิตช์เลือกชนิดเชื้อเพลิง ถังบรรจุก๊าซ (CNG Cylinder) ชุดจ่ายก๊าซ (Gas Distributor)

ตัวตรวจวัดออกซิเจน (Oxygen Sensor) และตัวตรวจวัดตำแหน่งของปีกผีเสื้อ (Throttle Position Sensor) ระบบนี้จะจ่ายเชื้อเพลิงก๊าซด้วยหัวฉีดที่ท่อไอดีของแต่ละสูบโดยเฉพาะ และควบคุมส่วนผสมให้ใช้อากาศพอดีสำหรับการเผาไหม้ในทุกสภาวะการทำงานของเครื่องยนต์ จึงเกิดการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ระบบนี้ใช้กับเครื่องยนต์ที่จ่ายน้ำมันเบนซินด้วยหัวฉีด (EFI)

ส่วนเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซ NGV เป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันดีเซล มีอยู่ 2 ประเภท คือ

1. ใช้ก๊าซ NGV เป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว (Dedicated NGV) ผลิตมาจากโรงงานโดยตรง หรือปรับเปลี่ยนจากเครื่องยนต์ดีเซลเดิม

2. ใช้ NGV ระบบเชื้อเพลิงร่วม (Dual Fuel System, DDF) เป็นระบบที่ใช้ก๊าซธรรมชาติร่วมกับน้ำมันดีเซล สามารถเลือกที่จะใช้น้ำมันดีเซลอย่างเดียว หรือใช้เชื้อเพลิงร่วมก็ได้ โดยการปรับสวิตช์เลือกเชื้อเพลิงใช้หลักการทำงานแบบดูดอากาศ มี 2 ระบบ คือ

ระบบควบคุมแบบธรรมดา หรือ Mechanic Control ทำงานโดยให้ก๊าซธรรมชาติความดันสูงจากถังบรรจุไหลผ่านมายังอุปกรณ์ลดความดัน แล้วจ่ายก๊าซไปผสมกับอากาศที่บริเวณท่อร่วมไอดี และผ่านเข้าห้องเผาไหม้ ขณะเดียวกันก็จะจ่ายน้ำมันดีเซลเข้าห้องเผาไหม้ เพื่อจุดระเบิดนำการเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติ ช่วยลดปริมาณควันดำลงได้



ระบบควบคุมแบบวงจรปิด ใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ควบคุมการจ่ายก๊าซและน้ำมันดีเซล โดยใช้อุปกรณ์ควบคุมอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic Control Unit) ทำงานคล้าย ๆ กับแบบธรรมดา แต่สามารถป้อนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ไปควบคุมการจ่ายก๊าซให้เหมาะสมกับปริมาณอากาศที่เข้าห้องเผาไหม้ และปรับการจ่ายน้ำมันดีเซลที่ปั๊ม เพื่อให้อัตราส่วนก๊าซธรรมชาติต่อน้ำมันดีเซลเหมาะสมสำหรับการเผาไหม้ที่สภาวะการทำงานต่างๆ ของเครื่องยนต์

รถยนต์ที่ใช้ก๊าซ NGV จำเป็นต้องดูแลรักษาและซ่อมบำรุงระบบจ่ายก๊าซมากกว่ารถยนต์ที่ใช้น้ำมัน โดยควรทำการตรวจสอบต่างๆ อย่างสม่ำเสมอ ดังนี้

1. ใช้ฟองสบู่หรือเครื่องตรวจวัดก๊าซรั่วเพื่อหารอยรั่วของท่อก๊าซ
2. ทำความสะอาดไส้กรองอากาศทุกระยะวิ่ง 5,000 กิโลเมตร
3. ตรวจสอบความแน่นหนาของนอต สกรู ที่ยึดถึงก๊าซ
4. ตั้งบ่าวาล์วไอดีเสียทุกระยะทาง 40,000-60,000 กิโลเมตร และเพื่อเป็นการยืดอายุการใช้งานของบ่าวาล์ว ควรใช้น้ำมันเบนซินสลับกับการใช้ก๊าซ NGV



สำหรับสถานีบริการก๊าซ NGV ปัจจุบันเปิดให้บริการแล้ว 35 แห่ง ดังนี้

สถานีบริการ	ที่อยู่	โทรศัพท์
1. กำแพงเพชร 2	ถ.กำแพงเพชร 2 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ	0 2618 2898
2. กิมจิ้น	ถ.พหลโยธิน เขตดอนเมือง กรุงเทพฯ	0 2996 7217-8
3. คลังพระโขนง	คลังน้ำมันพระโขนง กรุงเทพฯ	0 2537 2000
4. กัลยาปิโตรเลียม (ชลบุรี)	ถ.สุขุมวิท ต.คลองตำหรุ อ.เมือง จ.ชลบุรี	0 3874 3391
5. ถนนกิ่งแก้ว	ถ.กิ่งแก้ว ต.ราชาเทวะ อ.บางพลี จ.สมุทรปราการ	0 4718 9425
6. พัฒนาการ	ถ.พัฒนาการ เขตสวนหลวง กรุงเทพฯ	0 2722 1664
7. ทองสุทธิกุล	ต.บางน้ำจืด อ.เมือง จ.สมุทรสาคร	0 1646 4632-3
8. นิคมฯ ตลาดกระบี่	ต. ลำปลายทิว เขตตลาดยาว กรุงเทพฯ	0 2737 8451-2
9. นิมิตใหม่	ถ.นิมิตใหม่ เขตคลองสามวา กรุงเทพฯ	0 1174 8730
10. บริษัท บางใหญ่ปิโตรเลียม จำกัด	ต.บางเลน อ.บางใหญ่ จ.นนทบุรี	0 2921 5835
11. ส บริษัท ปิยะจิต จำกัด	ถ.พหลโยธิน แขวงคลองหนึ่ง เขตคลองหลวง จ.ปทุมธานี	0 2902 0148
12. บริษัท อินเตอร์ปิโตรเลียม จำกัด	ถ.กาญจนาภิเษก เขตทวีวัฒนา กรุงเทพฯ	0 2885 8903-4
13. บริษัท เพชรดีออยล์ จำกัด	ปากซอยเจริญ 72 ถ.เจริญสนิทวงศ์ เขตบางพลัด กรุงเทพฯ	0 2880 1941-2
14. ประชาราษฎร์	ถ.ประชาราษฎร์ (กรุงเทพฯ-นนท์) เขตบางซื่อ กรุงเทพฯ	0 2912 9950
15. ปุณณมา	ถ.เจริญสนิทวงศ์ 13 เขตภาษีเจริญ กรุงเทพฯ	0 2410 2735-6
16. พงษ์สถาพร	ถ.สุขาภิบาล 1 เขตบางแค กรุงเทพฯ	0 2802 4162
17. บัณฑิตาสรณ์ (ระยอง)	ถ.สุขุมวิท ต.มาบตาพุด อ.เมือง จ.ระยอง	0 3868 5064
18. รังสิต-ปทุมธานี	บริเวณตลาดสุชาติรังสิต ซอยศาลาร่วมใจ ถ. รังสิต-ปทุมธานี อ.ธัญบุรี จ.ปทุมธานี	0 2567 2963
19. รามอินทรา กม. 6.5	เขตคันนายาว กรุงเทพฯ	0 2946 5953-4
20. ศรีเจริญภัณฑ์	1093 ถ.วิภาวดีรังสิต แขวงตลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ	0 2939 4392
21. ศักดิ์ชัย เซอร์วิสออยล์	92/517 ม.2 ถ.เสรีไทย แขวงคลองกุ่ม เขตบึงกุ่ม กรุงเทพฯ	0 2732 5290-3
22. ส.เจริญสมบัติ	53/3 หมู่ 10 ถ.กาญจนาภิเษก ต.บางไผ่ อ.บางแค กรุงเทพฯ	0 2410 3584-6
23. สำโรง(BV11)	สถานีควบคุมความดันก๊าซ ปากซอยอุดมเดช ถ.สุขุมวิท จ.สมุทรปราการ	0 6056 5186
24. หจก.แสงเจริญปิโตรเลียม	ถ.บางกรวย-ไทรน้อย ต.บางรักพัฒนา อ.บางบัวทอง จ.นนทบุรี	0 2571 7064
25. หจก.ไพบูลย์ปิโตรเลียม	ต.บางเมือง อ.เมือง จ.สมุทรปราการ	0 2385 6157-9
26. อ.อุดมชัยออยล์	ถ.เพชรเกษม กม.21 ต.อ้อมน้อย อ.กระทุ่มแบน จ.สมุทรสาคร	0 2420 1279
27. เตชะถาวร	ถ.รามคำแหง (สุขาภิบาล 3) เขตสะพานสูง กรุงเทพฯ	0 2373 1436
32. ศรีสยามปิโตรเลียม	(หน้าศูนย์วิจัย ปตท.) อ.วังน้อย จ.พระนครศรีอยุธยา	0 3572 3399
33. จรมาปิโตรเลียม	ต.บึงคำพร้อย อ.ลำลูกกา จ.ปทุมธานี	0 2987 8655
34. โปรเทค 1	ถ.เทียนร่วมมิตร ตรงข้ามสถานทูตเกาหลี กรุงเทพฯ	0 2246 2321-2
35. ทิพากร	ถ.สายไหม กรุงเทพฯ	

กรอบการกำกับดูแลของ คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า



แนวทางการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของประเทศจะมีการแยกงานนโยบายและการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าออกจากกัน โดยให้มีการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐ ดังนั้น เพื่อให้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด จึงได้มีการสร้างความชัดเจนในการปฏิบัติงาน โดยมีการแยกกรอบการดำเนินงานด้านนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าออกจากกัน ซึ่ง กพช. ได้ให้ความเห็นชอบกรอบดังกล่าวแล้ว เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2549 ที่ผ่านมา

1. ความเป็นมา

1.1 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุม เมื่อวันที่ 9 กันยายน 2546 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แปลงสภาพเป็นบริษัท ห้างหุ้นส่วน จำกัด โดยใช้พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 ต่อมาคณะรัฐมนตรีในการประชุม เมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 ได้มีมติเห็นชอบเรื่องการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ในลักษณะ Enhanced Single-Buyer Model (ESB) ตลอดจนแนวทางการกำกับดูแลตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ โดยให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (Board of Commission) และให้ กพช. ทำหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยให้กระทรวงพลังงานดำเนินการปรับปรุงกฎหมายที่มีอยู่ให้มีความเหมาะสมต่อไป

1.2 เพื่อเป็นการดำเนินการตามนโยบายการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า และแนวทางการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าตามมติคณะรัฐมนตรีข้างต้น กระทรวงพลังงานจึงได้ดำเนินการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าเพื่อแยกการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าและงานนโยบายออกจากกัน โดยแบ่งการดำเนินงานเป็น 2 ระยะ คือ (1) การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (กกฟ.) เพื่อกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านก่อนมีพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า และ (2) การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในระยะยาว โดยให้ยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า พ.ศ. ... เพื่อให้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีความครบถ้วนสมบูรณ์ต่อไป



2. การดำเนินงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน

2.1 การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน นายกรัฐมนตรีโดยความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2548 ได้วางระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. 2548 เพื่อจัดตั้ง กกฟ. โดยได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2548 และมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษา โดยต่อมา คณะรัฐมนตรีในการประชุม เมื่อวันที่ 22 พฤศจิกายน 2548 มีมติเห็นชอบการแต่งตั้ง กกฟ. จำนวน 7 ราย ตามที่ กระทรวงพลังงานเสนอ ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2548 เป็นต้นไป เพื่อทำหน้าที่กำกับดูแลอัตราค่าบริการ กำหนดมาตรการส่งเสริมการแข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจผูกขาดในทางมิชอบ กำหนดวิธีการและ กำกับการแข่งขันการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ กำกับดูแล การปฏิบัติงานของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า กำหนดและ กำกับดูแลมาตรฐานทางวิชาการและความปลอดภัยของ การประกอบกิจการไฟฟ้า ตลอดจนกำหนดมาตรการใน การคุ้มครองผู้บริโภค

2.2 กกฟ. มีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการ 6 คณะ เพื่อช่วยปฏิบัติงานและนำเสนอต่อ กกฟ. เพื่อพิจารณาให้ ความเห็นชอบ ดังนี้

(1) **อกก. กำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ** ทำหน้าที่ดำเนินการศึกษา วิเคราะห์และจัดทำข้อเสนอ ที่เกี่ยวกับการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ ตามกรอบนโยบายที่ กกฟ. กำหนด

(2) **อกก. พิจารณาระเบียบการเชื่อมโยงระบบ ไฟฟ้า** ทำหน้าที่ดำเนินการศึกษา วิเคราะห์และจัดทำ ข้อเสนอที่เกี่ยวกับการพิจารณาระเบียบการเชื่อมโยง ระบบไฟฟ้าตามกรอบที่ กกฟ. กำหนด

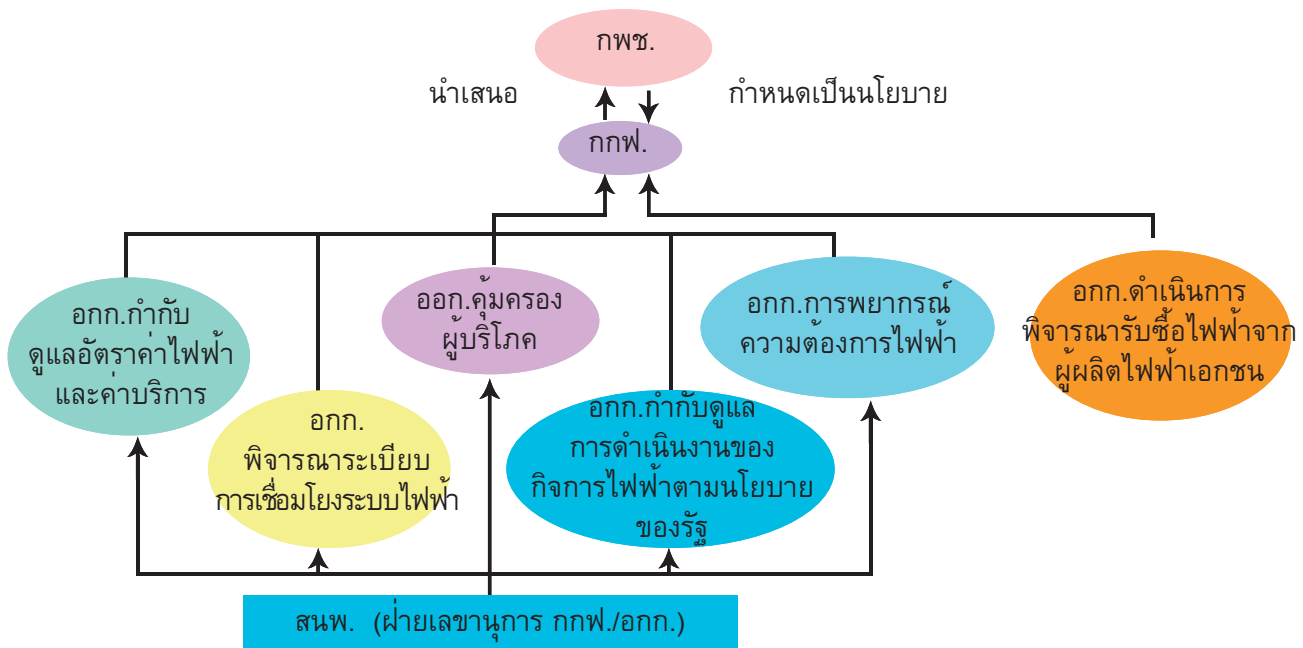
(3) **อกก. กำกับดูแลการดำเนินงานของกิจการ ไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐ** ทำหน้าที่ดำเนินการติดตาม ตรวจสอบ รายงาน กำกับดูแลการดำเนินงานของ การไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐ ตามที่คณะกรรมการ บริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และ กกฟ. กำหนด ตลอดจนจัดทำข้อเสนอที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแล การดำเนินงานของการไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐ

(4) **อกก. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า** ทำหน้าที่ดำเนินการศึกษา วิเคราะห์และจัดทำข้อเสนอ ที่เกี่ยวข้องกับการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามกรอบ นโยบายที่ กกฟ. กำหนด

(5) **อกก. คุ้มครองผู้บริโภค** ทำหน้าที่ดำเนินการ ศึกษา วิเคราะห์และจัดทำข้อเสนอที่เกี่ยวกับการคุ้มครอง ผู้บริโภคตามกรอบนโยบายของรัฐ

(6) **อกก. ดำเนินการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน** ทำหน้าที่ศึกษา วิเคราะห์และจัดทำ แนวทางการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการ ในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าที่มี ความชัดเจนโปร่งใสและเป็นธรรมต่อผู้ลงทุน ภายใต้ แนวทางที่ กกฟ. ให้ความเห็นชอบ พิจารณาสั่งให้ ประธานกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าออกประกาศ เชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนสำหรับ การจัดหาไฟฟ้าภายหลังปี พ.ศ. 2553 ตลอดจน ดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์และวิธีการ ที่กำหนดและเสนอ กกฟ. ให้การอนุมัติ และดำเนินการ เจรจาเพื่อให้การลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ

โครงสร้างการดำเนินงานภายใต้คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า



2.3 ที่ผ่านมา การดำเนินงานด้านนโยบายและการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าจะอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กพข. ที่จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ดังนั้น เพื่อให้การดำเนินงานการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด จึงต้องสร้างความชัดเจนโดยการแยกกรอบการดำเนินงานด้านนโยบายของ กพข. และการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของ กกฟ. ออกจากกัน โดย กพข. ในการประชุม เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2549 ได้มีมติเห็นชอบเรื่องการแบ่งขอบเขตงานนโยบายและการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าดังกล่าว

3. กรอบการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

3.1 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ : ทำหน้าที่เป็นผู้พิจารณาและเสนอแนะนโยบาย แผนบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ การกำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขการกำหนดราคาพลังงาน ตลอดจนติดตามและสนับสนุนการดำเนินการของคณะกรรมการทั้งหลายที่มีอำนาจหน้าที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจและภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน เพื่อดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบาย แผนบริหาร และพัฒนาพลังงานของประเทศ เพื่อนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการประกาศใช้ต่อไป สรุปขอบเขตงานนโยบายกิจการไฟฟ้าได้ดังนี้

- (1) การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า : หลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า หลักเกณฑ์การชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า และองค์ประกอบสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ตลอดจนกำหนดนโยบายมาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้า
- (2) รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้า : กำหนดรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้า (กิจการผลิตกิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีกไฟฟ้า)
- (3) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า : กำหนดนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน การส่งเสริม SPP, VSPP, DG, RPS และการกำหนดทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าของ กพผ. ตลอดจนกำหนดนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- (4) แผนการลงทุนของการไฟฟ้า : อนุมัติแผนพัฒนา กำลังผลิตไฟฟ้า แผนการลงทุนของการไฟฟ้า กำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม
- (5) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า : อนุมัติค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

3.2 คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า : กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านภายใต้กรอบนโยบายที่กำหนด ตลอดจนศึกษาและจัดทำรายละเอียดข้อเสนอในประเด็นต่างๆ เพื่อเสนอต่อ กพข. หรือคณะกรรมการอื่นเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบกำหนดเป็นนโยบายต่อไปสรุปประเด็นได้ดังนี้

(1) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า :

- ศึกษาและจัดทำรายละเอียดข้อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามกรอบนโยบายกำหนด และเสนอต่อผู้กำหนดนโยบายอนุมัติ
- กำหนดวิธีการคำนวณ ประกาศและกำกับดูแลการปรับราคาไฟฟ้าตามสูตร Ft ตามสูตรที่ กพข. หรือกรมเห็นชอบ
- กำกับดูแลการปรับปรุงเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า และกำกับดูแลการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานและการลงทุนของการไฟฟ้า
- กำกับดูแลการดำเนินงานของการไฟฟ้าตามมาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าที่กำหนด และเสนอแผนการปรับปรุง
- พิจารณาการร้องเรียนการอุทธรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า

(2) รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้า : กำกับดูแลการดำเนินงานของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่กำหนด ได้แก่ ติดตามตรวจสอบการดำเนินการแบ่งขอบเขตงานของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (Ring Fence SO) และการดำเนินการแบ่งแยกทางบัญชีระหว่างกิจการผลิตและกิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีกไฟฟ้า

(3) การส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า :

- การออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าภายใต้กรอบนโยบายกำหนด
- กำหนดมาตรการและกำกับดูแลการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า
- กำกับการดำเนินงานของการไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งนโยบายที่เกี่ยวข้องและเสนอแนะการปรับปรุงระเบียบฯ ต่อผู้กำหนดนโยบาย
- เสนอแนะการเชื่อมโยงระบบ ตลอดจนมาตรการการแก้ไขปัญหาการปฏิบัติตามระเบียบและข้อกำหนด



- ติดตามความคืบหน้าการดำเนินงานและพิจารณาการร้องเรียนการอุทธรณ์ของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า

(4) แผนการลงทุนของการไฟฟ้า :

- กำกับดูแลการดำเนินงานตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า แผนการลงทุนของการไฟฟ้า และนำเสนอการปรับปรุงแผนการลงทุนที่สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปต่อผู้กำหนดนโยบาย
- เสนอแนะแนวทางการจัดหาไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ รวมทั้งการจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
- เสนอแนะและให้ความเห็นต่อแผนการลงทุนของการไฟฟ้า เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาของ กพข. หรือกรม.

(5) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า : ติดตามสถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าและระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง และจัดทำข้อเสนอ การปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ ฉบับเดือนเมษายน

ความสำคัญของการพยากรณ์
ความต้องการไฟฟ้า



ไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นต่อการดำรงชีวิตประจำวันและเป็นปัจจัยพื้นฐานในการขับเคลื่อนทางเศรษฐกิจ เพื่อให้ประชาชนมีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอและทั่วถึง และเพื่อให้เศรษฐกิจมีการขยายตัวได้อย่างต่อเนื่อง จึงจำเป็นต้องมีการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าล่วงหน้า เพื่อให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องอันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) นำไปใช้วางแผนการลงทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดย กฟผ. จะนำค่าพยากรณ์ดังกล่าวไปใช้วางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าแรงสูง การเจรจาซื้อไฟฟ้าจากเอกชนและประเทศเพื่อนบ้าน รวมทั้งใช้วางแผนจัดหาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจัดหาและส่งไฟฟ้าให้กับ กฟน. และ กฟภ. โดยทั้ง 2 หน่วยงานจะทำการวางแผนการลงทุนการก่อสร้างระบบจำหน่ายและระบบบริการเพื่อจัดจำหน่ายไฟฟ้าที่มีคุณภาพให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศต่อไป

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะปานกลางและระยะยาว มีความจำเป็นอย่างยิ่งต่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศเนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต้องใช้เวลา 5-7 ปี นอกจากนี้ การพยากรณ์ความต้องการ

ไฟฟ้าที่แม่นยำก็มีความสำคัญเป็นอย่างมาก เพราะจะทำให้การลงทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเป็นไปอย่างเหมาะสม ไม่มากหรือน้อยเกินไป หากค่าพยากรณ์สูงเกินไปจนทำให้มีการลงทุนมากเกินไปเกินความต้องการจะทำให้ค่าไฟฟ้าสูงเกินควร แต่หากค่าพยากรณ์ต่ำเกินไปจนทำให้มีการลงทุนที่ต่ำกว่าความต้องการ จะทำให้เกิดปัญหาไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับได้ ซึ่งส่งผลเสียอย่างมากต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้า

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวของประเทศนั้น เป็นหน้าที่ของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าซึ่งอยู่ภายใต้คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า โดย นายยงยุทธ วิชัยดิษฐ ประธานกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ได้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2549 ซึ่งประกอบด้วย ผู้แทนจากหน่วยงานผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ กฟผ. กฟน. กฟภ. สมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ผู้แทนหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ผู้แทนจากผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย สมาคมธนาคารไทย ผู้แทนจากคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ได้แก่ นายศิริชัย สายะศิลป์ นายวิจิต หล่อจิระชุนห์กุล และนายวีระพล จิรประดิษฐกุล และผู้ทรงคุณวุฒิ ได้แก่ นายเทียนไชย

จงพีรเพียร นายบัณฑิต เอื้ออาภรณ์ นายศิริ วัชรอำนวย โดยมี นายณณคุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นประธานอนุกรรมการฯ ทั้งนี้คณะอนุกรรมการฯ ได้แต่งตั้งคณะทำงานจัดทำคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เพื่อช่วยงานของคณะอนุกรรมการฯ ประกอบด้วยผู้แทน จาก 3 การไฟฟ้าและผู้แทนจาก สนพ. โดยมี นายวีระพล จิรประดิษฐกุล รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นประธาน

คำพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการพลังงานไฟฟ้า

ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า คณะอนุกรรมการฯ จะทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของระบบ กฟผ. ทั้งค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) และค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy) โดยค่า Peak เป็นค่า สูงสุดของความต้องการไฟฟ้าในแต่ละปี มีหน่วยเป็น เมกะวัตต์ (MW) ใช้ในการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าหรือ รับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนทั้งภายในและต่างประเทศ ส่วนค่า Energy เป็นปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในแต่ละชั่วโมงตลอดทั้งปี มีหน่วยเป็นล้านหน่วย (GWh) ใช้วางแผนการใช้เชื้อเพลิง ของ กฟผ. ในการผลิตไฟฟ้าแต่ละปี นอกจากนี้ คณะอนุกรรมการฯ จะทำการพยากรณ์ค่า Peak และค่า Energy ในระดับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้ง กฟน. และ กฟภ. และภาพรวมของลูกค้านำตรงของ กฟผ. รวมทั้งทำการพยากรณ์ค่า Energy ของ กฟน. และ กฟภ. ในระดับ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าอีกด้วย

จากการพยากรณ์ค่า Peak และค่า Energy จะสามารถคำนวณหาค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) ซึ่งจะเป็นตัวชี้วัดว่าการใช้ไฟฟ้ามีการกระจายตัวสม่ำเสมอมากน้อยเพียงใด มีหน่วยเป็นร้อยละ กรณีค่า Load Factor ที่สูงหรือเข้าใกล้ 100 แสดงว่ามีการใช้ ทรัพยากรการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพดีกว่า กรณีค่า Load Factor ที่ต่ำหรือเข้าใกล้ศูนย์ โดยมีสูตรในการคำนวณดังนี้

Load Factor (%) =	ค่า Energy ในรอบปี (kWh) x 100 (%)
	ค่า Peak ในรอบปี (kW) x จำนวนชั่วโมงในรอบปี (h)

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับที่ผ่านมา

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับที่ผ่านมา คือ ฉบับเดือนมกราคม 2547 ทำการพยากรณ์ตั้งแต่ พ.ศ. 2547-2559 โดยจัดทำเป็น 3 กรณี เพื่อเป็นทางเลือกในการจัดทำแผนการลงทุน ได้แก่ กรณีเศรษฐกิจขยายตัว ปานกลาง (Moderate Economic Growth: MEG) กรณีเศรษฐกิจขยายตัวช้า (Low Economic Growth: LEG) และกรณีเศรษฐกิจขยายตัวตามเป้าหมาย (Target Economic Growth: TEG) โดยการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง นำคำ พยากรณ์ฯ กรณี MEG ไปใช้วางแผนการลงทุน ซึ่งในปี 2548 คำพยากรณ์ฯ ต่ำกว่าค่าจริงที่เกิดขึ้น โดยค่า Peak ที่พยากรณ์ไว้สำหรับ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ต่ำกว่า ค่าจริงร้อยละ 2.86 5.41 และ 0.74 ตามลำดับ ส่วนค่า Energy ที่พยากรณ์ไว้สำหรับ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ต่ำกว่าค่าจริง 1.43 5.50 และ 0.32 ตามลำดับ ทั้งนี้เป็นผล มาจากสภาพเศรษฐกิจที่ชะลอตัวต่ำกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ จากเดิมซึ่งประมาณว่า อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) ในปี 2548 อยู่ที่ระดับร้อยละ 6.5 ซึ่งสูงกว่าค่าจริง ที่ระดับร้อยละ 4.5 ดังนั้น คณะอนุกรรมการฯ จึงได้ทำ การปรับปรุงคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเมษายน 2549

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเมษายน 2549 ได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการ ไฟฟ้า เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2549 โดยคณะอนุกรรมการฯ ได้ทำการพยากรณ์ตั้งแต่ พ.ศ. 2549-2564 โดยจัดทำเป็น 3 กรณี เพื่อเป็นทางเลือกในการวางแผน ได้แก่ กรณีต่ำ กรณีฐานและกรณีสูง ซึ่งเป็นการพยากรณ์ความต้องการ ไฟฟ้าของระบบ กฟผ. รวมปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับ ประเทศเพื่อนบ้าน แต่ไม่รวมความต้องการไฟฟ้านอก ระบบ กฟผ.

สมมุติฐานที่ใช้ในการพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเมษายน 2549



- ▶ อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) ในแต่ละกรณีเป็นดังนี้

ตารางที่ 1 ค่า GDP ที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

กรณี	ปี (พ.ศ.)											ค่าเฉลี่ยในช่วงปี		
	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	50-54	55-59	59-64
ต่ำ	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8	3.7	3.8	3.7	4.0	3.8	3.8
ฐาน	5.0	5.5	5.5	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.2	5.5	5.5
สูง	5.5	6.5	6.4	6.4	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.5	6.4	6.5	6.5	6.5

▶ ค่าความสูญเสียในระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ให้มีค่าคงที่ตลอดช่วงการพยากรณ์ โดยกำหนดเป็นสัดส่วนร้อยละของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดของแต่ละระบบ และกำหนดให้ค่าความสูญเสียของระบบผลิตและระบบส่งของ กฟผ. เท่ากับ ร้อยละ 5.10 ส่วนในระบบจำหน่ายมีค่าความสูญเสียของ กฟน. และ กฟภ. เท่ากับร้อยละ 3.64 และ 5.20 ตามลำดับ

▶ โครงการขนาดใหญ่ที่ไม่รวมอยู่ใน GDP กฟน. ได้รวมความต้องการไฟฟ้าของโครงการรถไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต จำนวน 10 สาย รวม 210 เมกะวัตต์ หรือ 1,067 ล้านหน่วย

▶ นโยบายของรัฐที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้า เช่น โครงสร้างค่าไฟฟ้า การอนุรักษ์พลังงานได้คำนึงถึงอยู่แล้วในแบบจำลอง โดยถือว่ามีการนำนโยบายดังกล่าวมาบังคับใช้เช่นเดียวกับที่มีในอดีต

วิธีการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเมษายน 2549

▶ การพยากรณ์ค่า Energy

- กฟน. และ กฟภ. ใช้วิธีการพยากรณ์ด้วยตัวแบบเศรษฐกิจ พร้อมตัวแบบปรับแก้ความคลาดเคลื่อน (Econometric Model with Error Correction Model) ตามวิธีของ Engle-Granger หรือตัวแบบเศรษฐกิจแบบ Auto-Regressive Distributed Lag (ARDL) โดยทำการพยากรณ์เป็นรายเดือน ซึ่งมีตัวแปรที่มีผลกระทบต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้า คือ อัตราค่าไฟฟ้า, GDP และอุณหภูมิ แต่เนื่องจากไม่มีข้อมูล GDP เป็นรายเดือน จึงใช้ข้อมูลปริมาณเงินตามความหมายแคบ (M1*) มาเป็นตัวแทน GDP แล้วนำมารวมกับความสูญเสียในระบบจำหน่าย

- ลูกค้านำตรงของ กฟผ. ใช้วิธีการสอบถามโดยตรงจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย

- ระบบ กฟผ. ได้จากการรวมค่า Energy ของ กฟน. กฟภ. และลูกค้านำตรงของ กฟผ. ซึ่งเรียกว่า ค่า Energy ที่ กฟผ. จำหน่าย (Total EGAT Sales) เมื่อนำมารวมกับค่าความสูญเสียในระบบผลิตและส่ง จะได้ค่า Energy ที่ระบบ กฟผ. ต้องการ (Total EGAT Generation Requirement)

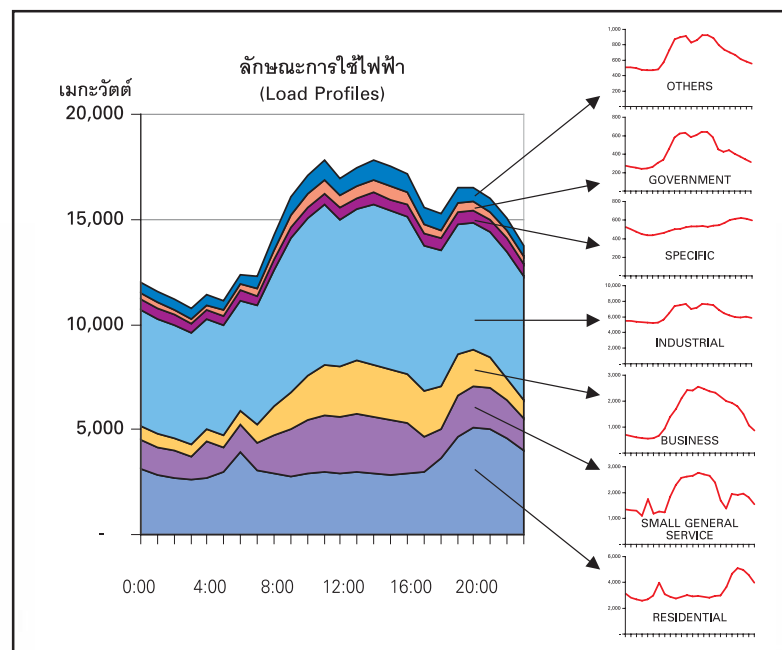
► การพยากรณ์ค่า Peak

- ระบบ กฟน. และ กฟภ. ใช้หลักการของ ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) โดยนำ Load Profile ของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ามาคำนวณหาค่า Energy (ซึ่งเท่ากับพื้นที่ใต้กราฟ) แล้วทำการปรับให้เท่ากับค่า Energy ที่พยากรณ์ไว้ในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อนำ Load Profile ของทุกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ามารวมกัน จะได้ Load Profile ในภาพรวมของ กฟน. และ กฟภ. ซึ่งจะสามารถหาค่า Peak ของ กฟน. และ กฟภ. ได้ ดังแสดงในรูปที่ 1

- ลูกค้าตรงของ กฟผ. ใช้หลักการ Load Profile โดยทำการปรับ Load Profile ของลูกค้าแต่ละรายให้เท่ากับที่พยากรณ์ไว้ แล้วนำ Load Profile ของลูกค้าทุกรายมารวมกัน เพื่อหาค่า Peak ของระบบลูกค้าตรงๆ ต่อไป

- ระบบ กฟผ. โดยการนำ Load Profile ของระบบ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรงๆ มารวมกัน แล้วจะได้ Load Profile ของระบบ กฟผ. ซึ่งจะได้ค่า Peak ของระบบ กฟผ. วิธีนี้จะทำให้ได้ค่า Peak ของ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรงๆ ที่เกิดขึ้น ณ เวลาเดียวกันกับระบบ กฟผ. (Coincident Peak)

* ปริมาณเงินตามความหมายแคบ (Narrow Money : M1) หมายถึง ปริมาณเงินที่หมุนเวียนในมือประชาชน ประกอบด้วย ธนบัตรและเหรียญกษาปณ์ในมือประชาชน และเงินฝากเผื่อเรียกของประชาชนในระบบธนาคาร



รูปที่ 1 แสดงการใช้ Load Profile ในการหาค่า Peak ของระบบ กฟน. และ กฟภ.

ผลค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเมษายน 2549

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ กฟผ. (Total EGAT Generation Requirement)

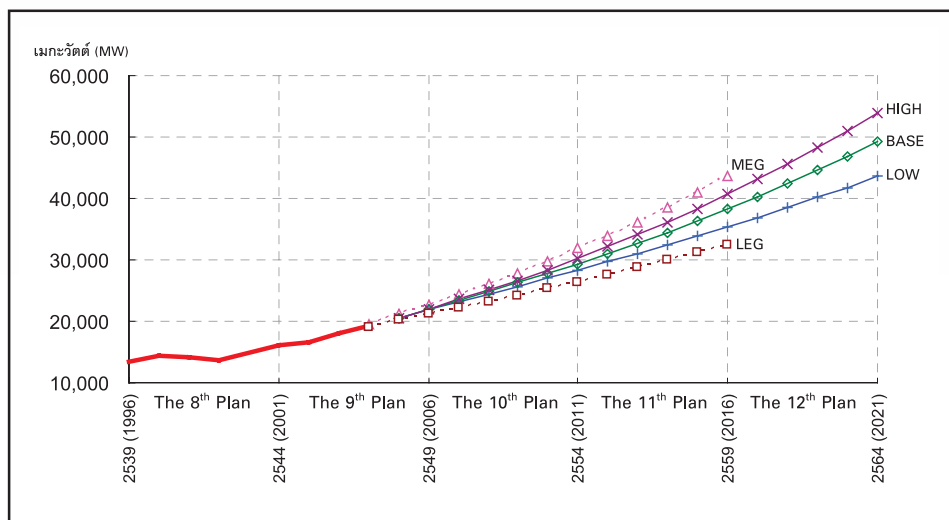
ค่า Peak ของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 11 และ 12 เป็นดังนี้

กรณีต่ำ : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1,290 1,411 และ 1,636 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 5.30 4.55 และ 4.24 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 28,350 35,406 และ 43,584 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

กรณีฐาน : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1,475 1,781 และ 2,223 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 5.96 5.44 และ 5.24 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 29,337 38,241 และ 49,355 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

กรณีสูง : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1,650 2,086 และ 2,660 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.57 6.10 และ 5.82 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 30,259 40,689 และ 53,987 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. (EGAT's Peak Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth	
		MW	%		MW	%		MW	%
Jan04_LEG	26,404	1,056	4.56	32,489	1,217	4.23			
Jan04_MEG	31,844	1,821	6.97	43,558	2,343	6.47			
Apr06_LOW	28,350	1,290	5.30	35,406	1,411	4.55	43,584	1,636	4.24
Apr06_BASE	29,337	1,475	5.96	38,241	1,781	5.44	49,355	2,223	5.24
Apr06_HIGH	30,259	1,650	6.57	40,689	2,086	6.10	53,987	2,660	5.82

ค่า Energy ของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 11 และ 12 เป็นดังนี้

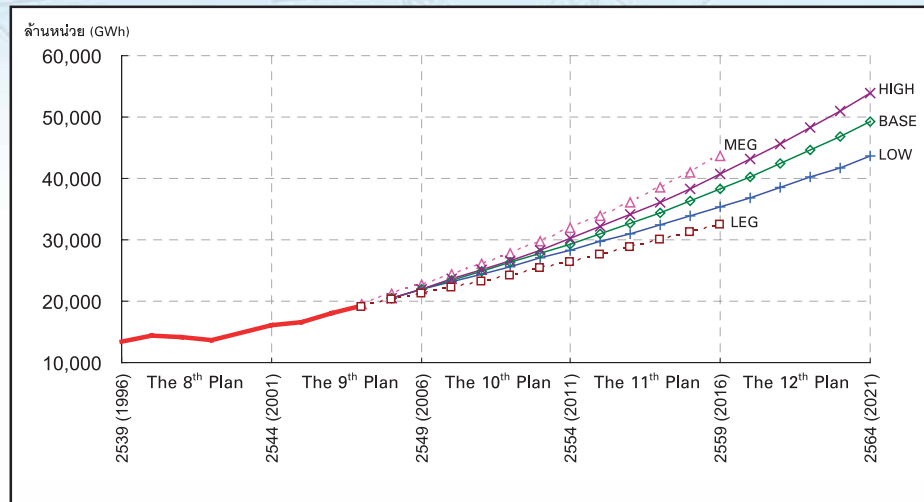
กรณีต่ำ : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 8,419 9,231 และ 10,755 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 5.29 4.55 และ 4.26 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 185,407 231,561 และ 285,335 ล้านหน่วย ตามลำดับ

กรณีฐาน : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 9,610 11,624 และ 14,591 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 5.94 5.44 และ 5.26

ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 191,772 249,892 และ 322,845 ล้านหน่วย ตามลำดับ

กรณีสูง : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 10,736 13,596 และ 17,436 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.54 6.09 และ 5.84 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 197,682 265,663 และ 352,845 ล้านหน่วย ตามลำดับ

คำพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT's Energy Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth	
		GWh	%		GWh	%		GWh	%
Jan04_LEG	172,379	6,974	4.62	212,788	8,082	4.30			
Jan04_MEG	206,674	11,803	6.96	282,488	15,163	6.45			
Apr06_LOW	185,407	8,419	5.29	231,561	9,231	4.55	285,335	10,755	4.26
Apr06_BASE	191,772	9,610	5.94	249,892	11,624	5.44	322,845	14,591	5.26
Apr06_HIGH	197,682	10,736	6.54	265,663	13,596	6.09	352,845	17,436	5.84

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ กฟผ. (Total EGAT Sales to MEA)

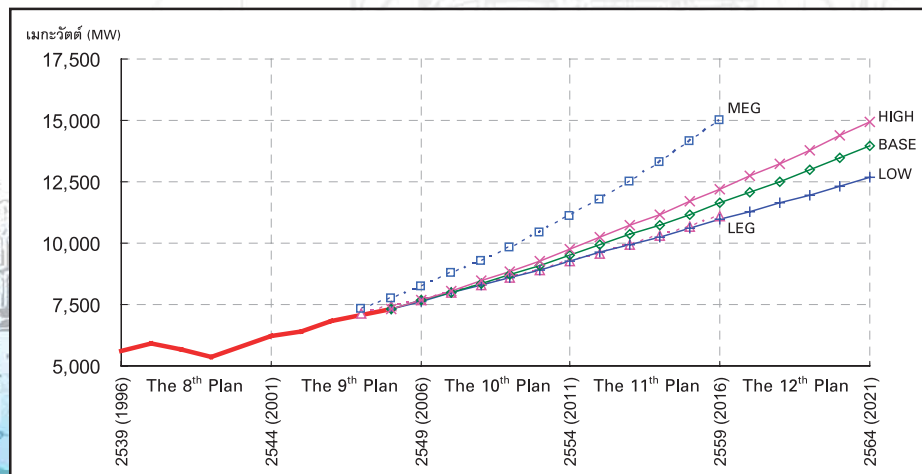
ค่า Peak ของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนพัฒนาฉบับที่ 10 11 และ 12 เป็นดังนี้

กรณีต่ำ : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 327 337 และ 341 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 3.96 3.40 และ 2.94 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 9,275 10,962 และ 12,668 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

กรณีฐาน : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 375 422 และ 462 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 4.48 4.08 และ 3.69 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 9,532 11,643 และ 13,954 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

กรณีสูง : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 420 489 และ 547 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 4.95 4.57 และ 4.12 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 9,769 12,216 และ 14,950 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. (MEA's Peak Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth	
		MW	%		MW	%		MW	%
Jan04_LEG	9,248	311	3.75	11,080	366	3.68			
Jan04_MEG	11,085	569	6.11	15,029	789	6.28			
Apr06_LOW	9,275	327	3.96	10,962	337	3.40	12,668	341	2.94
Apr06_BASE	9,532	375	4.48	11,643	422	4.08	13,954	462	3.69
Apr06_HIGH	9,769	420	4.95	12,216	489	4.57	14,950	547	4.12

ค่า Energy ของ กฟน. ที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนพัฒนา
ฉบับที่ 10 11 และ 12 เป็นดังนี้

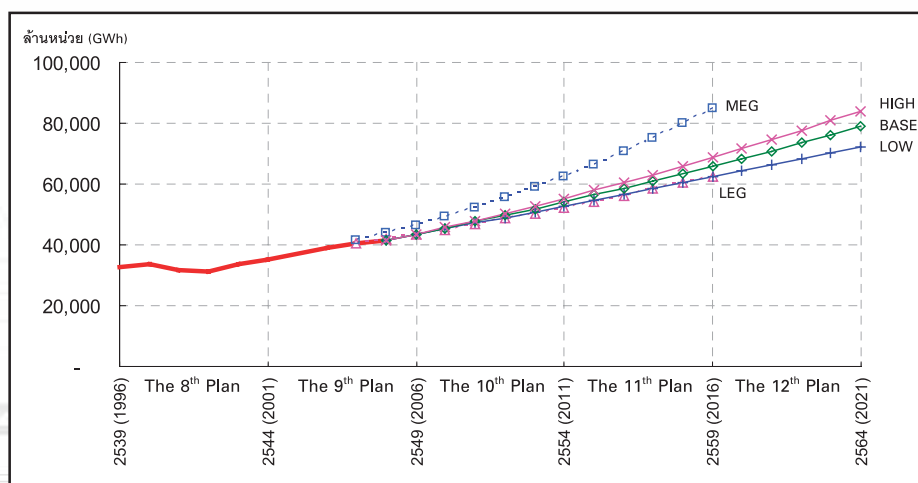
กรณีต่ำ : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1,857 1,930 และ 1,987 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 3.95 3.42 และ 3.00 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 52,726 62,377 และ 72,310 ล้านหน่วย ตามลำดับ

กรณีฐาน : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 2,103 2,370 และ 2,610 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 4.42 4.04 และ 3.68 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10

(พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 54,055 65,904 และ 78,953 ล้านหน่วย ตามลำดับ

กรณีสูง : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 2,337 2,714 และ 3,043 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 4.86 4.49 และ 4.07 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 55,288 68,857 และ 84,072 ล้านหน่วย ตามลำดับ

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟน. (MEA's Energy Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth	
		GWh	%		GWh	%		GWh	%
Jan04_LEG	52,256	1,754	3.74	62,582	2,065	3.67			
Jan04_MEG	62,634	3,213	6.11	84,882	4,450	6.27			
Apr06_LOW	52,726	1,857	3.95	62,377	1,930	3.42	72,310	1,987	3.00
Apr06_BASE	54,055	2,103	4.42	65,904	2,370	4.04	78,953	2,610	3.68
Apr06_HIGH	55,288	2,337	4.86	68,857	2,714	4.49	84,072	3,043	4.07

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ กฟผ. (Total EGAT Sales to PEA)

ค่า **Peak** ของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนพัฒนา
ฉบับที่ 10 11 และ 12 เป็นดังนี้

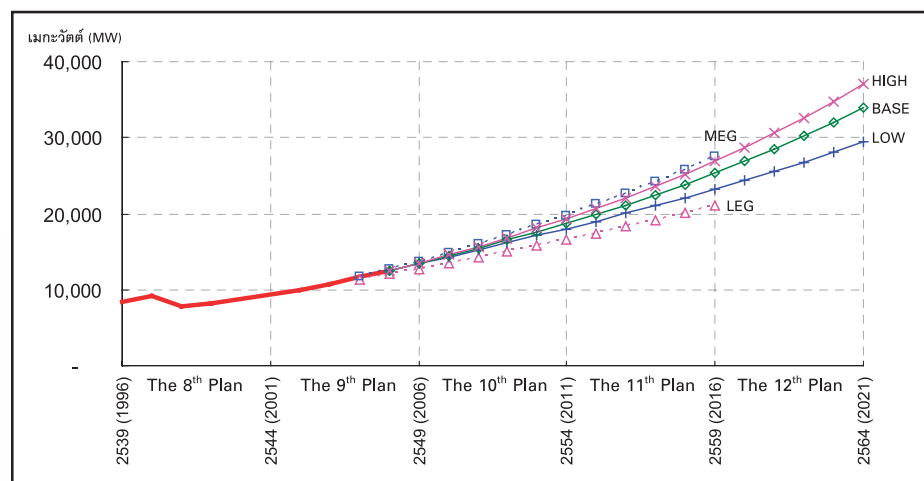
กรณีต่ำ : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 920
1,036 และ 1,260 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการ
เจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.07 5.18 และ 4.92 ตาม
ลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10 (พ.ศ.
2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564)
เท่ากับ 18,030 23,208 และ 29,508 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

กรณีฐาน : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1,052
1,314 และ 1,723 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการ
เจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.81 6.20 และ 6.03
ตามลำดับ ทั้งนี้ ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10

(พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ.
2564) เท่ากับ 18,738 25,309 และ 33,925 เมกะวัตต์
ตามลำดับ

กรณีสูง : ค่า Peak เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1,168
1,516 และ 2,020 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการ
เจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 7.45 6.84 และ 6.58
ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10
(พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ.
2564) เท่ากับ 19,348 26,929 และ 37,031 เมกะวัตต์
ตามลำดับ

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. (PEA's Peak Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth	
		MW	%		MW	%		MW	%
Jan04_LEG	16,580	765	5.38	21,113	907	4.95			
Jan04_MEG	19,803	1,224	7.67	27,561	1,552	6.83			
Apr06_LOW	18,030	920	6.07	23,208	1,036	5.18	29,508	1,260	4.92
Apr06_BASE	18,738	1,052	6.81	25,309	1,314	6.20	33,925	1,723	6.03
Apr06_HIGH	19,348	1,168	7.45	26,929	1,516	6.84	37,031	2,020	6.58

ค่า **Energy** ของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนพัฒนา
ฉบับที่ 10 11 และ 12 เป็นดังนี้

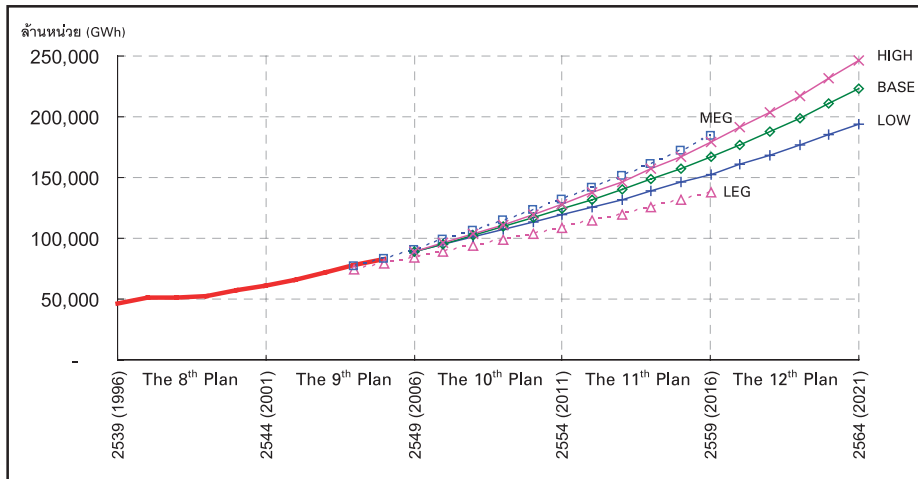
กรณีต่ำ : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 6,110
6,757 และ 8,176 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการ
เจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.10 5.12 และ 4.85
ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10
(พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ.
2564) เท่ากับ 119,256 153,043 และ 193,922 ล้านหน่วย
ตามลำดับ

กรณีฐาน : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 6,995
8,589 และ 11,193 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการ
เจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.85 6.13 และ 5.95
ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนา ฉบับที่ 10
(พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ.
2564) เท่ากับ 123,967 166,912 และ 222,876 ล้านหน่วย
ตามลำดับ

กรณีสูง : ค่า Energy เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 7,830 10,117 และ 13,460 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 7.55 6.87 และ 6.59 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10

(พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 128,343 178,926 และ 246,227 ล้านหน่วย ตามลำดับ

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. (PEA's Energy Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth	
		GWh	%		GWh	%		GWh	%
Jan04_LEG	108,929	4,975	5.32	138,135	5,841	4.87			
Jan04_MEG	132,026	8,270	7.80	183,868	10,368	6.85			
Apr06_LOW	119,256	6,110	6.10	153,043	6,757	5.12	193,922	8,176	4.85
Apr06_BASE	123,967	6,995	6.85	166,912	8,589	6.13	222,876	11,193	5.95
Apr06_HIGH	128,343	7,830	7.55	178,926	10,117	6.87	246,227	13,460	6.59

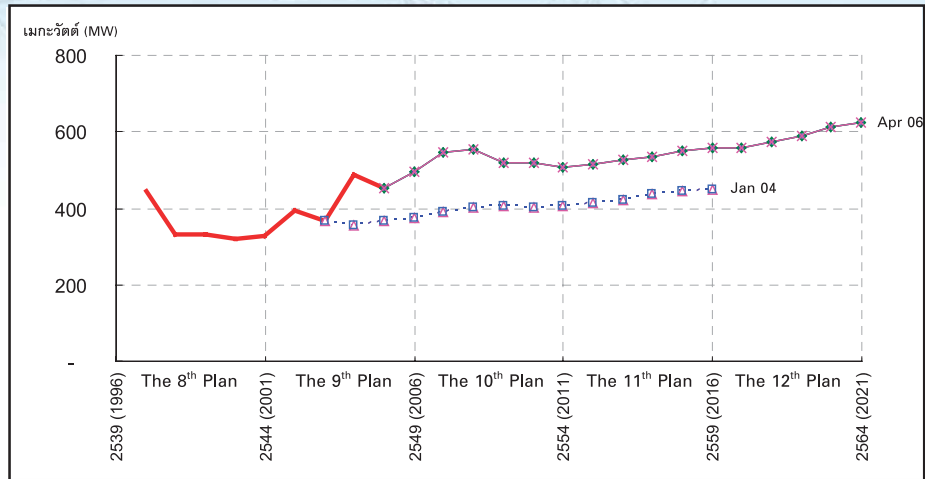
* เฉพาะความต้องการไฟฟ้าที่ กฟผ. ขายให้ กฟผ.

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ของลูกค้าตรงๆ (Total EGAT Sales to Direct Customer)

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าตรงของ กฟผ. ฉบับมกราคม 2547 และฉบับเมษายน 2549 จัดทำเพียงกรณีเดียว

ค่า **Peak** ของลูกค้าตรงของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 11 และ 12 เท่ากับ 2 10 และ 13 เมกะวัตต์ ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 0.48 1.93 และ 2.16 ตามลำดับ ทั้งนี้ค่า Peak เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 509 560 และ 623 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของลูกค้าตรงของ กฟผ. (Direct Customer's Peak Demand Forecast)

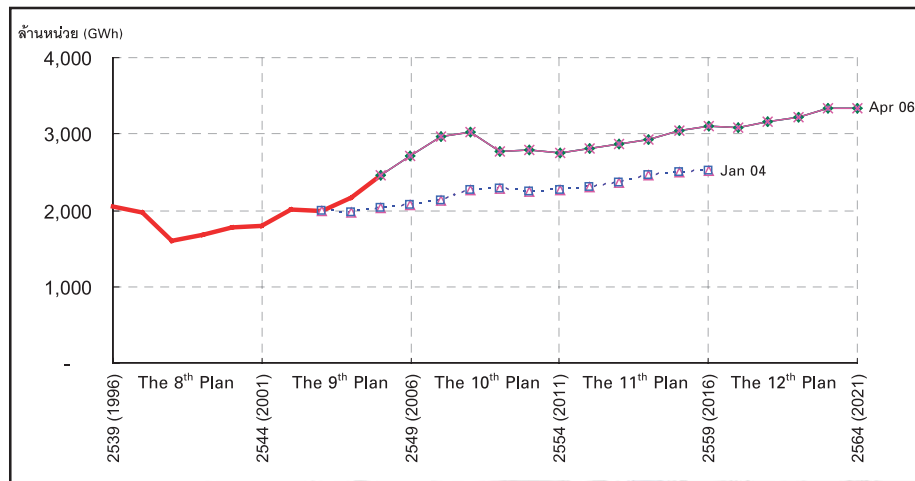


Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth		MW*	Annual Growth	
		MW	%		MW	%		MW	%
Jan04	406	6	1.60	448	8	1.99			
Apr06	509	2	0.48	560	10	1.93	623	13	2.16

ค่า Energy ของลูกค้าตรงของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 11 และ 12 เท่ากับ 72 และ 44 ล้านหน่วย ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 0.19 2.51 และ 1.38 ตามลำดับ

ทั้งนี้ค่า Energy เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2559) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2564) เท่ากับ 2,747 3,109 และ 3,329 ล้านหน่วย ตามลำดับ

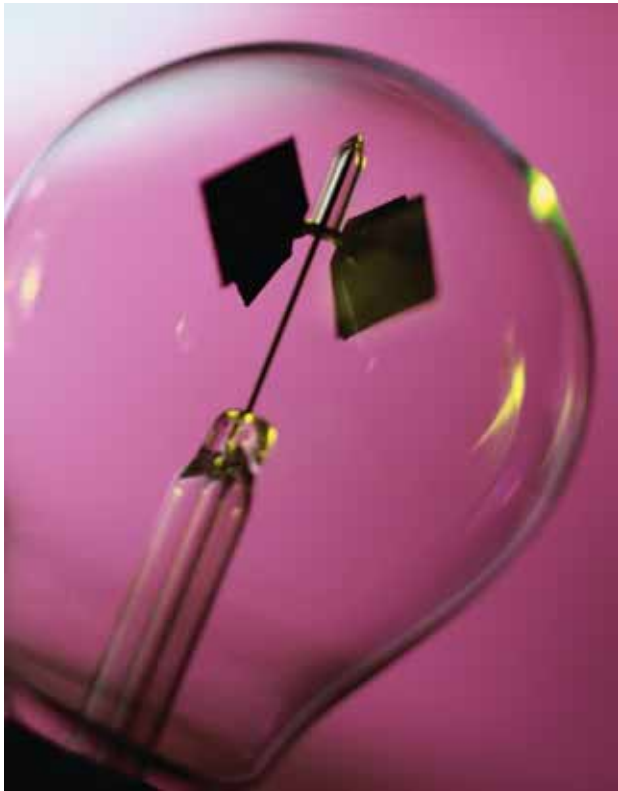
ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรงของ กฟผ. (Direct Customer's Energy Demand Forecast)



Case	The 10 th Plan			The 11 th Plan			The 12 th Plan		
	GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth		GWh*	Annual Growth	
		GWh	%		GWh	%		GWh	%
Jan04	2,270	41	1.91	2,526	51	2.16			
Apr06	2,747	5	0.19	3,109	72	2.51	3,329	44	1.38

:: ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยละเอียดสามารถดูได้ที่ www.eppo.go.th ::

ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการน้ำจึม 2



รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เรื่องความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว จำหน่ายให้แก่ประเทศไทย ในปริมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ปัจจุบันมีโครงการใน สปป.ลาว จำนวน 2 โครงการ ที่จำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบูน ขนาดกำลังผลิต 187 เมกะวัตต์ และโครงการห้วยเหาะ ขนาดกำลังผลิต 126 เมกะวัตต์ และอีก 1 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว คือ โครงการน้ำเทิน 2 ขนาดกำลังผลิต 920 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2552

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 7 เมษายน 2548 มีมติเห็นชอบในหลักการร่าง MOU ของโครงการน้ำจึม 2 ตามที่ กฟผ. เสนอ โดย กฟผ. และบริษัท SouthEast Asia Energy จำกัด (SEAN) ได้ลงนาม MOU แล้ว เมื่อวันที่ 25 เมษายน 2548

ต่อมา กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2549 มีมติเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจึม 2 และให้ กฟผ. ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในโครงการน้ำจึม 2 ต่อไป โดย กฟผ. และบริษัท SEAN ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้างดงามแล้ว เมื่อวันที่ 26 พฤษภาคม 2549 ณ สปป.ลาว

1. รายละเอียดของโครงการน้ำจึม 2



แผนที่แสดงที่ตั้งโครงการน้ำจึม 2



ที่ตั้งโครงการ ตั้งอยู่บนลำน้ำจันทน์ แขวงไชยสมบูรณ์ ในภาคกลางของ สปป.ลาว ห่างจากนครเวียงจันทน์ ไปทางเหนือประมาณ 90 กิโลเมตร และห่างจากเขื่อน น้ำจันทน์ 1 ของรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว ซึ่งอยู่ด้านท้ายน้ำ ประมาณ 35 กิโลเมตร

ลักษณะเขื่อน เป็นเขื่อนหินทิ้งลาดคอนกรีต (Concrete Face-Rockfill Dam) ตัวเขื่อนสูง 181 เมตร สันเขื่อนยาว 485 เมตร

อ่างเก็บน้ำ มีพื้นที่ประมาณ 122 ตารางกิโลเมตร ปริมาณเก็บกักน้ำ 6,774 ล้านลูกบาศก์เมตร ที่ระดับเก็บกักน้ำสูงสุด 375 เมตร ที่ระดับน้ำทะเลปานกลาง (รทก.) และปริมาณเก็บกักน้ำ 3,780 ล้านลูกบาศก์เมตร ที่ระดับเก็บกักน้ำต่ำสุด 345 เมตร (รทก.) และมีปริมาณน้ำ ใช้งาน 2,994 ล้านลูกบาศก์เมตร

กำลังผลิตติดตั้ง 615 เมกะวัตต์ (3 x 205 เมกะวัตต์)

พลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อ 2,310 ล้านหน่วย/ปี

จุดเชื่อมโยงระบบส่ง สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุตรธานี 3 (500 kV วงจรคู่) ความยาวสายส่งฝั่งไทยประมาณ 80 กิโลเมตร และฝั่ง สปป.ลาว ประมาณ 107 กิโลเมตร (จาก โครงการฯ มาสถานีไฟฟ้าแรงสูงนาบ่ง ของ สปป.ลาว 80 กิโลเมตร และจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนาบ่ง มาจุดส่งมอบ ชายแดนไทย-ลาว 27 กิโลเมตร)

กำหนดรับซื้อไฟฟ้า 1 มกราคม 2556

กลุ่มผู้ลงทุน SouthEast Asia Energy Limited (SEAN) ประกอบด้วย

- 1) บริษัท ช. การช่าง จำกัด (มหาชน) ถือหุ้น 28.5%
- 2) รัฐบาล สปป.ลาว ถือหุ้น 25%
- 3) Ratchaburi Electricity Generating Holding Plc. ถือหุ้น 25%
- 4) Bangkok Expressway Plc. ถือหุ้น 12.5%
- 5) Shlapak Development Company ถือหุ้น 4%
- 6) P.T. Construction & Irrigation Co., Ltd. ถือหุ้น 4%
- 7) Team Consulting Engineering and Management Co., Ltd. ถือหุ้น 1%

2.สาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจั้น 2

2.1 อายุสัญญา

เริ่มจากวันลงนามสัญญาและต่อเนื่องไปอีก 25 ปี นับจากวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)

2.2 การพัฒนาโครงการและการเชื่อมโยงระบบ

(1) SEAN มีหน้าที่สร้างสายส่งฝั่งลาว (ระบบ 230 kV จากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงนาบอง และระบบ 500 kV จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนาบองมายังชายแดนริมฝั่งแม่น้ำโขง ระยะทางประมาณ 107 กิโลเมตร) ให้แล้วเสร็จภายใน 47 เดือน นับจาก EGAT Construction Obligation (Commencement Date : ECOCD)

(2) กฟผ. มีหน้าที่สร้างสายส่งฝั่งไทย (ระบบ 500 kV จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 ไปยังชายแดนริมฝั่งแม่น้ำโขง ระยะทางประมาณ 81 กิโลเมตร) ให้แล้วเสร็จภายใน 47 เดือน นับจาก ECOCD

(3) ถ้า กฟผ. ใช้อำนาจตามกฎหมายไทยแล้ว ยังไม่สามารถจัดหาที่ดินได้ ให้ถือเป็น EGAT Access Rights Force Majeure และหากมีผลทำให้งานก่อสร้างสายส่งล่าช้า กฟผ. จะต้องจ่าย Force Majeure Offset Amount (FMOA) ซึ่ง กฟผ. จะได้คืนในภายหลัง (ปีที่ 10 หลัง COD)

(4) กฟผ. มีสิทธิบอกเลิกสัญญา เมื่อไรก็ได้ ถ้าเกิด EGAT Access Rights Force Majeure แต่ SEAN จะบอกเลิกสัญญาได้เมื่อเกิด EGAT Access Rights Force Majeure นานเกินกว่า 730 วัน ซึ่งทั้ง 2 กรณีนี้เมื่อเลิกสัญญา กฟผ. จะต้องจ่าย Termination Payment เพื่อ Buy-out โครงการ

2.3 การซื้อขายไฟฟ้าและราคา

(1) พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ซื้อจากโครงการ มี 3 ประเภท คือ Primary Energy (PE), Secondary Energy (SE) และ Excess Energy (EE)



(2) กฟผ. รับประกันซื้อเฉพาะ PE และ SE

(3) เป้าหมายในการผลิต PE และ SE เฉลี่ยในแต่ละปี (Annual Supply Target) มีค่าเท่ากับ 2,218 และ 92 ล้านหน่วย (GWh) ตามลำดับ

(4) SEAN ต้องรับประกันการผลิต PE ส่งให้ กฟผ. ไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 8 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) ในแต่ละเดือน และไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 10 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) ในแต่ละปี

(5) ราคาค่าพลังงานไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยประมาณ 1.99 บาท/หน่วย ตลอดอายุสัญญา 25 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (ณ อัตราแลกเปลี่ยน 39 บาท/US\$)



2.4 เหตุสุดวิสัย

(1) กรณีเกิดเหตุสุดวิสัย คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยนั้น สามารถหยุดปฏิบัติตามพันธะข้อผูกพันในสัญญาได้เท่าที่และได้นานเท่าที่เหตุสุดวิสัยเกิดขึ้น และระยะเวลาในการปฏิบัติตามพันธะข้อผูกพันนั้นก็จะได้รับการขยายวันต่อวันที่มีเหตุสุดวิสัยเกิดขึ้น แต่คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยนั้น ต้องจ่าย Force Majeure Offset Amounts ให้แก่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง

(2) กรณีเกิด Political Force Majeure ฝ่ายที่รับผิดชอบสามารถบอกเลิกสัญญาเมื่อใดก็ได้ และถ้าผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าวไม่ได้รับการเยียวยาแก้ไขเป็นเวลานานกว่า 15 เดือน ฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาได้

- กฟผ. จะต้องจ่ายเงินเพื่อซื้อโครงการ กรณีเกิด Thai Political Force Majeure เมื่อมีการเลิกสัญญา

- SEAN จะต้องจ่ายสินไหมทดแทนให้แก่ กฟผ. หรือ กฟผ. สามารถใช้สิทธิซื้อโครงการได้ กรณีเกิด Lao Political Force Majeure เมื่อมีการเลิกสัญญา

(3) การแปรรูปของ กฟผ. และการเปลี่ยนแปลงระบบอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาท ไม่ถือเป็น Thai Political Force Majeure

2.5 การยุติปัญหาข้อพิพาท

(1) หากมีข้อพิพาทเกิดขึ้นจากหรือเกี่ยวเนื่องกับสัญญานี้ ให้ยุติข้อพิพาทโดยการเจรจาด้วยความจริงใจ

(Good Faith Discussion) ในเบื้องต้นก่อนนำไปสู่การแก้ไขปัญหาโดยอนุญาโตตุลาการ (Arbitration) ทั้งนี้จะไม่มี การยุติข้อพิพาทโดยวิธี Experts

(2) การยุติปัญหาโดยอนุญาโตตุลาการ ให้ใช้กฎของสถาบันอนุญาโตตุลาการ สำนักกระับข้อพิพาท สำนักงานศาลยุติธรรมของประเทศไทย โดยในการพิจารณายุติข้อพิพาทให้ดำเนินการที่กรุงเทพฯ และใช้ภาษาไทย

2.6 กฎหมายที่ใช้บังคับสัญญา

สัญญานี้ใช้บังคับโดยและตีความตามกฎหมายไทย โดยไม่คำนึงถึงหลักการเกี่ยวกับกฎหมายขัดกัน (Conflicts of laws)

ประโยชน์ที่จะได้รับ

(1) การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการน้ำเริ่ม 2 จะทำให้ประเทศไทยได้รับประโยชน์ในการลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และทำให้เกิดความหลากหลายของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า อันเป็นการสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าของไทย

(2) ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเริ่ม 2 กระทำขึ้นภายใต้กรอบบันทึกความเข้าใจ เรื่องความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว ที่รัฐบาลไทยได้ร่วมลงนามไว้กับรัฐบาล สปป.ลาว ซึ่งจะเป็นประโยชน์ร่วมกันและจะนำไปสู่การสร้างความสัมพันธ์อันดีของทั้ง 2 ประเทศ

ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

1. ราคาน้ำมันดิบ

มีนาคม 2549 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เจลียอยู่ที่ระดับ \$57.81 และ \$62.83 ต่อบาร์เรล เจลียปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$0.16 และ \$1.99 ต่อบาร์เรลตามลำดับ เนื่องจากอิหร่านออกมาปฏิเสธข้อเรียกร้องจากคณะรัฐมนตรีความมั่นคงแห่งสหประชาชาติ (U.N. Security Council) ทั้ง 15 ชาติ ที่มีมติในที่ประชุมอย่างเป็นทางการให้อิหร่านระงับการทดลองเสริมสมรรถนะแร่ยูเรเนียมภายในระยะเวลา 30 วัน ประกอบกับนาย Hashem al Hahemi รัฐมนตรีน้ำมันของอิรักออกมาแจ้งว่าการส่งออกน้ำมันจากแหล่งผลิตน้ำมันทางตอนเหนือของประเทศ (600,000 บาร์เรล/วัน) ต้องใช้ระยะเวลา ประมาณ 8-12 เดือน จึงจะสามารถกลับมาดำเนินการได้ เพราะบริเวณท่อขนส่งน้ำมันได้รับความเสียหายอย่างรุนแรงจากการถูกลอบวางระเบิด

เมษายน 2549 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เจลียอยู่ที่ระดับ \$64.27 และ \$70.57 ต่อบาร์เรล เจลียปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$6.46 และ \$7.89 ต่อบาร์เรลตามลำดับ เนื่องจากตลาดยังคงกังวลเกี่ยวกับปัญหานิวเคลียร์ของอิหร่านที่ยังไม่มีท่าทีจะคลี่คลายได้ง่าย ทำให้ตลาดเกิดความกังวลว่าเหตุการณ์ดังกล่าวจะยืดเยื้อและรุนแรงขึ้นไปอีก ประกอบกับแหล่งผลิตน้ำมันดิบในแถบทะเลเหนือจะลดกำลังการผลิต ในเดือนพฤษภาคม 2549 ลงประมาณ 57,000 บาร์เรล/วัน จากเดิมผลิต 10,500,000 บาร์เรล/วัน ในเดือนเมษายน 2549 มาอยู่ที่ระดับ 993,000 ล้านบาร์เรล/วัน



พฤษภาคม 2549 ราคาน้ำมันดิบดูไบเจลียอยู่ที่ระดับ \$65.00 ต่อบาร์เรล เจลียปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$0.73 ต่อบาร์เรล ส่วนราคาน้ำมันดิบเบรนท์เจลียอยู่ที่ระดับ \$70.53 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$0.04 ต่อบาร์เรล จากที่ประธานาธิบดี Mahmoud Ahmadinejad ได้รับเสียงสนับสนุนจากกลุ่มผู้นำประเทศอิสลามกำลังพัฒนาทั้ง 8 ชาติ ประกอบด้วย อิหร่าน, อินโดนีเซีย, มาเลเซีย, ปากีสถาน, ตุรกี, อียิปต์, ไนจีเรีย และบังกลาเทศ เกี่ยวกับการทดลองพลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติในการประชุมที่เกะบาหลี ประเทศอินโดนีเซีย พร้อมกันนี้ผู้นำอิหร่านยังคงยืนยันสิทธิที่จะทดลองพลังงานนิวเคลียร์ต่อไป และโอเปคอาจไม่ลดเพดานการผลิตในระหว่างการประชุมครั้งต่อไปที่เมือง Caracas ประเทศเวเนซุเอลา วันที่ 1 มิถุนายน โดยรัฐบาลอิหร่านกล่าวว่าอิหร่านจะสนับสนุนให้โอเปคคงเพดานการผลิตที่ 28 ล้านบาร์เรล/วัน ทั้งนี้เพื่อแสดงให้เห็นว่าอิหร่านจะไม่ใช้น้ำมันเพื่อเป็นเครื่องมือในการต่อรองกับชาติตะวันตก เรื่องโครงการนิวเคลียร์

ช่วงเวลา	ทapis	ดูไบ	โอมาน	เบรนท์	WTI
2548	58.10	49.55	50.66	54.85	56.55
(ม.ค. - พ.ค. 49)	70.06	60.58	61.76	65.56	65.96
ไตรมาส 4 (2548)	51.36	41.41	42.70	47.79	49.81
ไตรมาส 1	67.39	57.95	59.02	62.41	63.23
เม.ย.- พ.ค. 49	71.46	62.12	63.48	67.72	67.56
กุมภาพันธ์ 49	66.74	57.66	58.61	60.84	61.49
มีนาคม 49	66.80	57.81	59.20	62.83	62.87
เมษายน 49	74.40	64.27	65.68	70.57	69.63
พฤษภาคม 49	74.07	65.00	66.30	70.53	70.87
31 พฤษภาคม 49	73.200	65.25	66.50	68.59	71.29

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

มีนาคม 2549 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และ ดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$69.79, \$69.20 และ \$72.33 ต่อบาร์เรล โดยเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$2.61, \$2.67 และ \$1.96 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ราคาน้ำมัน เบนซินออกเทน 95, 92 ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ในตลาดซื้อขายล่วงหน้า NYMEX ประกอบกับอุปทาน ในเอเชียลดลง โดยจีนลดการส่งออกน้ำมันเบนซินในเดือน มีนาคม และญี่ปุ่นมีแผนนำเข้าน้ำมันเบนซินเพื่อเก็บ ปริมาณสำรองก่อนเข้าช่วงปิดซ่อมบำรุงประจำปี โดยออกประมูลซื้อน้ำมันเบนซินปริมาณรวม 495,000 บาร์เรล/วัน ส่งมอบปลายเดือนมีนาคมถึงต้นเดือนเมษายน 2549 ส่วนราคาน้ำมันดีเซลปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมัน ดีเซลในตลาดซื้อขายล่วงหน้า ICE ประกอบกับปริมาณ สำรองน้ำมันดีเซลใน Amsterdam-Rotterdam-Antwerp ที่ประกาศในวันที่ 2 มีนาคม 2549 ปรับลดลง 130,000 ตัน มาอยู่ที่ระดับ 1.8 ล้านตัน

เมษายน 2549 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และ ดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$81.48, \$80.47 และ \$83.27 ต่อบาร์เรล โดยเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$11.69, \$11.27 และ \$10.94 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ราคา น้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องจาก โรงกลั่นในญี่ปุ่นหลายแห่งต้องปิดซ่อมบำรุงฉุกเฉิน

เนื่องจากปัญหาทางเทคนิคส่งผลให้อุปทานน้ำมันเบนซิน ในภูมิภาคเอเชียตึงตัวประกอบกับ Arbitrage จากเอเชีย เหนือไปสหรัฐอเมริกาเปิด ขณะที่จีนมีแผนลดการส่งออก ในเดือนพฤษภาคม ส่วนราคาน้ำมันดีเซลดีเซลหมุนเร็ว ปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องจากโรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียหลายแห่ง อยู่ในช่วงปิดซ่อมบำรุงประจำปี

พฤษภาคม 2549 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และ ดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$86.80, \$86.17 และ \$84.21 ต่อบาร์เรล โดยเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$5.32, \$5.70 และ \$0.94 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ราคา น้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องจาก อุปทานในภูมิภาคเอเชียค่อนข้างตึงตัวเพราะโรงกลั่นใน ภูมิภาคเอเชียหลายแห่งปิดซ่อมบำรุง โดยคาดว่าจะ สามารถกลับมาดำเนินการได้เพียง 90% ของกำลัง การกลั่นทั้งหมดไปจนถึงตลอดปี 2006 และจากตลาดยังคง มีความต้องการซื้อเข้ามาจากผู้ซื้อหลักในภูมิภาค ได้แก่ อินเดียและเวียดนาม ส่วนดีเซลหมุนเร็วปรับตัว เพิ่มขึ้น เนื่องจากบริษัท Pertamina ต้องการนำเข้า น้ำมันดีเซลในเดือนมิถุนายน เพิ่มอีก 600,000 บาร์เรล จากที่ซื้อแล้วประมาณ 3.1 ล้านบาร์เรลเพื่อใช้ในโรงไฟฟ้า PT Perusahaan Listrik Negara เกิดปัญหาในระบบ ท่อส่งก๊าซ ขณะที่อุปทานในภูมิภาคลดลงจากที่โรงกลั่น หลายแห่งอยู่ในช่วงปิดซ่อมบำรุง

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย: เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 92	แก๊ส	ดีเซล หมุนเร็ว	เตา (2%S)	เตา (3.5%S)
2548	62.38	61.36	67.97	64.35	41.30	40.23
ม.ค. - พ.ค. 49	73.95	73.09	79.53	75.01	52.28	50.87
ไตรมาส 4 (2548)	63.71	62.49	70.39	66.15	46.43	45.39
ไตรมาส 1 (2549)	67.29	66.39	75.83	69.36	50.88	48.42
เม.ย.- พ.ค. 49	78.83	78.11	81.70	79.46	53.46	52.34
กุมภาพันธ์ 49	67.18	66.53	74.72	70.37	53.26	52.12
มีนาคม 49	69.79	69.20	75.71	72.33	51.76	51.12
เมษายน 49	81.48	80.47	85.04	83.27	54.38	53.19
พฤษภาคม 49	86.80	86.17	85.55	84.21	54.51	52.96
31 พฤษภาคม 49	86.41	85.87	86.56	85.04	54.01	52.23

3. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

3.1 ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง

มีนาคม 2549 ผู้ค้าน้ำมันยกเว้น ปตท. ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ครั้งละ 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 4, 18 และ 31 มีนาคม 2549 และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ครั้งละ 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 4, 9 และ 31 มีนาคม 2549 ส่วน ปตท. ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 2 ครั้ง ครั้งละ 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 4 และ 18 มีนาคม 2549 และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 2 ครั้ง ครั้งละ 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 4 และ 9 มีนาคม 2549 โดยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 31 มีนาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 27.54 26.74 และ 25.89 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วน ปตท. ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 27.14 26.34 และ 25.49 บาท/ลิตร ตามลำดับ

เมษายน 2549 ผู้ค้าน้ำมันยกเว้น ปตท. ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ครั้งละ 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 9, 19 และ 26 เมษายน 2549 และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลดลง 1.00 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 28 เมษายน 2549 ส่วน ปตท. ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ครั้งละ 0.40

บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 1, 9 และ 23 เมษายน 2549 และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลดลง 1.00 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 28 เมษายน 2549 โดยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ยกเว้น ปตท. ณ วันที่ 30 เมษายน 2549 อยู่ที่ระดับ 28.74 27.94 และ 26.09 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วน ปตท. ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 28.34 27.54 และ 25.69 บาท/ลิตร ตามลำดับ

พฤษภาคม 2549 ผู้ค้าน้ำมันยกเว้น ปตท. และเชลล์ ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ครั้งละ 0.50, 0.55 และ 0.50 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 4, 18 และ 31 พฤษภาคม 2549 และปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลดลง 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 9 พฤษภาคม 2549 ส่วนเชลล์ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ครั้งละ 0.50 0.55 และ 0.50 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 5, 18 และ 31 พฤษภาคม 2549 และปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วลดลง 0.40 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 9 พฤษภาคม 2549 และ ปตท. ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลหมุนเร็วเพิ่มขึ้น 2 ครั้ง ครั้งละ 0.50 และ 0.55 บาท/ลิตร เมื่อวันที่ 5 และ 20 พฤษภาคม 2549 โดยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 31 พฤษภาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 29.89 29.09 และ 27.24 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาขายปลีก

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว
2548	24.20	23.10	19.98
ม.ค. - พ.ค. 49	27.45	26.65	25.33
ไตรมาส 4 (2548)	26.03	25.23	23.27
ไตรมาส 1 (2549)	26.71	25.91	24.65
เม.ย.- พ.ค. 49	28.57	27.77	26.36
กุมภาพันธ์ 49	26.51	25.71	24.42
มีนาคม 49	26.90	26.10	25.36
เมษายน 49	28.02	27.22	26.27
พฤษภาคม 49	29.11	28.31	26.45
31 พฤษภาคม 49	29.89	29.09	27.24

4. ค่าการตลาดและค่าการกลั่น

ค่าการตลาดเฉลี่ยในเดือนมีนาคม เมษายน และพฤษภาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 0.8614-0.1444 และ 0.1828 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนค่าการกลั่นเฉลี่ยโดยรวมในเดือนมีนาคม เมษายน และพฤษภาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 1.5944, 2.4144 และ 2.8589 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ค่าการตลาดเฉลี่ยของประเทศ

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว	เฉลี่ย
2548	0.8054	0.7680	0.6517	0.6848
ม.ค. - พ.ค. 49	0.7186	0.5777	0.5835	0.5951
ไตรมาส 4 (2548)	1.3496	1.2802	0.6658	0.8286
ไตรมาส 1 (2549)	1.2967	1.2313	0.8849	0.9791
เม.ย.- พ.ค. 49	-0.1486	-0.4027	0.1315	0.0192
กุมภาพันธ์ 49	1.5771	1.5092	1.2270	1.3051
มีนาคม 49	1.0436	0.9750	0.8142	0.8614
เมษายน 49	0.0115	-0.2396	-0.1432	-0.1444
พฤษภาคม 49	-0.3087	-0.5659	0.4062	0.1828
31 พฤษภาคม 49	-0.1019	-0.3604	0.5819	0.3661

ค่าการกลั่น

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	ค่าการกลั่น รวม	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว	เตา (3.5%S)
2548	1.7645	1.8508	1.7949	1.9388	1.3036
ม.ค. - ก.พ. 49	0.5979	0.6204	0.6026	0.6453	0.4834
ไตรมาส 4 (2548)	1.7287	1.7799	1.7321	1.8881	1.3564
ไตรมาส 1 (2549)	0.9301	0.9626	0.9357	1.0052	0.7508
เม.ย. - พ.ค. 49	2.2892	2.3971	2.3561	2.4955	1.7157
กุมภาพันธ์ 49	0.5634	0.5843	0.5673	0.6028	0.4719
มีนาคม 49	1.5944	1.6469	1.6020	1.7251	1.2856
เมษายน 49	2.4144	2.4922	2.4559	2.6483	1.7943
พฤษภาคม 49	2.8589	3.0522	3.0103	3.1131	2.0674
31 พฤษภาคม 49	2.9374	3.1375	3.0942	3.2076	2.1126



5. แนวโน้มราคา

ในระยะสั้นคาดว่า ราคาน้ำมันยังคงมีความผันผวน และแกว่งตัวในระดับสูง โดยราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ จะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$63-\$68 และ \$68-\$75 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ และคาดว่าราคาน้ำมันเบนซิน 95 และ น้ำมันดีเซลหมุนเร็วในตลาดจอร์จทาวน์จะเคลื่อนไหว ที่ระดับ \$80-\$90 และ \$80-\$90 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปัจจัยที่ส่งผลต่อราคา คือ สหรัฐฯ กำลังเข้าสู่ช่วง ฤดูท่องเที่ยว (Driving Season) ซึ่งจะเริ่มต้นในเดือน มิถุนายน-กรกฎาคม ทำให้มีการเพิ่มปริมาณการเก็บ น้ำมันเบนซิน ในขณะที่ แหล่งผลิตน้ำมันและโรงกลั่นของ สหรัฐฯ ในแถบอ่าวเม็กซิโก ซึ่งมีความเสี่ยงจาก พายุเฮอริเคน กรมอุตุนิยมวิทยา สหรัฐฯ ทำนายว่าปีนี้ จะมีเฮอริเคน 4 ลูก ที่มีความรุนแรงถึงระดับ 5 หากพายุ ดังกล่าวพัดผ่านแหล่งผลิตปิโตรเลียมหรือโรงกลั่นน้ำมัน อาจทำให้อุปทานขาดหาย และทำให้ราคาปรับตัวสูงขึ้น

6. สถานการณ์ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

6.1 สถานการณ์ LPG ราคา LPG ในตลาดเดือน มีนาคม เมษายน และพฤษภาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 530, 425 และ 470 เหรียญฯ/ตัน ตามลำดับ

6.2 แนวโน้มของราคา จากการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนมิถุนายน 2549 คาดว่า ราคา จะเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 480-490 \$/ตัน อัตราเงินชดเชย ยังคงอยู่ในระดับเดิม 1.8106 บาท/กก. หรือ 410 ล้านบาท/เดือน ณ อัตราแลกเปลี่ยน 37.7160 บาท/เหรียญสหรัฐ

7. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

7.1 ปัจจุบันการจัดเก็บอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันชนิดต่างๆ เป็น ดังนี้

อัตราเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

(ณ วันที่ 31 พฤษภาคม 2549)

หน่วย : บาท/ลิตร

ชนิดน้ำมัน	เงินส่งเข้ากองทุน (บาท/ลิตร)
น้ำมันเบนซินออกเทน 95	2.50
น้ำมันเบนซินออกเทน 91	2.30
น้ำมันแก๊สโซฮอล์	0.54
น้ำมันก๊าด	0.10
น้ำมันดีเซล	0.95
น้ำมันม่วง	-1.2607
น้ำมันเตา	0.06
LPG	-2.0366

7.2 ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 30 พฤษภาคม 2549 มีเงินสดสุทธิ 10,008 ล้านบาท มีหนี้สินค้างชำระ 68,089 ล้านบาท หนี้พันธบัตร 26,400 ล้านบาท หนี้สถาบันการเงินอายุ 2.5 ปี 29,605 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาก๊าซ 1,422 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 10,367 ล้านบาท หนี้เงินค้ำประกันอื่นๆ 159 ล้านบาท ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน 159 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิติดลบ 58,081 ล้านบาท มีรายละเอียดดังนี้



ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

(ณ วันที่ 30 พฤษภาคม 2549)

หน่วย: ล้านบาท

เงินสดสุทธิ	10,008
• ยอดเงินคงเหลือในบัญชี	10,008
หนี้สินค้างชำระ	-68,089
หนี้สถาบันการเงินอายุ 2.5 ปี	-29,605
• หนี้พันธบัตร	-26,400
• หนี้เงินชดเชยตรึงราคาก๊าซ	-1,422
• หนี้เงินชดเชยราคาก๊าซ LPG	-10,367
• หนี้เงินค้ำประกันอื่นๆ	-159
• ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน	-159
ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ	-58,081
ประมาณการรายรับ/รายจ่าย	
เดือน พ.ค. 49	
รายรับจากเงินส่งเข้ากองทุนฯ	2,611
ชำระหนี้เงินชดเชยตรึงราคาก๊าซ	-250
ชำระหนี้ชดเชยราคา LPG	-250
ชำระดอกเบี้ยเงินกู้	-133
รายรับมากกว่ารายจ่าย	1,978

หมายเหตุ:

- 1.ปรับหนี้สถาบันการเงินจาก 5 ปี เป็นอายุ 2.5 ปี ตั้งแต่ 31 มีนาคม 2549
- 2.หนี้ชดเชยราคา LPG เป็นตัวเลขประมาณการที่สอบถามจากผู้ประกอบการ
- 3.หนี้ชดเชยตรึงราคาก๊าซน้ำมันค้างชำระเป็นตัวเลขประมาณการ

ที่มา : สถาบันบริหารกองทุนน้ำมัน

ค่าการตลาด

ของสถานีบริการน้ำมัน



จากข้อร้องเรียนของผู้ประกอบการน้ำมันได้ขอให้กระทรวงพลังงานพิจารณาปรับเพิ่มค่าการตลาดให้กับสถานีบริการน้ำมัน และแก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของผู้ประกอบการน้ำมันเชื้อเพลิงนั้น สำนักงานนโยบายและพลังงาน ขอชี้แจงรายละเอียดดังนี้

(1) กระทรวงพลังงานมีหน้าที่ดูแลเรื่องคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิง ความปลอดภัยของสถานีบริการ การกักตุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกำกับดูแลราคาน้ำมันเชื้อเพลิงให้มีความโปร่งใส เกิดความเป็นธรรมทั้งแก่ผู้บริโภคและผู้ประกอบการ โดยสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งปัจจุบันการค้าน้ำมันเป็นการค้าเสรีโดยใช้ระบบราคาน้ำมันลอยตัว ผู้จำหน่ายสามารถปรับ

ราคาขายปลีกน้ำมันขึ้นลงได้ โดยผู้ค้าแต่ละรายใช้ระบบการแข่งขันด้านราคา เช่น ปตท. มีราคาขายปลีกน้ำมันที่ต่ำกว่าบริษัทอื่นๆ ทำให้ประชาชนมีทางเลือกมากยิ่งขึ้น ส่วนเรื่องราคาและค่าการตลาดจะเป็นไปตามกลไกตลาด

(2) ระบบการค้าน้ำมันของสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงในปัจจุบันแบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่ สถานีบริการในสังกัด (สถานีบริการลูก) ซึ่งมีข้อตกลงกับบริษัทผู้จำหน่าย (บริษัทแม่) และสถานีบริการอิสระ (ผู้ค้ารายย่อย) โดยที่ทั้ง 2 ประเภท มีสัญญาและข้อตกลงกับผู้จำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงที่แตกต่างกัน เช่น

1. สถานีบริการในสังกัดจะรับน้ำมันเชื้อเพลิงจากผู้จำหน่ายรายอื่นๆ ไม่ได้ ต้องรับน้ำมันจากบริษัทแม่เท่านั้น

2. บริษัทแม่จะมีส่วนลดแก่สถานีบริการในสังกัดเพื่อเป็นการสร้างแรงจูงใจ

3. สถานีบริการในสังกัดจะถูกกำหนดปริมาณการขายขั้นต่ำจากบริษัทแม่ ถ้าไม่สามารถจำหน่ายได้ตามเกณฑ์ขั้นต่ำที่กำหนดไว้ สถานีบริการในสังกัดต้องรับผิดชอบค่าปรับในส่วนเหลือนั้น แต่ถ้าปริมาณจำหน่ายสูงกว่าเกณฑ์จะได้ส่วนลดมากขึ้น

4. การก่อสร้างสถานีบริการในสังกัดต้องเป็นไปตามมาตรฐานของบริษัทแม่

5. สถานีบริการในสังกัด ต้องจ่ายค่าลิขสิทธิ์ในการใช้เครื่องหมายการค้าแก่บริษัทแม่

6. บริษัทแม่จะร่วมลงทุนในอุปกรณ์บางอย่าง เช่น ถังเก็บน้ำมัน หัวจ่ายน้ำมัน เป็นต้น



ในส่วน of สถานีบริการอิสระไม่ได้มีข้อตกลงในการทำ การค้าร่วมกับบริษัทผู้จำหน่ายน้ำมัน โดยปริมาณและ ราคาซื้อขายขึ้นอยู่กับ การเจรจาต่อรองของสถานีสถานีบริการ อิสระและผู้จำหน่ายน้ำมัน ณ ช่วงเวลานั้นๆ ว่าใครมีอำนาจ ต่อรองมากกว่า ถ้าสถานีสถานีบริการอิสระมีอำนาจต่อรอง มากกว่าก็จะซื้อน้ำมันจากผู้จำหน่ายได้ในราคาที่ ถูก ทำให้สถานีสถานีบริการอิสระได้ค่าการตลาดสูง แต่ถา ผู้จำหน่ายมีอำนาจต่อรองมากกว่าสถานีสถานีบริการอิสระ ผู้จำหน่ายก็สามารถขายน้ำมันให้กับสถานีสถานีบริการอิสระ ในราคาที่สูง ทำให้สถานีสถานีบริการอิสระได้ค่าการตลาดต่ำ แต่ทั้งนี้ ผู้จำหน่ายก็อาจจะไม่สามารถขายน้ำมันให้แก่ สถานีสถานีบริการอิสระในราคาที่สูงกว่าตลาดทั่วไปได้ เพราะ จะทำให้ผู้จำหน่ายรายอื่น ๆ เข้ามาแข่งขันและแย่ง ส่วนแบ่งตลาดได้

ความแตกต่างข้างต้นของสถานีสถานีบริการทั้ง 2 ประเภท มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ซึ่งผู้ประกอบการก็สามารถ ตัดสินใจเลือกที่จะเป็นสถานีสถานีบริการในสังกัด หรือเป็น สถานีสถานีบริการอิสระตั้งแต่เริ่มดำเนินธุรกิจแล้ว

(3) สาเหตุที่ราคาน้ำมันโรงกลั่นแพงกว่าราคาขายปลีก ในช่วงนี้ เนื่องจากราคาน้ำมันในตลาดโลกมีความผันผวน มาก ในช่วงเดือนเมษายน 2549 ราคาน้ำมันตลาดโลก ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 10 เหรียญ/บาร์เรล หรือประมาณ

2.50 บาท/ลิตร ราคาน้ำมันโรงกลั่นจะปรับไปพร้อมกับ ราคาส่งตลาดโลก ในขณะที่ราคาขายปลีกไม่สามารถปรับ พร้อมราคาส่งตลาดโลกได้ เพราะจะทำให้ประชาชน เดือดร้อนมาก โดยปกติราคาขายปลีกจะปรับไม่เกิน สัปดาห์ละ 1 ครั้ง ประมาณ 40 สตางค์/ลิตร ซึ่งในช่วงเดือน เมษายนราคาขายปลีกปรับเพิ่มเพียง 90 สตางค์/ลิตร ทำให้ราคาขายปลีกต่ำกว่าราคาหน้าโรงกลั่น ถ้าราคา น้ำมันตลาดโลกลดลงหรือทรงตัว ราคาขายปลีกก็ปรับ ตามทันกับราคาส่งตลาดโลก ระบบราคาก็จะสู่สภาพปกติ คือ ราคาขายปลีกสูงกว่าราคาหน้าโรงกลั่น ซึ่งในช่วงที่ราคา ขายปลีกยังปรับไม่ทัน ราคาหน้าโรงกลั่นในระบบสถานี บริการในสังกัด บริษัทแม่จะรับผิดชอบในส่วนที่ขาดทุน ให้กับบริษัทลูก แต่บริษัทลูกต้องขายน้ำมันตามราคาที่ บริษัทแม่กำหนด และในส่วน of สถานีสถานีบริการอิสระต้อง รับผิดชอบในส่วนที่ขาดทุนเอง ถ้าต้องการขายน้ำมัน ในราคาเดียวกับสถานีสถานีบริการในสังกัด



เยี่ยมชมโรงงาน

โรงงานผลิตเอทานอล



1. โรงงานผลิตเอทานอล จำนวน 4 แห่ง ดังนี้

1.1 บริษัท พรวิไล อินเตอร์เนชั่นแนล กรุ๊ป เทรดดิ้ง จำกัด

ตั้งอยู่ อ.ท่าเรือ จ.อยุธยา



บริษัท พรวิไลฯ จัดตั้งขึ้นเมื่อปี 2533 เพื่อผลิตกรดอะซีติก (Acetic Acid) จำหน่ายในปี 2535 ได้สร้างโรงงานผลิตกรดอะซีติก ด้วยการนำเข้าเทคโนโลยีการผลิตจากประเทศจีน โดยใช้มันสำปะหลัง (Cassava) เป็นวัตถุดิบในการผลิต ต่อมารัฐบาลได้มีนโยบายการนำเอทานอลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในน้ำมันเบนซินร้อยละ 10 โดยปริมาตร จำหน่ายเป็นน้ำมันแก๊สโซฮอล์ จึงได้ขออนุญาตผลิตเอทานอลจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิง ด้วยกำลังการผลิต 25,000 ลิตร/วัน โดยใช้กากน้ำตาล (Molasses) เป็นวัตถุดิบในการผลิตเอทานอล มีขั้นตอนการผลิตแอลกอฮอล์ 95% คือนำกากน้ำตาลมาเจือจางด้วยการผสมกับน้ำ นำไปหมัก 48 ชั่วโมง ได้แอลกอฮอล์ ประมาณ 9% จากนั้นส่งเข้าหอกลั่นได้แอลกอฮอล์ 95% นำไปจัดเก็บในถังรวม หลังจากนั้นจะนำแอลกอฮอล์ 95% มาเป็นวัตถุดิบตั้งต้นในการผลิตเอทานอลหรือกรดอะซีติกเพื่อจำหน่ายต่อไป

วิธีการผลิตเอทานอล คือ การนำแอลกอฮอล์ 95% มาผ่านกระบวนการแยกน้ำและแอลกอฮอล์ เพื่อให้ได้แอลกอฮอล์ 99.5% แต่อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ จะต้องหยุดการผลิตทุกๆ 3 เดือน เพื่อทำความสะอาดเครื่องจักร โดยบริษัทฯ



ใช้คนในการควบคุมการผลิตทั้งหมด เริ่มผลิตเอทานอลปี 2547 ปริมาณ 25,000 ลิตร/วัน จำหน่ายให้ บริษัท ปตท. และบริษัทบางจาก สำหรับน้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิตจะถูกจัดเก็บไว้ในบ่อกักเก็บของเสียของโรงงานเพื่อบำบัดต่อไป ปัจจุบันบริษัทฯ ได้หยุดจำหน่ายเอทานอลเนื่องจากราคาจำหน่ายปัจจุบัน 19 บาท/ลิตร มีราคาต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับต้นทุนและวัตถุดิบที่เพิ่มขึ้น จึงรอให้มีการปรับราคาจำหน่ายเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับภาระต้นทุน จึงจะดำเนินการผลิตขายต่อไป โดยบริษัทฯ เห็นว่าราคาที่เหมาะสมในปัจจุบันควรจะอยู่ที่ระดับ 21-22 บาท/ลิตร

1.2 บริษัท ไทย อะโกร เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด

ตั้งอยู่ อ.ด่านช้าง จ.สุพรรณบุรี



บริษัท ได้ก่อตั้งขึ้นมาเพื่อเป็นโรงงานผลิตเอทานอล จำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้กับผู้ค้าน้ำมันในประเทศ มีผู้ถือหุ้นใหญ่ คือ บริษัท ลานนาธิสเซสเซ จำกัด (มหาชน) ใช้วัตถุดิบในการผลิตจากอ้อยและกากน้ำตาล โดยใช้เทคโนโลยีการผลิตจากประเทศฝรั่งเศส มีระบบคอมพิวเตอร์ในการควบคุมการผลิต กำลังการผลิตเอทานอลที่ขออนุญาต 150,000 ลิตร/วัน แต่ปัจจุบันผลิต ณ ระดับ 120,000-130,000 ลิตร/วัน หรือประมาณ 75% ของกำลังการผลิต เนื่องจากมีปัญหาในการจัดการกับระบบน้ำเสียจากโรงงาน ซึ่งสูงถึงร้อยละ 80 ของน้ำที่ใช้ในการผลิตเอทานอล สำหรับคุณภาพของกากน้ำตาลโดยทั่วไปต้องมีสัดส่วนของ Brix (Total Solid หรือของแข็ง ที่ละลายได้ทั้งหมด) ประมาณ 80% และปริมาณน้ำตาลรวม (Total Sugar) ประมาณ 50% กระบวนการผลิตเอทานอล เริ่มจากการนำกากน้ำตาลไปเจือจางกับน้ำร้อน หมักทิ้งไว้ให้ได้สัดส่วนแอลกอฮอล์ ประมาณ 9-10% โดยปริมาตร แล้วนำไปเข้าหอกลั่นแรกได้ประมาณ แอลกอฮอล์ 50% โดยปริมาตร และหอกลั่นที่สองได้ประมาณแอลกอฮอล์ 93% โดยปริมาตร จากนั้นจะนำไปเพิ่มความบริสุทธิ์ของแอลกอฮอล์ ด้วยการแยกน้ำออก เพื่อให้ได้แอลกอฮอล์ 99.8% โดยปริมาตร เตรียมจำหน่ายให้กับลูกค้าต่อไป ซึ่งปัจจุบันมีผู้ค้าน้ำมันในประเทศ 6 ราย เป็นผู้รับซื้อ ประกอบด้วยบริษัท ปตท. บางจาก เซลล์ เอสโซ่ คาลเท็กซ์ และทีพีไอ สำหรับการซื้อขายเอทานอลระหว่างบริษัท และผู้ค้าน้ำมันเป็นข้อตกลงซื้อขายรายเดือน โดยผู้ค้าน้ำมันเป็นผู้รับภาระค่าขนส่งและรถขนส่ง

ปัจจุบันบริษัท มีปัญหาการจัดการน้ำเสียจากกระบวนการผลิตเอทานอลที่มีปริมาณมาก ต้องขุดบ่อจัดเก็บขนาดใหญ่ บำบัดด้วยแบคทีเรีย และก่อให้เกิดแก๊สชีวภาพส่งกลิ่นเหม็นมาก จึงได้ดำเนินการแก้ไขปัญหาด้วยการติดตั้ง



อุปกรณ์เพิ่มเติม เพื่อเป็นเครื่องมือในการดึงไฮโดรเจน ซัลไฟต์ (Sulphite Hydrogen, H_2S) หรือ ก๊าซไข่เน่าออกจาก

แก๊สชีวภาพ เพื่อให้มีคุณสมบัติเป็นก๊าซมีเทน แล้วนำมาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับ Boiler และผลิตไฟฟ้าใช้ในโรงงาน อย่างไรก็ตาม น้ำเสียในกระบวนการผลิตเอทานอลไม่สามารถบำบัดให้เป็นน้ำบริสุทธิ์คืนสู่ธรรมชาติได้ เนื่องจากยังมีสารไนโตรเจนและฟอสเฟตตกค้างอยู่มาก ซึ่งหากพิจารณาคุณสมบัติน้ำเสียดังกล่าวแล้ว สามารถนำไปใช้เป็นปุ๋ยชีวภาพในภาคการเกษตรได้ บริษัทฯ จึงใช้วิธีการเพิ่มบ่อกักเก็บน้ำเสียขึ้นในโรงงาน รวมทั้งจัดทำบ่อกักเก็บน้ำเสียขนาดเล็กไว้นอกเขตโรงงาน หลายบ่อ แล้วต่อท่อระบายจากบ่อใหญ่ในโรงงานไปยังบ่อเล็กนอกโรงงาน เพื่อให้เกษตรกรไร่อ้อยนำน้ำเสียดังกล่าวไปใช้เป็นปุ๋ยอินทรีย์ฉีดพ่นในไร่อ้อย ซึ่งช่วยลดภาระการซื้อปุ๋ยบำรุงพืชของเกษตรกร ขณะที่บริษัทฯ นอกจากจะสามารถกำจัดน้ำเสียจากโรงงานได้แล้ว ยังสามารถลดการใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับ Boiler เหลือเพียง 10%

1.3 บริษัท ไทยจวัน เอทานอล จำกัด

ตั้งอยู่ อ.โนนศิลา จ.ขอนแก่น



บริษัท ไทยจวันฯ จัดตั้งเป็นโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้กับผู้ค้าน้ำมันในประเทศ ตั้งแต่เดือนมกราคม 2549 ใช้วัตถุดิบในการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง ประกอบด้วยมันสำปะหลังสดและมันสำปะหลังเส้น ใช้เทคโนโลยีการผลิตเอทานอลจากประเทศจีน โดยควบคุมการผลิต



ด้วยระบบคอมพิวเตอร์ กำลังการผลิตเอทานอลที่ขออนุญาต 130,000 ลิตร/วัน แต่ปัจจุบันผลิต ณ ระดับ 60,000-70,000 ลิตร/วัน หรือประมาณ 50% ของกำลังการผลิต เนื่องจากยังมีปัญหาในกระบวนการผลิต ซึ่งมีระดับความร้อนในขั้นตอนการผลิตสูงมาก ไม่สามารถเดินเครื่องได้เต็มกำลังการผลิต และในช่วงปลายเดือนมีนาคม 2549 ได้หยุดเดินเครื่องผลิตเอทานอลเพื่อปรับปรุงและซ่อมบำรุงประจำปีแล้ว โดยปกติจะมีแผนการดำเนินการซ่อมบำรุงดังกล่าวปีละ 1 ครั้ง

กระบวนการผลิตเอทานอล จะนำมันสำปะหลังสดมาล้าง แล้วตีให้ละเอียดและนำไปหมักได้แบ่ง จากนั้นนำไปหมักประมาณ 58 ชั่วโมง ได้แอลกอฮอล์ประมาณ 9% ณ อุณหภูมิ 35 องศาเซลเซียส แล้วนำเข้าสู่กระบวนการผลิตเอทานอล จึงนำเอทานอลไปจัดเก็บในถังรวม เพื่อรอจำหน่ายต่อไป สำหรับมันสำปะหลังสดที่ซื้อขายในตลาดตามมาตรฐานจะมีสัดส่วนของแป้งประมาณร้อยละ 30 โดยเริ่มจำหน่ายเอทานอลในต้นปี 2549 ปริมาณ 60,000-70,000 ลิตร/วัน ให้บริษัท บางจาก และเอสซี

สำหรับระบบจัดการน้ำเสียของโรงงานเป็นระบบปิด คือ น้ำเสียจากกระบวนการผลิตที่ผ่านกระบวนการบำบัด จะถูกนำกลับมาหมุนเวียนใช้ในกระบวนการผลิตใหม่นอกจากนั้น น้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดยังสามารถใช้ผลิตไบโอแก๊ส นำกลับมาเป็นพลังงานให้กับโรงงาน ช่วยให้ประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน อย่างไรก็ตาม บริษัท ยังมีปัญหาทางเทคนิค คือระบบการผลิตเอทานอลมีปัญหาความร้อนสูง ทำให้ต้องหยุดการผลิตเพื่อตรวจสอบระบบการผลิตทั้งหมด หลังจากที่บริษัท เปิดเดินเครื่องผลิตเอทานอลได้ประมาณ 2 เดือน ซึ่งยังมีปัญหาราคาจำหน่ายไม่สะท้อนต้นทุนการผลิต เนื่องจากรัฐควบคุมราคาจำหน่ายไว้ และปัญหาระบบคอมพิวเตอร์ออนไลน์เพื่อตรวจสอบด้านภาษีของกรมสรรพสามิต ที่ยังไม่สามารถออนไลน์ไปยังสรรพสามิตส่วนกลางได้



1.4 บริษัท ขอนแก่นแอลกอฮอล์ จำกัด

ตั้งอยู่ อ.น้ำพอง จ.ขอนแก่น



บริษัทฯ ก่อตั้งโรงงานผลิตเอทานอลในปี 2547 ต่อยอดจากบริษัท น้ำตาลขอนแก่น จำกัด(มหาชน) ผลิตเอทานอลจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้กับผู้ค้าน้ำมันในประเทศ ใช้วัตถุดิบในการผลิตจากกากน้ำตาล โดยใช้เทคโนโลยีการผลิตจากประเทศอินเดีย มีระบบคอมพิวเตอร์ในการควบคุมการผลิตกำลังการผลิตเอทานอลที่ขออนุญาต 100,000 ลิตร/วัน ผลิตจริงตามที่ขออนุญาต คือ 100,000 ลิตร/วัน บริษัทฯ มีแผนขยายกำลังการผลิตเพิ่มประมาณ 150,000 ลิตร/วัน โดยเพิ่มสัดส่วนวัตถุดิบประเภทมันสำปะหลังประมาณ 50,000 ลิตร/วัน ที่เหลือเป็นกากน้ำตาล

กระบวนการผลิตเอทานอลเริ่มจากการนำกากน้ำตาลไปเจือจางกับน้ำร้อน หมักทิ้งไว้ให้ได้สัดส่วนแอลกอฮอล์



ประมาณ 9-10% โดยปริมาตร แล้วนำไปเข้าหอกลั่นได้ปริมาณแอลกอฮอล์ 96% โดยปริมาตร แล้วเพิ่มความบริสุทธิ์ของแอลกอฮอล์ด้วยการแยกน้ำออกเพื่อให้ได้แอลกอฮอล์ 98% โดยปริมาตร ก่อนเตรียมจำหน่ายให้ผู้ค้าน้ำมันในประเทศ

ซึ่งปัจจุบันมารับซื้อจำนวน 4 ราย ประกอบด้วยบริษัท ปตท. เซลล์ คาลเท็กซ์ และโคโนโก



บริษัท มีระบบจัดการน้ำเสียจากกระบวนการผลิตเอทานอลด้วยการนำไปใช้หมักปุ๋ยชีวภาพจำหน่ายให้กับเกษตรกร โดย

ใช้เทคโนโลยีการผลิตปุ๋ยชีวภาพจากประเทศอินเดีย กระบวนการทำปุ๋ยชีวภาพจะใช้เวลาหมักปุ๋ยชีวภาพประมาณ 60 วัน ตามวิธีการคือ ใช้กากอ้อยและกากวัชพืชจากโรงงานน้ำตาล นำมาหมักโดยใช้น้ำเสียจากโรงงานผลิตเอทานอลฉีดพ่นลงเป็นระยะ แล้วพลิกกลับไปมาหมักทั้งไว้ในพื้นที่โล่งแจ้ง เพื่อให้เกิดปฏิกิริยาหลอมรวมเป็นเนื้อเดียวกัน (Homogenize) ซึ่งการหมักนี้จะเกิดปฏิกิริยาความร้อนสูงมากประมาณ 70 องศาเซลเซียส และมีกลิ่นเหม็นมาก เมื่อครบกำหนด 60 วัน กลิ่นเหม็นจะค่อยจางไปจากนั้นจะย้ายไปตากแห้งจนกลิ่นเหม็นหมดไป สุดท้ายจึงได้เป็นปุ๋ยชีวภาพ ลักษณะคล้ายดินร่วนดำ จำหน่ายให้เกษตรกรต่อไป ซึ่งวิธีนี้นอกจากจะช่วยแก้ไขปัญหาน้ำเสียจากโรงงานผลิตเอทานอลแล้ว ยังสามารถนำของเสียมาเพิ่มมูลค่าให้กับบริษัท ได้ด้วย

อย่างไรก็ตาม การจำหน่ายเอทานอลจากโรงงานผลิตเอทานอลทุกแห่ง จะต้องถือปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ด้านการจัดเก็บภาษีเชื้อเพลิงของกรมสรรพสามิต คือ ให้เติมน้ำมันเบนซินออกเทน 91 จำนวน 0.5% โดยปริมาตร ผสมในเอทานอลขณะขนถ่ายลงรถขนส่ง เอทานอลให้ผู้ค้าน้ำมัน และราคาจำหน่ายเอทานอลในประเทศจะถูกกำหนดโดยรัฐบาล คือ 19 บาท/ลิตร ซึ่งโรงงานเอทานอลได้ร้องขอให้รัฐบาลพิจารณาปรับขึ้นราคาจำหน่ายประมาณ 4 บาท/ลิตร เนื่องจากต้นทุนวัตถุดิบเพิ่มสูงขึ้น สำหรับสัดส่วนในการผลิตแอลกอฮอล์ 95% ปริมาณ 1 ลิตร จะใช้กากน้ำตาลประมาณ 4 กิโลกรัม หรือมันสำปะหลังสดประมาณ 7 กิโลกรัม

2. ข้อสังเกตจากการดูงาน

2.1 ปัญหาราคาเอทานอลในปัจจุบันเกิดจากปัญหาความต้องการ (Demand) และการจัดหา (Supply) ในตลาด ดังนั้น การควบคุมราคาจำหน่ายอาจก่อให้เกิดผลกระทบด้าน Supply เช่น โรงงานหยุดการผลิตและจำหน่าย

เอทานอลจนกว่าจะได้ราคาที่เหมาะสมกับต้นทุน หรือ นำแอลกอฮอล์ไปทำผลิตภัณฑ์อื่นที่ให้ราคาดีกว่า เช่น กรดอะซิติก เป็นต้น

2.2 ปัญหาน้ำเสียจากโรงงานผลิตเอทานอล ซึ่งมีปริมาณมากไม่สามารถบำบัดคืนสู่ธรรมชาติได้ นอกจากนำไปใช้เป็นปุ๋ยอินทรีย์ในภาคเกษตรกรรม ดังนั้น โรงงานจะต้องมีแผนการจัดการน้ำเสียอย่างเป็นระบบ เพื่อไม่ให้เป็นการอุปสรรคในการผลิตเอทานอล และป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมชุมชนต่อไป

2.3 โรงงานผลิตเอทานอลในจังหวัดขอนแก่นเป็นตัวอย่างที่ดีในการวางแผนจัดการน้ำเสียจากกระบวนการผลิตเอทานอล ซึ่งมีปริมาณมากได้อย่างเป็นระบบ นอกจากจะลดรายจ่ายด้านพลังงานด้วยการนำน้ำเสียมาผลิตไบโอแก๊ส ยังสามารถสร้างรายได้เพิ่มจากกระบวนการกำจัดน้ำเสียด้วยการนำน้ำเสียมาทำปุ๋ยชีวภาพ จำหน่ายให้เกษตรกรในพื้นที่ ซึ่งเป็นความก้าวหน้าของภาคเอกชนในการพัฒนาอุตสาหกรรมให้เพิ่มศักยภาพในการแข่งขันและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมชุมชน

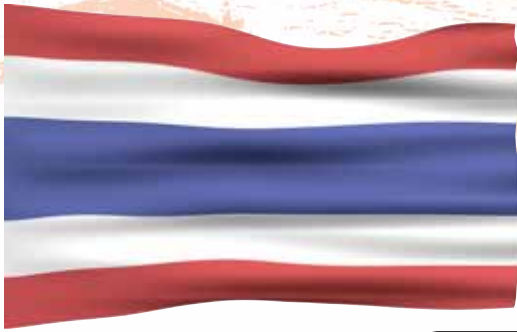
2.4 วัตถุดิบในการผลิตเอทานอลยังเป็นปัจจัยหลักที่โรงงานผลิตเอทานอลต้องคำนึงถึง และวางแผนการจัดหาให้เพียงพอกับความต้องการใช้ผลิตเอทานอลโดยเฉพาะโรงงานที่ต้องพึ่งพาวัตถุดิบจากผลผลิตการเกษตรโดยตรง



3. นโยบายรัฐบาล

กระทรวงพลังงานได้ปรับราคาจำหน่ายเอทานอล ณ โรงงานผลิตเอทานอล จากราคา 19 บาท/ลิตร เป็น 23 บาท/ลิตร บังคับใช้ในช่วงไตรมาส 2/2549 ซึ่งราคาดังกล่าวเป็นราคาที่สามารถตกลงกันได้ระหว่างผู้ค้าน้ำมันกับโรงงานผลิตเอทานอล

สถานการณ์พลังงานไทย ในช่วง 3 เดือนแรกของ ปี 2549

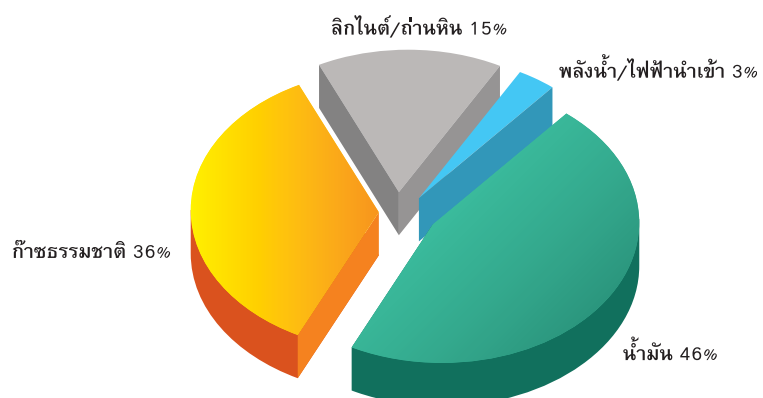


1. ภาพรวมเศรษฐกิจ

ธนาคารแห่งประเทศไทยได้คาดการณ์ภาวะเศรษฐกิจไทยปี 2549 ว่าจะมีการขยายตัวไม่ต่ำกว่าร้อยละ 4.25-5.25 เนื่องจากผลกระทบจากการใช้จ่ายในประเทศและภาครัฐที่ลดลง ประกอบกับราคาน้ำมันและอัตราแลกเปลี่ยนที่มีความผันผวน ในขณะที่กระทรวงพาณิชย์รายงานการส่งออกในช่วง 3 เดือนแรกขยายตัวร้อยละ 17 การขาดดุลการค้าในไตรมาสนี้ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีที่แล้วร้อยละ 86 โดยในเดือนมีนาคมเกินดุลการค้ากว่า 324 ล้านดอลลาร์สหรัฐ จากสภาพความไม่แน่นอนทางการเมือง ซึ่งมีผลกระทบต่อการดำเนินนโยบายเศรษฐกิจ ประกอบกับปัญหาความไม่สงบใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ จึงส่งผลกระทบต่อสถานการณ์พลังงานภายในประเทศดังนี้

2. อุปสงค์พลังงาน

ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของไทยในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 1,566 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 0.9 โดยความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 18.9 ในขณะที่ความต้องการใช้ถ่านหินลดลงร้อยละ 6.4 และน้ำมันสำเร็จรูปมีความต้องการใช้ใกล้เคียงกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว



3. อุปทานพลังงาน

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น อยู่ที่ระดับ 790 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 8.6 การผลิตพลังงานเกือบทุกชนิดเพิ่มขึ้น กล่าวคือ การผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.5 การผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 36.6 การผลิตคอนเดนเสตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.5 และการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.1 เนื่องจาก กฟผ. เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าลำตะคองเพิ่มขึ้น ประกอบกับได้ประสานกับกรมชลประทานในการปล่อยน้ำผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 เพื่อรองรับการใช้ไฟในช่วงฤดูร้อน ส่วนการผลิตลิแกไนต์ลดลงร้อยละ 6.3

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น อยู่ที่ระดับ 962 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปี 2548 ร้อยละ 4.7 โดยการนำเข้าน้ำมันดิบลดลงร้อยละ 3.2 การนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.3 ก๊าซธรรมชาตินำเข้าลดลงร้อยละ 6.2 เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงของแหล่งเยตากุน ส่งผลให้แหล่งยานาดาปรับลดปริมาณการส่งลงด้วยเพื่อรักษาค่าความร้อนให้เหมาะสมกับโรงไฟฟ้า การนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศลาวและมาเลเซียเพิ่มขึ้นร้อยละ 63.0 เนื่องจาก กฟผ. เจริญปรับปรุงแผนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนห้วยเหาะ โดยในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 มีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 87.1 อัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศต่อความต้องการใช้อยู่ที่ร้อยละ 61 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปี 2548 ซึ่งอยู่ที่ระดับร้อยละ 65

ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น⁽¹⁾

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)	เปลี่ยนแปลง% (ม.ค.-มี.ค.)	
			2548	2549
การใช้⁽²⁾	1,520.7	1,566.4	8.3	0.9
การผลิต	745.3	790.3	8.4	8.6
การนำเข้า (สุทธิ)	979.9	961.8	2.2	-4.7
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	-13.8	-19.1		
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	218.4	204.9	7.8	-9.8
การนำเข้า/การใช้ (%)	64	61		

(1) พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสต ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านหินลิกไนต์

(2) การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต็อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย NGL Condensate LPG และ Naptha เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี



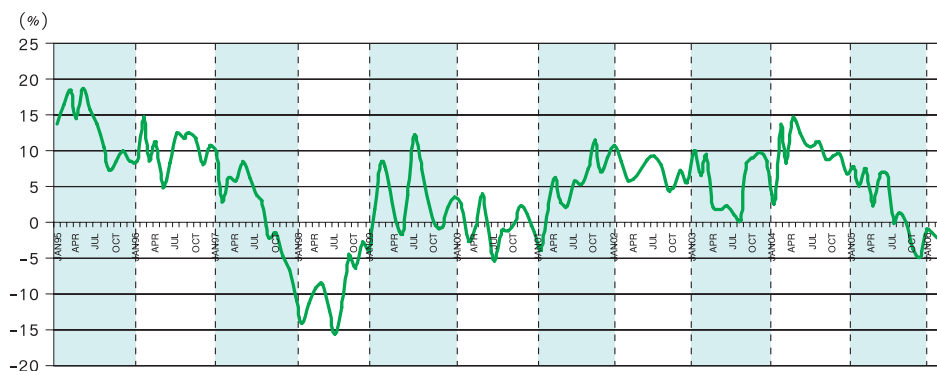
การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ 1,070 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.4 โดยการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.5 การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 และการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 3.5 และการใช้ลิแกไนต์ลดลงร้อยละ 7.5

ตารางที่ 2 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย : เทียบเท่าฟืนบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2545	2546	2547	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)
การใช้	880	931	1,023	1,047	1,070
น้ำมันสำเร็จรูป	579	612	663	655	665
ก๊าซธรรมชาติ	43	46	54	55	57
ถ่านหินนำเข้า	40	61	67	81	91
ลิกไนต์	43	24	38	42	41
ไฟฟ้า	175	187	201	213	215
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การใช้	7.3	5.8	9.6	2.5	-1.4
น้ำมันสำเร็จรูป	5.9	5.7	8.0	-1.2	-3.5
ก๊าซธรรมชาติ	1.5	15.9	7.9	17.5	3.0
ถ่านหินนำเข้า	22.8	52.8	9.3	21.3	1.0
ลิกไนต์	7.5	-43.6	54	12.2	-7.5
ไฟฟ้า	6.8	7.0	7.1	6.1	4.5

อัตราการขยายตัวของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ม.ค. 2538 - มี.ค. 2549



4. มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

การนำเข้า พลังงานในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 มีมูลค่าเท่ากับ 220 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีที่แล้วร้อยละ 39.7 ทั้งนี้มูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบมีสัดส่วนสูงที่สุดคิดเป็นร้อยละ 81 ของมูลค่าการนำเข้าทั้งหมดอยู่ที่ระดับ 179 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ร้อยละ 40.0 ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันสำเร็จรูป รองลงมาคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 เท่าๆ กัน โดยก๊าซธรรมชาติมีมูลค่าการนำเข้า 17 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.2 น้ำมันสำเร็จรูปมีมูลค่าการนำเข้า 18 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 56.5 ถ่านหินและไฟฟ้ามีมูลค่าการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 4 พันล้านบาท และ 2 พันล้านบาท ตามลำดับ มูลค่าถ่านหิน

นำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.7 และมูลค่าไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 67.3



ตารางที่ 3 มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

หน่วย : พันล้านบาท

ชนิด	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)	2549 (ม.ค.-มี.ค.)	
			การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
น้ำมันดิบ	487	479	41.0	85
น้ำมันสำเร็จรูป	56	18	56.5	8
ก๊าซธรรมชาติ	63	17	26.2	8
ถ่านหิน	15	4	12.7	2
ไฟฟ้า	7	2	67.3	1
รวม	786	220	39.7	100

5. น้ำมันดิบ

การผลิต น้ำมันดิบในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ 131 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 36.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2548 เนื่องจากการเพิ่มอัตราการผลิตของแหล่งในกลุ่มเอราวัณและกลุ่มเบญจมาศ ประกอบกับการที่แหล่งนางนวลกลับมาผลิตอีกครั้ง และการผลิตของแหล่งใหม่ เช่น แหล่งจัสมิน โดยแหล่งเบญจมาศซึ่งเป็นแหล่งผลิตที่ใหญ่ที่สุด คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 40 มีการผลิตอยู่ที่ระดับ 53 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 5.4 แหล่งยูโนแคลเป็น

แหล่งผลิตที่มีสัดส่วนรองลงมา มีการผลิตอยู่ที่ระดับ 39 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 61.2 แหล่งสิริกิติ์มีการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 อยู่ที่ระดับ 18 พันบาร์เรลต่อวัน แหล่งทานตะวันมีการผลิตอยู่ที่ระดับ 9 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 189.3 แหล่งจัสมินซึ่งเป็นแหล่งใหม่ที่เริ่มทำการผลิตตั้งแต่เดือนมิถุนายน ปี 2548 มีการผลิตอยู่ที่ระดับ 10 พันบาร์เรลต่อวัน และแหล่งนางนวลได้กลับมาผลิตอีกครั้งตั้งแต่เดือนพฤษภาคม ปี 2548 ผลิตอยู่ที่ระดับ 1 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 4 การผลิตน้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
เบญจมาศ	Chevron	50,097	52,531	40
สิริกิติ์	Thai Shell	17,129	17,809	14
ทานตะวัน	Chevron	6,650	8,694	7
ยูโนแคล	Unocal	29,794	38,653	29
บึงหญ้าและบึงม่วง	SINO US Petroleum	1,098	967	1
จัสมิน	Pearl Oil	5,768	9,836	7
นางนวล	ปตท. สผ.	1,912	1,119	1
ผางและอื่นๆ	กรมการพลังงานทหาร/ปตท. สผ.	1,442	1,498	1
รวมในประเทศ		113,890	131,187	100

หมายเหตุ : BIG OIL PROJECT ของบริษัท ยูโนแคล ประกอบด้วย แหล่งปลาทอง ปลาทมิ๊ก กะพง สุราษฎร์ และยะลา

การใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่น ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 927 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ร้อยละ 2.3 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 91 ของความสามารถในการกลั่นทั่วประเทศ โดยโรงกลั่นไทยออยล์ใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.3

โรงกลั่นทีพีไอใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 โรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียมและโรงกลั่นระยองรีไฟเนอร์ใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เท่าๆ กัน ในขณะที่โรงกลั่นบางจากใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นลดลงร้อยละ 6.0 และโรงกลั่นเอสโซ่ใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นลดลงร้อยละ 3.4

การนำเข้าและส่งออก ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 มีการนำเข้าน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 820 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.9 เป็นผลมาจากการบริหารการนำเข้าของภาครัฐและการลดกำลังการกลั่นของโรงกลั่นบางจาก ส่วนใหญ่ร้อยละ 80 เป็นการนำเข้าจากกลุ่มประเทศตะวันออกกลาง ที่เหลือร้อยละ 9 และ 11 เป็นการนำเข้าจากกลุ่มประเทศตะวันออกไกลและที่อื่นๆ

การส่งออกอยู่ที่ระดับ 63 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 16.8 โดยส่งออกไปขายที่ประเทศสิงคโปร์มากที่สุด คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 74 ส่งออกไปขายที่ประเทศสหรัฐอเมริกาคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14 และส่งออกไปขายให้กับประเทศอื่นๆ ได้แก่ จีนและออสเตรเลีย คิดเป็นสัดส่วนรวมร้อยละ 12 เนื่องจากน้ำมันดิบที่ผลิตได้มีสารโลหะหนักปนอยู่มาก ซึ่งไม่ตรงกับคุณสมบัติที่โรงกลั่นภายในประเทศต้องการ

ตารางที่ 5 การจัดหาและการใช้น้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

ปี	การจัดหา			ใช้ในโรงกลั่น*
	ผลิตภายในประเทศ	นำเข้า (สุทธิ)	รวม	
2541	29,420	679,729	709,149	721,808
2542	34,006	698,895	732,901	741,956
2543	57,937	643,063	701,000	749,629
2544	61,914	678,210	740,124	756,013
2545	75,567	679,762	755,329	827,688
2546	96,322	709,762	806,084	846,091
2547	85,516	813,422	898,939	925,850
2548	113,879	762,121	876,000	909,198
2549 (ม.ค.-มี.ค.)	131,187	756,992	888,179	926,674
การเปลี่ยนแปลง (%)				
2545	22.1	0.2	2.1	9.5
2546	27.5	4.4	6.7	2.2
2547	-11.2	15.0	12.0	9.4
2548	32.8	-6.3	-2.6	-1.8
2549 (ม.ค.-มี.ค.)	36.6	-3.2	1.2	2.3

* น้ำมันดิบ คอนเดนเสต และอื่นๆ

6. ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 2,366 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปี 2548 ร้อยละ 4.5 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 75 ของปริมาณการผลิตทั้งหมด ส่วนใหญ่ผลิตได้จากอ่าวไทย คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 72 ของปริมาณการผลิตทั่วประเทศ แหล่งผลิตสำคัญได้แก่ แหล่งบงกช ของบริษัท ปตท. สม. ผลิตอยู่ที่ระดับ 630 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว แหล่งไพลิน ของบริษัท ทยูโนแคล ผลิตอยู่ที่ระดับ 454 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 5.0 แหล่งเอราวัณผลิตอยู่ที่ระดับ 275 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.2

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 เป็นการนำเข้าจากพม่าทั้งหมด อยู่ที่ระดับ 797 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 6.2 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว โดยแหล่งเยตากุนผลิตได้ 394 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 6.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน และแหล่งยานาดา ผลิตอยู่ที่ระดับ 403 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 5.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงของแหล่งเยตากุน ส่งผลให้แหล่งยานาดาปรับลดปริมาณการส่งลงด้วย เพื่อรักษา ค่าความร้อนให้เหมาะสมกับโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 6 การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

	ผู้ผลิต	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งผลิตภายในประเทศ		2,292	2,366	75
แหล่งอ่าวไทย		2,199	2,281	72
เอราวัณ	Unocal	277	275	12
ไพลิน	Unocal	435	454	19
ฟูนานและจักรวาล	Unocal	221	251	11
สตูล	Unocal	118	88	4
กะพงและปลาทอง	Unocal	7	10	-
อื่นๆ (7 แหล่ง)	Unocal	333	350	15
บงกช	PTT E&P	605	630	27
ทานตะวัน	Chevron	38	71	3
เบญจมาศ	Chevron	165	152	6
แหล่งบนบก		93	85	3
นาพอง	Exxon Mobil	33	32	1
สิริกิติ์	Thai Shell	60	53	2
แหล่งนำเข้า*		857	797	25
ยาดานา	สหภาพพม่า	431	403	13
เยตากูน	สหภาพพม่า	426	394	12
รวม		3,149	3,163	100

* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า เท่ากับ 1,000 btu/ลบ.ฟุต

การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 3,163 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว เป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 74 ของการใช้ทั้งหมด จำนวน 2,352 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 3.6 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และอื่นๆ (โพรเพน อีเทน และ LPG) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17 ปริมาณ 526 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 9.7 และที่เหลือร้อยละ 8 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม ปริมาณ 285 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.3



ตารางที่ 7 การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

สาขา	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)
ผลิตไฟฟ้า*	1,667	1,883	2,049	2,188	2,244	2,399	2,352
อุตสาหกรรม	153	177	199	218	251	259	285
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	292	337	355	385	389	491	526
รวม	2,112	2,397	2,603	2,791	2,884	3,149	3,163

* ใช้ใน EGAT, EGGO, ราชบุรี (IPP), IPP, SPP

7. ก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

การผลิต ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 12,698 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 25.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมาเป็นการใช้ในประเทศปริมาณ 10,425 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 82 ของ

การผลิตทั้งหมดโดยเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมา ร้อยละ 38.1 ที่เหลืออีกร้อยละ 18 ส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ จำนวน 2,273 บาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมาร้อยละ 13.0

ตารางที่ 8 การผลิต การส่งออก และการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	12,232	12,698	25.0	100
การส่งออก	2,780	2,273	-13.0	18
การใช้ภายในประเทศ	9,452	10,425	38.1	82

8. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 872 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 4.4 โดยการผลิตน้ำมันดีเซล

เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมา การผลิตน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 ก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 ส่วนการผลิตน้ำมันเครื่องบินเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.5 การผลิตน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8

ตารางที่ 9 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2549 (ม.ค.-มี.ค.)

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	124	157	-	32	-2.8	1.2	-100.0	21.4
เบนซินธรรมดา	73	83	-	10	-5.2	-7.7	-100.0	-16.6
เบนซินพิเศษ	50	74	-	22	0.7	13.6	-100.0	53.2
ดีเซล	341	355	4	36	-7.6	0.7	-78.2	111.4
น้ำมันก๊าด	0.3	19	-	-1	-10.8	9.3	-	-
น้ำมันเครื่องบิน	82	101	1	15	9.3	30.5	1953.2	475.6
น้ำมันเตา	121	115	23	18	17.4	3.8	68.8	-24.6
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว*	80	125	-	27	9.4	2.2	-100	-7.9
รวม	748	872	28	130	0.0	4.4	-16.9	29.7

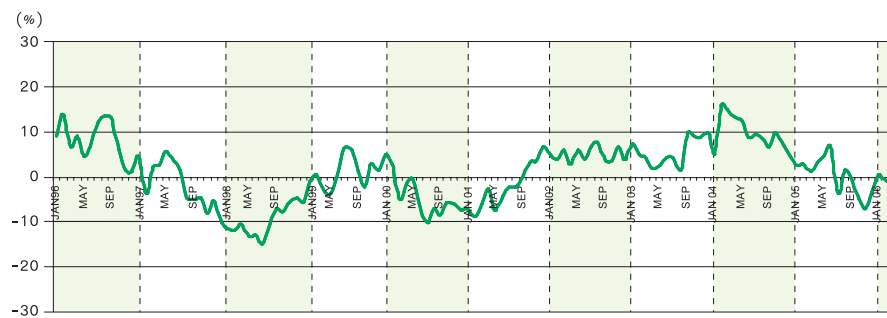
* ไม่รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

การใช้้ำมันสำเร็จรูป ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 748 พันบาร์เรลต่อวัน มีปริมาณการใช้ใกล้เคียงกับช่วงเดียวกันของปี 2548 โดยการใช้้ำมันดีเซลเป็นสัดส่วนมากที่สุดร้อยละ 46 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมาร้อยละ 7.6 การใช้เบนซินลดลงจากปีที่ผ่านมาร้อยละ 2.8 เป็นผลจากระดับราคาที่ปรับตัวสูงขึ้น และมาตรการประหยัดพลังงานที่มีประสิทธิภาพของภาครัฐ ทำให้ประชาชนลดการใช้น้ำมันอย่างชัดเจน การใช้น้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.4 การใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.4 และน้ำมัน

เครื่องบินเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.3

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป การนำเข้ามีปริมาณ 28 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมาร้อยละ 16.9 โดยเป็นการนำเข้าน้ำมันเตาคุณภาพดี (ก๊ามะถันต่ำ) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ปริมาณ 23 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 68.8 การนำเข้าน้ำมันดีเซลในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 4 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 78.2 การส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 29.7 จาก 100 พันบาร์เรลในช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมาอยู่ที่ระดับ 130 พันบาร์เรลในปี

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ปี 2539 - มี.ค. 2549



● น้ำมันเบนซิน

การผลิต ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 157 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน เป็นการผลิตเบนซินธรรมดาอยู่ที่ระดับ 83 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 7.7 และเป็นการผลิตเบนซินพิเศษ 74 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.6

การใช้ อยู่ที่ระดับ 124 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.8 เนื่องจากระดับราคาที่สูงขึ้นอย่างต่อเนื่องและการรณรงค์ประหยัดการใช้พลังงานของภาครัฐ โดยการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดาลดลงร้อยละ 5.2 ในขณะที่เบนซินพิเศษเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 และ

จากการที่รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ เพื่อลดการนำเข้าน้ำมันดิบ ทำให้การใช้แก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นจาก 3 พันบาร์เรลต่อวัน ในช่วงเดียวกันของปีที่แล้วมาอยู่ที่ระดับ 22 พันบาร์เรลต่อวันในปีนี้

การส่งออก ในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 32 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว โดยเป็นการส่งออกเบนซินธรรมดาปริมาณ 10 พันบาร์เรลต่อวัน และส่งออกเบนซินพิเศษ 22 พันบาร์เรลต่อวัน

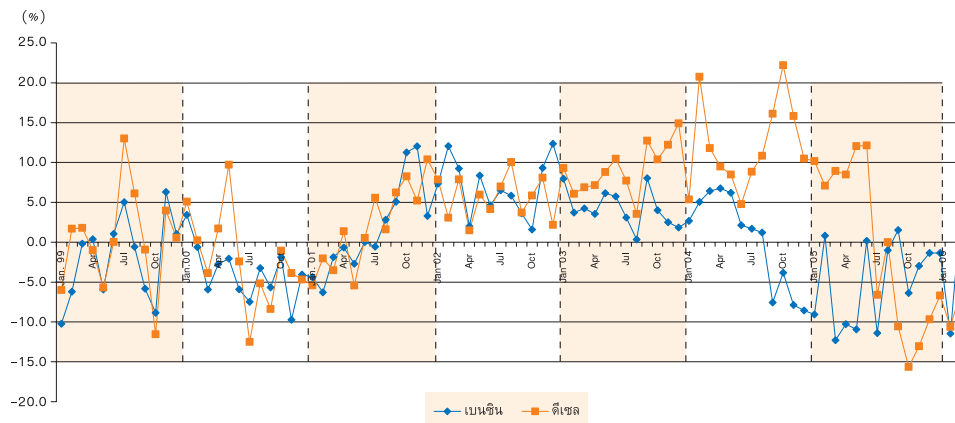
● น้ำมันดีเซล

การผลิต น้ำมันดีเซลในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 355 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 ส่วนใหญ่ร้อยละ 99.8 เป็นการผลิตน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 354 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 ที่เหลือร้อยละ 0.2 เป็นการผลิตน้ำมันดีเซลหมุนช้าที่ระดับ 0.6 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้ น้ำมันดีเซลในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 341 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 7.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว เนื่องจากรัฐบาลประกาศลอยตัวราคาน้ำมันดีเซลตั้งแต่วันที่ 13 กรกฎาคม 2548 เป็นต้นไป ส่งผลให้ราคาจำหน่ายเพิ่มขึ้น และทำให้การใช้ลดลงมากในปีนี้

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันดีเซลในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 4 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 78.2 เป็นการนำเข้าน้ำมันดีเซลหมุนเร็วทั้งหมดเช่นเดียวกับการส่งออก โดยการส่งออกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ระดับ 36 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 111.4 การส่งออกน้ำมันดีเซลสุทธิอยู่ที่ระดับ 32 พันบาร์เรลต่อวัน

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันเบนซินและดีเซล ปี 2542 - มี.ค. 2549



● น้ำมันเตา

การผลิต ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 115 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2548

การใช้ อยู่ที่ระดับ 121 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีที่แล้วร้อยละ 17.4 โดยเป็นการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เพิ่มขึ้นร้อยละ 85.3 เป็นไปตามแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (PDP)

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าในช่วง 3 เดือนแรก

ของปีนี้อยู่ที่ระดับ 23 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 68.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเป็นการนำเข้ามาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจาก กฟผ. จำเป็นที่ต้องใช้น้ำมันเตาคุณภาพสูง (มีกำมะถันต่ำ) ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติในช่วงที่มีปัญหาการ supply ของก๊าซธรรมชาติ การส่งออกน้ำมันเตาอยู่ที่ 18 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 24.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2548 เป็นผลให้ปริมาณการนำเข้า (สุทธิ) จำนวน 4 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 10 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)	การเปลี่ยนแปลง (%)	
			2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟุต/วัน)*	1,740	1,752	4.2	-0.2
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	1,851	685	42.8	85.3
ลิกไนต์ (พันตัน)	16,571	3,758	0.2	-5.8
ดีเซล (ล้านลิตร)	49	13	-10.5	-16.8

* การใช้ของ EGAT EGCO KEGCO และ RH (ราชบุรี)

● น้ำมันเครื่องบิน

การผลิต ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 101 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปี 2548 ร้อยละ 30.5

การใช้ ในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 82 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 9.3

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันเครื่องบินในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้อยู่ที่ระดับ 1 พันบาร์เรลต่อวัน ในขณะที่การส่งออกอยู่ที่ระดับ 15 พันบาร์เรลต่อวัน ส่งผลให้การส่งออก (สุทธิ) จำนวน 14 พันบาร์เรลต่อวัน



● ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

การผลิต ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 125 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีที่แล้วร้อยละ 2.2 ทั้งนี้โรงแยกก๊าซ ปตท. โรงที่ 5 เริ่มผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวเข้าสู่ระบบตั้งแต่เดือนมกราคมปี 2548 รวมเป็นการผลิตจากโรงแยกก๊าซ ปตท. (โรงที่ 1-5) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 53 ของปริมาณการผลิตทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 47 เป็นการผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันและอื่นๆ ในประเทศ

การใช้ อยู่ที่ระดับ 97 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 7.5 เป็นการใช้ในครัวเรือนอยู่ที่ระดับ 52 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว การใช้ในรถยนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 44.2 อยู่ที่ระดับ 12 พันบาร์เรลต่อวัน เนื่องจาก

ราคาน้ำมันเบนซินปรับตัวสูง เป็นสาเหตุทำให้รถแท็กซี่และรถยนต์ส่วนบุคคลหันมาใช้ก๊าซ LPG มากขึ้น การใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีลดลงร้อยละ 1.0 การใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.3

การนำเข้าและการส่งออก ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 ประเทศไทยไม่มีการนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลว แต่มีการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลวปริมาณ 27 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปี 2548 ร้อยละ 7.9 ส่วนใหญ่ส่งออกไปยังประเทศในเอเชีย ได้แก่ ประเทศเวียดนามมีสัดส่วนสูงที่สุดร้อยละ 35 ของปริมาณการส่งออกทั้งหมด รองลงมาได้แก่ ประเทศสิงคโปร์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 27 และประเทศจีน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 22 ตามลำดับ

ตารางที่ 11 การใช้ LPG

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)		
		ปริมาณ	สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
ครัวเรือน	51	52	53	2.7
อุตสาหกรรม	14	16	16	12.3
รถยนต์	10	12	13	44.2
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	18	17	18	-1.0
รวม	93	97	100	7.5

9. ถ่านหิน/ลิกไนต์

การผลิต ลิกไนต์ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 มีปริมาณ 4.8 ล้านตัน ลดลงร้อยละ 5.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยร้อยละ 77 ของการผลิตลิกไนต์ในประเทศผลิตจากเหมืองแม่เมาะและกระบี่ของ กฟผ. จำนวน 3.7 ล้านตัน ลดลงร้อยละ 2.8 ส่วนที่เหลือร้อยละ 23 เป็นการผลิตจากเหมืองเอกชน จำนวน 1.1 ล้านตัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 12.1 โดยการผลิตลิกไนต์จากเหมืองแม่เมาะจะนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า

การใช้ ลิกไนต์/ถ่านหินในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้ ลดลงร้อยละ 2.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน มาอยู่ที่ระดับ 7.1 ล้านตัน ประกอบด้วยการใช้ลิกไนต์ 4.8 ล้านตัน และถ่านหินนำเข้า 2.3 ล้านตัน โดยเป็นการใช้ลิกไนต์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 3.8

ล้านตัน และที่เหลือจำนวน 1 ล้านตัน นำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่างๆ ได้แก่ การผลิตปูนซีเมนต์ กระดาษ และเยื่อกระดาษ รวมถึงใช้ในการบ่มใบยาสูบ ขณะที่การใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 เป็นการใช้ในอุตสาหกรรมจำนวน 1.8 ล้านตัน ที่เหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ SPP จำนวน 0.5 ล้านตัน

การนำเข้า ถ่านหินในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 มีปริมาณ 2.3 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 13.3 การนำเข้าถ่านหินจะนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 78 ของปริมาณการนำเข้าทั้งหมด เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว ที่เหลืออีกร้อยละ 22 ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโครงการ SPP โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.8 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว

ตารางที่ 12 การผลิตและการใช้ไฟฟ้า/ถ่านหิน

หน่วย : พันตัน

	2548	2549 (ม.ค.-มี.ค.)		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)	สัดส่วน (%)
การผลิตไฟฟ้า	21,429	4,854	-5.0	100.0
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	16,571	3,758	-2.8	77.4
เหมืองเอกชน*	4,858	1,096	-12.0	22.6
- บานปู	2,894	724	-11.7	66.1
- ลานนา	23	-	-100.0	-
- อื่นๆ	1,941	372	-12.5	9.1
การนำเข้าถ่านหิน	8,568	2,309	13.3	
การจัดหา	29,997	7,163	0.2	
การใช้ไฟฟ้า	21,015	4,824	-6.2	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า	16,571	3,758	-5.8	78
อุตสาหกรรม	4,444	1,066	-7.5	22
การใช้ถ่านหิน	8,568	2,309	4.8	100
อุตสาหกรรม	6,495	1,798	1.0	78
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP)	2,073	512	20.8	22
ความต้องการ	29,541	7,133	-2.9	

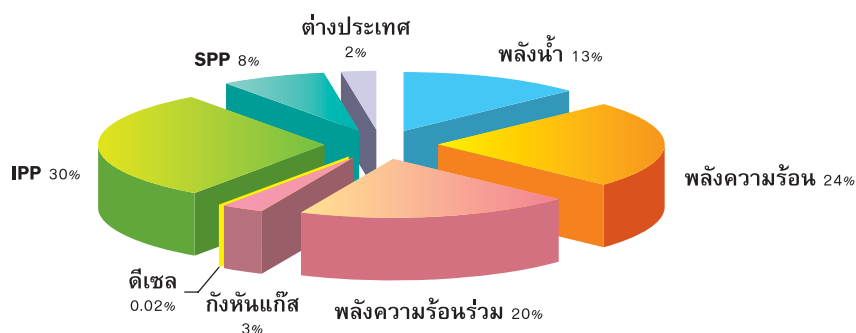
* ข้อมูลเบื้องต้น

10. ไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้งของไทย ณ วันที่ 31 มีนาคม 2549 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 26,457 เมกะวัตต์ โดยเป็นการผลิตติดตั้งของ กฟผ. 15,795 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 60 รับซื้อจาก IPP จำนวน 8,000 เมกะวัตต์ คิดเป็น

สัดส่วนร้อยละ 30 รับซื้อจาก SPP จำนวน 2,022 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และ แลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 640 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2

กำลังการผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนมีนาคม 2549



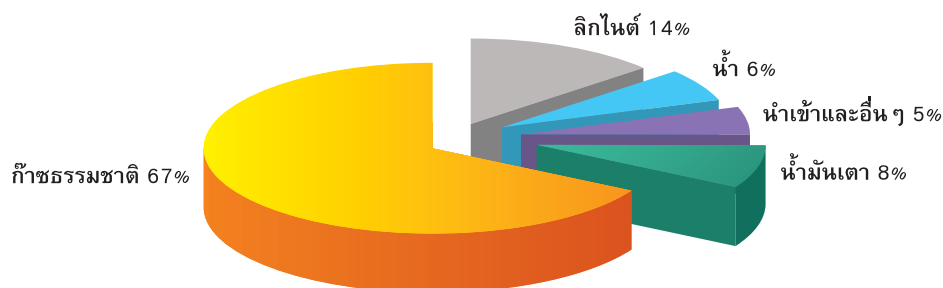
ตารางที่ 13 กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า ณ เดือนมีนาคม 2549

	กำลังการผลิตติดตั้ง	สัดส่วน (%)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	15,795	60
ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	8,000	30
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	1,996	8
นำเข้าและแลกเปลี่ยน	640	2
รวม	26,431	100

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 34,246 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 5.4 แยกเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO KEGCO ราชบุรี IPP และ SPP) จำนวน 22,960 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 จากถ่านหิน/ลิกไนต์ จำนวน

4,816 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14 เป็นการผลิตจากพลังน้ำ 2,069 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6 ที่เหลือเป็นการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา จำนวน 2,827 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 และจากแหล่งอื่นๆ รวมทั้งการนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว และไฟฟ้าแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 1,574 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5

การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง



ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ในเดือนมีนาคมที่ระดับ 20,745 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2548 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 20,538 เมกะวัตต์ อยู่ 207 เมกะวัตต์ ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ระดับร้อยละ 76.4 และมีกำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserve Margin) อยู่ที่ระดับ 23.5

การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญสรุปได้ดังนี้

(ก) การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 ลดลงร้อยละ 0.4 เนื่องจากโรงไฟฟ้าฝั่งตะวันตกมีการปิดซ่อมบำรุงประกอบกับมี Supply จากพม่าลดลง

(ข) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 0.8 เนื่องจากการซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าแม่เมาะในช่วง 3 เดือนแรกของปีนี้

(ค) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 39.7 ตามแผนการเพิ่มกำลังการผลิตของ กฟผ. และเพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในช่วงที่มีปัญหา



(ง) การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.1 เนื่องจากการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าลำตะคอง และการเพิ่มการปล่อยน้ำจากเขื่อนเพื่อผลิตไฟฟ้า เพื่อรับการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในฤดูร้อน

(จ) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.2

(ฉ) การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย เพิ่มขึ้นร้อยละ 63.0 จากการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนห้วยเหาะ ในฤดูร้อนจาก 10 ชั่วโมงต่อวัน เป็น 13 ชั่วโมงต่อวัน

การใช้ไฟฟ้า

ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 อยู่ที่ระดับ 30,201 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 5.4 โดยสาขาอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นสาขาที่มีสัดส่วนการใช้มากที่สุดร้อยละ 45 ของการใช้ทั่วประเทศ มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4 สาขารัฐกิจและบ้านและที่อยู่อาศัย (คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 25 และร้อยละ 20) มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 และร้อยละ 5.8 ตามลำดับ สาขาเกษตรกรรม มีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 2.8 และลูกค้าตรรกฟผ. (รวมขายให้ประเทศเพื่อนบ้าน) มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 เมื่อเทียบกับช่วง 3 เดือนแรกของปี 2548 อยู่ที่ระดับ 9,899

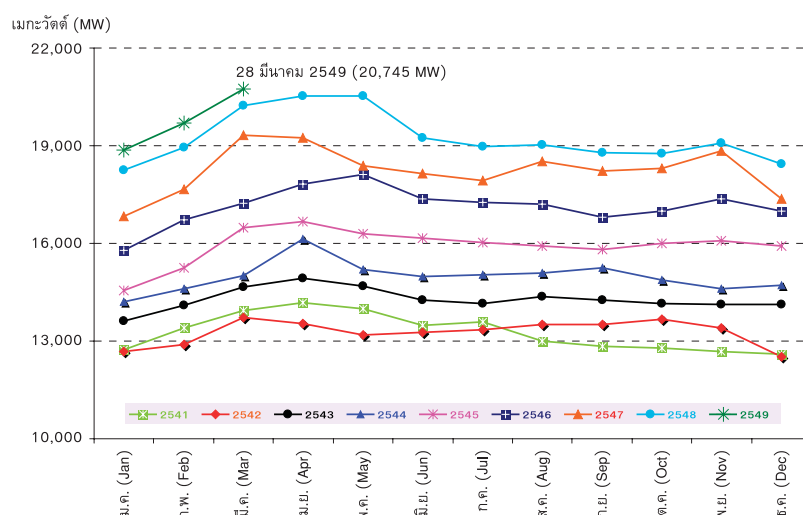
กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นการใช้ในอุตสาหกรรม 3,841 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 การใช้ในธุรกิจอยู่ที่ระดับ 3,391 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 3.5 เช่นกัน การใช้ในบ้านและที่อยู่อาศัยอยู่ที่ระดับ 2,115 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.9 อยู่ที่ระดับ 19,679 กิกะวัตต์ชั่วโมง โดยการใช้สาขาอุตสาหกรรมและธุรกิจ มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 เท่าๆ กัน กล่าวคืออยู่ที่ระดับ 9,769 กิกะวัตต์ชั่วโมง และ 4,190 กิกะวัตต์ชั่วโมง ส่วนการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านและที่อยู่อาศัย มีการใช้ไฟฟ้า 4,052 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปี 2548 ร้อยละ 5.2

ตารางที่ 14 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)	กำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (ร้อยละ)
2540	14,506	73.5	8.3
2541	14,180	73.4	20.1
2542	13,712	76.1	22.1
2543	14,918	75.2	22.0
2544	16,126	73.5	30.9
2545	16,681	76.1	27.5
2546	18,121	73.9	35.1
2547	19,326	71.6	24.5
2548	20,538	74.9	22.6
2549 (ม.ค.-มี.ค.)	20,745	76.4	23.5

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. (Peak Demand of EGAT)



ตารางที่ 15 การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้

	2548	2549(ม.ค.-มี.ค.)	
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)
การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง			
บ้านและที่อยู่อาศัย	8,367	2,115	7.0
ธุรกิจ	13,622	3,391	3.5
อุตสาหกรรม	15,430	3,841	3.5
อื่น ๆ	2,217	552	3.5
รวม	39,906	9,899	4.2
การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค			
บ้านและที่อยู่อาศัย	16,878	4,052	5.2
ธุรกิจ	16,453	4,190	6.2
อุตสาหกรรม	38,363	9,769	6.2
เกษตรกรรม	250	96	-2.8
อื่น ๆ	6,175	1,572	6.2
รวม	78,119	19,679	5.9
ลูกค้าตรง กฟผ.	2,409	623	6.9
รวมทั้งสิ้น	120,433	30,201	5.4



11. รายได้สรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

รายได้สรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูปเดือนมกราคม ถึงมีนาคมปี 2549 มีจำนวน 17,221 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2549 กองทุนน้ำมันยังคงมีรายจ่ายจากการตรึงราคาน้ำมันของรัฐบาลก่อนการประกาศลอยตัว เป็นผลให้ฐานะกองทุนน้ำมัน ณ สิ้นเดือนมีนาคม 2549 ติดลบ 65,906 ล้านบาท

ตารางที่ 16 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ(รายจ่าย)	ภาษีสรรพสามิต
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	234	(552)	64,768
2541	4,606	4,371	66,139
2542	4,418	(187)	65,076
2543	-4,673	(9,091)	65,026
2544	-10,351	(5,978)	65,602
2545	-4,156	6,195	67,726
2546	-2,469	1,687	72,962
2547	-50,227	(47,758)	78,754
2548	-75,089	(24,862)	77,021
2549 (ม.ค.-มี.ค.)	-65,906	15,601	17,221

มาตรการภาษี

เพื่อส่งเสริมการใช้รถ NGV

ปัญหาใหญ่ประการหนึ่งในการส่งเสริมการใช้รถ NGV ในประเทศไทย คือราคารถ NGV มีราคาแพงกว่ารถทั่วไป ซึ่งปัจจุบันจะเป็นการนำรถเก่ามาดัดแปลงเป็นรถ NGV ไม่ว่าจะเป็นรถเก๋ง รถแท็กซี่ รถบรรทุก โดยซื้ออุปกรณ์และถังมาติดตั้งภายหลัง รถใหม่ถ้านำมาดัดแปลงจะเสียสิทธิความคุ้มครองด้านประกันจากผู้ผลิตทันที การดัดแปลงจะทำให้มีค่าใช้จ่ายเพิ่มอีกคันละหลายหมื่นหลายแสนบาท แล้วแต่ชนิดอุปกรณ์ NGV และประเภทของรถที่นำมาติดตั้ง ยิ่งถ้าสั่งนำเข้าสำเร็จรูปมาทั้งคันยิ่งแพงกว่ารถที่จำหน่ายในบ้านเรามาก นอกจากนี้ บริการหลังการติดตั้งอุปกรณ์แล้วก็ยังคงมีปัญหาอยู่

ดังนั้น แนวทางเพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว รัฐบาลจึงสนับสนุนให้ผู้ผลิตรถยนต์ในประเทศ ที่มีศักยภาพในการผลิตที่เข้มแข็งอยู่แล้ว ผลิตรถ NGV ออกมาจำหน่าย ซึ่งจะสร้างความมั่นใจในมาตรฐานคุณภาพของรถ NGV ให้กับผู้ซื้อ ขณะเดียวกันก็จะทำให้ผู้ซื้อได้รับการบริการหลังการขายที่ไว้วางใจได้ และยังคงได้รับความคุ้มครองด้านประกันจากผู้ผลิต เช่นเดียวกับรถยนต์ประเภทอื่นที่ผลิตจากโรงงานเดียวกัน โดยรัฐได้ประกาศมาตรการจูงใจด้านภาษีออกมาเป็นระยะ เพื่อช่วยลดต้นทุนการผลิต ทำให้ราคาจำหน่ายรถ NGV ลดลงเพียงพอที่จะสามารถแข่งขันกับรถที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงได้ ถึงแม้ว่าราคาจำหน่ายรถ NGV อาจจะยังคงแพงกว่ารถทั่วไปอยู่ก็ตาม แต่ผู้ใช้ก็ได้ประโยชน์จากราคาภาษี NGV ที่ถูกกว่าราคาเชื้อเพลิงชนิดอื่น โดยมาตรการภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้รถ NGV ประกอบด้วย

มาตรการด้านภาษีอากรนำเข้า

1. ปัจจุบันกระทรวงการคลังได้ยกเว้นภาษีอากรนำเข้าให้กับอุปกรณ์ติดตั้ง NGV (Conversion Kit) และถึงจนถึงสิ้นปี 2551
2. สำหรับเครื่องยนต์ NGV เก่า จะได้รับการยกเว้นภาษีอากรนำเข้าเป็นเวลา 2 ปี ส่วนเครื่องยนต์ใหม่ NGV ไม่กำหนดเวลาของการยกเว้น
3. นอกจากนี้รถ NGV ที่นำเข้าในลักษณะ Chassis with Engine ทั้งแบบ CBU (Completely Build - Up) และ CKD (Completely Knocked - Down) สำนักงานเศรษฐกิจการคลังกำลังเร่งพิจารณาเสนอคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบอยู่

ผลที่คาดว่าจะได้รับจากมาตรการด้านนี้คือ จะช่วยลดต้นทุนอุปกรณ์และถัง NGV ที่นำมาดัดแปลงกับรถเก่า เครื่องเบนซินหรือดีเซล ที่ต้องการเปลี่ยนมาเป็นรถ NGV ทั้งแบบที่สามารถใช้เชื้อเพลิงได้ทั้ง 2 ระบบ (BiFuel) หรือแบบที่ใช้เชื้อเพลิงร่วมกัน (Dual Diesel Fuel: DDF) ทำให้ค่าติดตั้งอุปกรณ์ถูกลง หรือในกรณีผู้ที่ต้องการยกเครื่องยนต์เก่าทิ้ง แล้วเปลี่ยนมาเป็นเครื่อง NGV โดยเฉพาะผู้ประกอบการขนส่งที่ต้องการเปลี่ยนรถโดยสาร รถบรรทุกหรือรถหัวลากจากเดิมใช้น้ำมันดีเซลมาเป็นเครื่อง NGV เพื่อประหยัดค่าเชื้อเพลิง ก็จะได้ประโยชน์จากภาษีตัวนี้เช่นกัน ซึ่งจะช่วยลดภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงให้กับผู้ประกอบการ ทำให้ไม่ต้องขึ้นค่าโดยสารหรือค่าขนส่ง เพราะผลกระทบจากภาวะราคาน้ำมันเชื้อเพลิงแพงได้ ที่สำคัญจะช่วยลดแรงกดดันภาวะเงินเฟ้อของประเทศได้ในที่สุด และถ้ามีการประกาศยกเว้นหรือลดหย่อนอากรนำเข้าสำหรับรถนำเข้าในลักษณะ Chassis with Engine ไม่ว่าจะเป็นแบบ CKD หรือแบบ CBU ก็จะช่วยส่งเสริมให้มีการประกอบตัวถังรถ NGV รุ่นใหม่เข้าสู่ตลาดในประเทศตามด้วย



มาตรการด้านภาษีสรรพสามิต

จากมาตรการภาษีอากรนำเข้าตั้งที่กล่าวมาแล้ว รัฐบาลยังได้สนับสนุนอุตสาหกรรมผลิตรถยนต์ NGV ในประเทศด้วย โดยรถ NGV ที่ผลิตสำเร็จจากสายการผลิต (Original Equipment Manufacture: OEM) จะได้รับการลดหย่อนภาษีสรรพสามิตให้ ดังนี้

อัตราภาษีสรรพสามิตรถยนต์นั่งและรถยนต์โดยสาร ที่มีที่นั่งไม่เกินสิบคน

ความจุระบอสูบ	อัตราจัดเก็บภาษีตามมูลค่า (ร้อยละ)	
	ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง	ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
เกิน 3,000 CC	50	-
2,500 - 3,000 CC	40	20
2,000 - 2,500 CC	35	
ไม่เกิน 2,000 CC	30	

โดยรถ NGV แบบ OEM ที่ได้รับการลดหย่อนภาษีจะต้องมีลักษณะตามที่กระทรวงการคลังกำหนด ดังนี้

1. มีการออกแบบที่ผลิตให้เป็นรถยนต์ประเภทใช้เชื้อเพลิงทดแทน โดยโรงงานอุตสาหกรรมที่ผลิตรถยนต์รุ่นนั้นๆ โดยตรง
2. มีการรับประกันจากผู้ผลิตรถยนต์ว่า สามารถใช้เชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติได้
3. มีที่เติมเชื้อเพลิงทดแทน ซึ่งมีลักษณะเดียวกับที่เติมน้ำมันเชื้อเพลิงตามปกติและมิได้อยู่ใต้กระโปรงหน้าหรือกระโปรงหลังของรถยนต์

4. ต้องเป็นไปตามมาตรฐานมลพิษ ตามข้อกำหนดทางเทคนิค UN ECE 83 - 05 หรือระดับที่สูงกว่า

5. มีถังบรรจุเชื้อเพลิงที่ติดตั้งอยู่ในตัวรถอย่างมิดชิด และแยกออกจากส่วนที่เก็บสัมภาระอย่างชัดเจน

ซึ่งปัจจุบันยังไม่มีสายการผลิตรถ NGV ในลักษณะ OEM เนื่องจากผู้ผลิตรถยนต์ต่างก็มองว่า ปริมาณความต้องการรถ NGV ยังมีน้อย ไม่คุ้มค่าการผลิตแบบเชิงพาณิชย์ แต่ก็มีผู้ผลิตบางรายประกาศว่าจะผลิตในลักษณะนี้ออกจำหน่ายภายในปี 2549 นี้ ทั้งนี้คาดว่า ความเห็นที่แตกต่างระหว่างผู้ที่ต้องการผลิตรถ NGV แบบ OEM กับผู้ที่ไม่ต้องการผลิตน่าจะเป็นผลมาจากกำหนดกลยุทธ์ด้านการตลาดและเป้าหมายกลุ่มลูกค้ามากกว่า

ถึงอย่างไรก็ตาม รัฐบาลก็ได้พยายามที่จะให้มีการจำหน่าย รถ NGV โดยผู้ผลิตรถ เพื่อความมั่นใจด้านมาตรฐาน คุณภาพ การบริการหลังการขาย และความคุ้มครองด้านประกัน จึงได้สนับสนุนมาตรการภาษีสรรพสามิตสำหรับ รถยนต์ที่ติดตั้งระบบ NGV - Retrofit คือรถที่ผลิตสำเร็จแล้วจากสายการผลิต และนำมาดัดแปลงเป็นรถ NGV ในภายหลังโดยผู้ผลิตเอง ถึงแม้ว่าปัจจุบันการติดตั้งระบบ NGV - Retrofit ได้มีการดำเนินการอยู่แล้ว แต่เป็นการดัดแปลงจากร้านติดตั้งทั่วไป รถส่วนใหญ่เป็นรถเก่าที่นำไปดัดแปลงเป็นรถ NGV ทำให้ยังไม่ได้รับความนิยม และเป็นที่ยอมรับจากประชาชนเท่าที่ควร

มาตรการภาษีสรรพสามิตสำหรับรถยนต์ที่ติดตั้งระบบ NGV - Retrofit นี้ เป็นมาตรการชั่วคราวระยะเวลา 2 ปี 6 เดือน เพื่อไม่ให้เกิดการบิดเบือนในโครงสร้างภาษีสรรพสามิตรถยนต์ และไม่ให้เกิดความไม่เป็นธรรมระหว่างผู้ผลิตรถยนต์ที่ลงทุนทำการวิจัยและพัฒนาารถ NGV ในลักษณะ OEM กับผู้ผลิตที่นำรถยนต์ไปติดตั้งชุดอุปกรณ์เสริม NGV - Retrofit ในภายหลัง ซึ่งกรมสรรพสามิตจะยกเว้นภาษีสรรพสามิตเท่ากับค่าใช้จ่ายจริงในการติดตั้งชุดอุปกรณ์ NGV และปรับเปลี่ยนอะไหล่



รถยนต์ที่เกี่ยวข้องทั้งหมด ทั้งนี้ไม่เกิน 50,000 บาทต่อคัน สำหรับรถยนต์นั่งหรือรถยนต์โดยสารที่มีที่นั่งไม่เกินสิบคนที่มีความจุกระบอกสูงไม่เกิน 3,000 ลูกบาศก์เซนติเมตร

ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. สนับสนุนให้เกิดการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนน้ำมัน (NGV) ซึ่งเป็นพลังงานทดแทนที่มีราคาประหยัด สะอาดกว่าน้ำมันเชื้อเพลิง และมีอยู่ในประเทศ
2. เป็นการส่งเสริมและกระตุ้นให้เกิดการผลิตรถยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งผลิตออกจากโรงอุตสาหกรรมมากขึ้น (OEM)
3. คาดว่ารัฐบาลจะสูญเสียรายได้ภาษีสรรพสามิตจากการยกเว้นภาษีสรรพสามิตรถยนต์นั่งหรือรถยนต์โดยสารที่มีที่นั่งไม่เกินสิบคนไปส่วนหนึ่ง แต่ก็จะช่วยลดการนำเข้าน้ำมันดิบได้จำนวนมาก

นอกจากนี้ คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนหรือ BOI ยังได้ออกมาตรการส่งเสริมโดยให้สิทธิพิเศษสูงสุดในการลงทุนดังนี้

ประเภทกิจการ	เงื่อนไข
4.26 กิจการผลิตเครื่องยนต์ เครื่องจักรและอุปกรณ์สำหรับรถที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Vehicle - NGV) 1. การผลิตถังสำหรับ NGV 2. การผลิตเครื่องยนต์ ชิ้นส่วนและอุปกรณ์ NGV สำหรับยานพาหนะ 3. การผลิตเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ NGV สำหรับสถานบริการ	1. จัดเป็นกิจการที่ให้ความสำคัญเป็นพิเศษ 2. ได้รับยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักรไม่ว่าตั้งอยู่ในเขตใด 3. ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี ไม่ว่าตั้งอยู่ในเขตใด 4. สิทธิและประโยชน์อื่นให้ได้รับตามหลักเกณฑ์ประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่ 1/2543 5. จะต้องได้รับการรับรองมาตรฐานจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง
4.27 กิจการประกอบรถที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Vehicle - NGV)	1. ให้ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีอากรเฉพาะการยกเว้นอากรขาเข้าเครื่องจักรทุกเขต 2. สิทธิและประโยชน์อื่นให้ได้รับตามหลักเกณฑ์ประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่ 1/2543
7.24 กิจการสถานีบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานพาหนะ	1. ให้ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีอากรเฉพาะการยกเว้นอากรขาเข้าเครื่องจักรทุกเขต 2. สิทธิและประโยชน์อื่นให้ได้รับตามหลักเกณฑ์ประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่ 1/2543



ดร.จิตรพงษ์ กว้างสุขสภิตย์

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ทิศทางที่ NGV เข้ามาทดแทนน้ำมัน

ประเทศไทยนำเข้าน้ำมันจำนวนมากและทำให้ประสบปัญหาขาดดุลบัญชีเดินสะพัดจนน่าวิตก ดังนั้น รัฐบาลจึงสนับสนุนให้มีการพัฒนาพลังงานทางเลือก เช่น ทางเลือกที่ 1 เอทานอล ทางเลือกที่ 2 ไบโอดีเซล และทางเลือกที่ 3 คือก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นการรองรับและทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง

NGV เป็นชื่อเรียกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicle) หรือก๊าซธรรมชาติอัด (Compressed Natural Gas หรือ CNG) ที่ใช้กับยานพาหนะซึ่งก๊าซ NGV แตกต่างจากก๊าซหุงต้ม (LPG) เพราะ LPG เป็นก๊าซที่มีโปรเทนและบิวเทน มีคุณสมบัติที่หนักกว่าก๊าซธรรมชาติโดยรวมและอากาศ แต่ก๊าซ NGV เป็นก๊าซธรรมชาติที่ยังคงมีส่วนประกอบหลักๆ คือก๊าซมีเทน ซึ่งมีคุณสมบัติเบากว่าอากาศ เป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดและปลอดภัยกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ จึงเหมาะสำหรับนำมาเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกสำหรับผู้ใช้น้ำมัน

วันนี้วารสารนโยบายพลังงานได้รับเกียรติจาก **ดร.จิตรพงษ์ กว้างสุขสภิตย์** รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มธุรกิจสำรวจ ผลิต และก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) มากล่าวถึงแนวทางการสนับสนุนการใช้ NGV และการขยายเครือข่ายสถานีบริการก๊าซ NGV เพื่อสนับสนุนแนวทางนโยบายของรัฐบาลในการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ NGV แทนน้ำมัน

การสนับสนุนการใช้ NGV ในอนาคต

ภาครัฐกำหนดนโยบายชัดเจนในการผลักดันการใช้พลังงานทดแทน และลดการใช้น้ำมันซึ่งเป็นสิ่งที่เราต้องนำเข้า ซึ่ง ปตท. ได้มีการสำรวจ ผลิต ก๊าซธรรมชาติ และนำมาใช้ผลิตพลังงานทดแทนอันสามารถช่วยลดการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ และไม่ต้องเสียเงินตราต่างประเทศ เงินที่ใช้จ่ายก็จะหมุนเวียนในประเทศ เกิดผลดีหลายประการ โดยภาครัฐได้ให้การสนับสนุน ผลักดันหลายรูปแบบ



ราคา NGV และค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง

ก๊าซ NGV ถูกกำหนดราคาอยู่ที่ไม่เกินครึ่งหนึ่งของราคาน้ำมันดีเซล เพื่อให้ผู้ใช้รถหันมาใช้ก๊าซ NGV มากขึ้น โดย ปตท. ได้ให้ความมั่นใจในราคาขายปลีก NGV ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 25 ธ.ค. 45 ซึ่งปัจจุบันจำหน่าย 8.50 บาท/กก. และแม้ว่าราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงทุกชนิดปรับตัวสูงขึ้น ก็ยังคงตรึงราคาจำหน่ายไว้คงที่ไปอีกอย่างน้อย 2 ปี รถยนต์ที่ติดตั้ง NGV จะช่วยลดต้นทุนเชื้อเพลิงและประหยัดค่าเชื้อเพลิงได้ถึง 70 % เมื่อเทียบกับน้ำมันเบนซิน หากใช้งานเฉลี่ย 100 กม./วัน จะสามารถคืนทุนค่าติดตั้งได้ภายใน 1 ปี และก๊าซ NGV ประหยัดกว่า 30 % เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซหุงต้ม (LPG) นอกจากนี้ยังมีความปลอดภัยในการใช้งานที่มากกว่า

รถยนต์ที่ใช้ NGV ทดแทนเบนซินในแบบ Bi Fuel นั้น ค่าใช้จ่ายติดตั้งอุปกรณ์ในรถยนต์นั่งขนาดเล็ก ถ้าเป็นเครื่องยนต์ที่ไม่ซับซ้อน ราคาอุปกรณ์พร้อมติดตั้งจะประมาณ 30,000 - 40,000 บาท แต่ถ้าเป็นเครื่องยนต์ที่มีระบบสมองกลควบคุมการฉีดเชื้อเพลิง จะมีราคาการติดตั้ง 50,000 - 60,000 บาท

ส่วน NGV ทดแทนดีเซลสำหรับรถบรรทุกขนาดใหญ่ ในลักษณะ Dual Fuel จะมีค่าใช้จ่าย 125,000 - 200,000 บาท ถ้าเป็นระบบดัดแปลงเครื่องยนต์ใช้ NGV อย่างเดียว ในลักษณะระบบ Dedicated จะมีค่าใช้จ่าย 450,000 - 600,000 บาท

ปตท. ให้ความช่วยเหลือด้านเทคนิคแก่บริษัทต่างๆ ในการขยายธุรกิจเป็นผู้ให้บริการติดตั้งอุปกรณ์ NGV ในรถยนต์ รวมทั้งจัดหาถังบรรจุก๊าซ NGV ให้กับบริษัทฯ จนในปัจจุบันมีศูนย์ให้บริการติดตั้งอุปกรณ์ NGV ทั้งในกรุงเทพฯ และต่างจังหวัดกว่า 160 แห่ง

เป้าหมายการประหยัด

ปัจจุบันรถยนต์ส่วนบุคคล ทั้งรถเก๋ง รถกระบะ และรถตู้ ทั้งเครื่องยนต์ดีเซลและเบนซิน และรถโดยสาร-รถขนส่ง ได้ติดตั้งอุปกรณ์ NGV แล้วรวมทั้งสิ้นกว่า 14,000 คัน เราตั้งเป้าให้สามารถใช้ NGV ลดการใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลในภาพรวมของประเทศได้ถึง 10 % ภายในปี พ.ศ. 2553 (760 และ 1,300 ล้านลิตร/ปี) และเพิ่มเป็น 15 % ภายในปี พ.ศ. 2558 และเพิ่มเป็น 20 % ภายในปี พ.ศ. 2563 โดยรถกลุ่มเป้าหมายแรกเน้นรถที่ขับเคลื่อนเยอะ เช่น รถเมล์ รถร่วมบริการ รถตู้ รถขนส่ง ที่มีการใช้งานมาก เพราะจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการปรับเปลี่ยนนั้นสามารถคืนทุนได้เร็ว โดย

- ทดแทนน้ำมันเบนซิน ร้อยละ 10 (ประมาณ 3 ล้านลิตร/วัน) โดยมีเป้าหมาย รถเบนซิน 219,000 คัน ภายในปี 2553
- ทดแทนน้ำมันดีเซล ร้อยละ 10 (ประมาณ 8 ล้านลิตร/วัน) โดยมีเป้าหมาย รถดีเซล 281,000 คัน ภายในปี 2553

ซึ่งหากเป็นไปตามเป้าหมาย ประเทศไทยจะมีรถใช้ก๊าซ NGV ประมาณ 300,000 คัน ในปี 2551 ซึ่งจะสามารถใช้ก๊าซธรรมชาติปริมาณ 220 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ทดแทนการใช้น้ำมันได้ประมาณ 2,200 ล้านลิตร/ปี คิดเป็นมูลค่าเทียบเท่านำเข้าน้ำมันดิบถึง 41,100 ล้านบาท/ปี และภายในปี พ.ศ. 2553 จะมีรถใช้ NGV จำนวน 500,000 คัน นำก๊าซธรรมชาติทดแทนการนำเข้าน้ำมัน คิดเป็นมูลค่าประมาณ 80,000 ล้านบาท/ปี สามารถประหยัดค่าเชื้อเพลิงลงได้ประมาณ 60,000 ล้านบาท/ปี ซึ่งจะช่วยลดภาระการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ นับเป็นยุทธศาสตร์สำคัญในการลดการขาดดุลการค้า อันจะส่งผลดีต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศได้เป็นอย่างดี

รากลุ่มเป้าหมาย

ภาครัฐได้ส่งเสริมสนับสนุนการใช้ก๊าซ NGV ในภาคขนส่งหลายมาตรการ เช่น การส่งเสริมให้ 1) รถยนต์โดยสาร ขสมก. รถยนต์โดยสารประจำทาง รถแท็กซี่ รถสามล้อ รถบรรทุกสินค้า รถโดยสาร รถไฟ เรือประมง และเรือที่ใช้ในการคมนาคมขนส่ง เปลี่ยนมาใช้ก๊าซ NGV 2) กำหนดให้รถที่อยู่ในความดูแลของบริษัท ท่าอากาศยานสากลกรุงเทพแห่งใหม่ จำกัด (บทม.) ในสนามบินสุวรรณภูมิที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายในให้ใช้ก๊าซ NGV 3) ลดภาระภาษีประจำปีทะเบียนรถยนต์ที่ใช้ก๊าซ NGV 4) เร่งขยายจำนวนสถานีบริการก๊าซ NGV โดยส่งเสริมและสนับสนุนให้ใช้พื้นที่ริมทางหลวงและทางรถไฟ ในการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และสร้างสถานีบริการ NGV 5) ส่งเสริมและสนับสนุนการเพิ่มจำนวนผู้ที่ได้รับความเห็นชอบให้ตรวจและทดสอบถึงและอุปกรณ์สำหรับรถ NGV ให้มีจำนวนเพิ่มมากขึ้น 6) ส่งเสริมและสนับสนุนให้ใช้พื้นที่ริมทางในการก่อสร้างสถานี NGV ลอยน้ำ



รกลำธารณะ

ปตท. ได้ร่วมกับ องค์การขนส่งมวลชนกรุงเทพ (ขสมก.) ในโครงการติดตั้งอุปกรณ์และดัดแปลงใช้เอ็นจีวีในรถโดยสารประจำทาง ขสมก. โดย ปตท. สนับสนุนค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงรถโดยสาร ซึ่งเป็นรถยนต์ดีเซลให้ใช้ก๊าซ NGV ได้ โดยการดัดแปลงเครื่องยนต์ดีเซลเดิมให้เป็นระบบเชื้อเพลิง NGV อย่างเดียว (Dedicated NGV or Repowering) รวมจำนวนทั้งสิ้นประมาณ 1,500 คัน (นอกจากนี้ ขสมก. ที่มีแผนจะขยายการใช้รถโดยสารใช้ก๊าซ NGV อีกจำนวน 2,000 คัน) สำหรับการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายคืน ปตท. จะบวกเพิ่มในราคาก๊าซ NGV ขณะนี้อยู่ระหว่างหารือกับ ขสมก. นอกจากนี้ ปตท. ยังรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่าง ๆ ในการสร้างสถานี NGV ให้เพียงพอต่อการให้บริการกับรถโดยสารประจำทางที่ใช้ก๊าซ NGV ดังกล่าว โดย ขสมก. จะจัดหาพื้นที่ในอุ้งรถให้สร้างสถานีบริการ NGV โดยไม่คิดค่าใช้จ่าย

โครงการนำร่องติดตั้งอุปกรณ์และดัดแปลงใช้เอ็นจีวีในรถโดยสารประจำทาง บขส. ปตท. ติดตั้งระบบ NGV ในรถโดยสารที่วิ่งสายตะวันออกและภาคกลาง ที่มีสถานี NGV รองรับ จำนวน 30 คัน ทั้งในระบบเชื้อเพลิงร่วมและระบบใช้เชื้อเพลิง NGV อย่างเดียว หลังจากประเมินผลและมีการขยายสถานีบริการ NGV ไปเส้นทางอื่นแล้ว บขส. จะนำรถที่เหลือกว่า 1,000 คัน มาดัดแปลงเครื่องยนต์ใช้ก๊าซ NGV ต่อไป นอกจากนี้ บขส. ยังประสานงานธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อมแห่งประเทศไทย (ธพว.) ในการใช้สิทธิการเดินรถของผู้ประกอบการเดินรถร่วมเป็นหลักประกันการขอสินเชื่อจาก ธพว. เพื่อช่วยเหลือผู้ประกอบการเดินรถร่วมขอสินเชื่อค่าใช้จ่ายในการดัดแปลงรถติดตั้งอุปกรณ์ NGV อีกด้วย

ส่วนรถแท็กซี่ ที่ใช้ก๊าซหุงต้ม (LPG) ก็สามารถมาเปลี่ยนเป็น NGV ได้ฟรี โดย ปตท. เก็บอุปกรณ์ก๊าซหุงต้มที่นำมาเปลี่ยน เพราะก๊าซ NGV นั้นมีราคาถูกกว่า และมีความปลอดภัยมากกว่าก๊าซหุงต้ม เพราะเบากว่าอากาศ หากเกิดการรั่วซึมจะลอยออกไป แต่ก๊าซหุงต้มหากรั่วจะยังอยู่ในรถจึงไม่ปลอดภัย และช่วยลดค่าใช้จ่ายหลักของผู้ประกอบการแท็กซี่ลงได้ ปัจจุบันมีจำนวนรถแท็กซี่ที่ใช้ก๊าซ NGV ประมาณ 6,200 คัน ส่วนที่เหลือเป็นรถแท็กซี่ที่ใช้ LPG เป็นเชื้อเพลิง ดังนั้นเพื่อให้การส่งเสริมการใช้ NGV ประสบความสำเร็จและเกิดความปลอดภัยต่อผู้บริโภคมากยิ่งขึ้น ปตท. จึงได้จัด **“โครงการดัดแปลงรถแท็กซี่ LPG**

และแท็กซี่ใหม่ให้เป็นรถ NGV” เพื่อสนับสนุนให้รถแท็กซี่ซึ่งเป็นรถสาธารณะปรับเปลี่ยนมาใช้ NGV โดย ปตท. สนับสนุนค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ให้ทั้งหมดประมาณ 30,000 - 40,000 บาท/คัน ซึ่งจะสิ้นสุดเดือนเมษายน 2550 โดยมีเป้าหมายรถดัดแปลงจำนวน 30,000 คัน และเราก็กำลังเพิ่มสถานีให้มีจำนวนมาก เพื่อลดระยะเวลาการรอคิวเติมก๊าซ ทั้งนี้สำหรับผู้ติดตั้ง NGV วันนี้จะได้รับบัตรเติมก๊าซ NGV ฟรี จำนวน 10 ครั้ง เพิ่มเติมด้วย ส่วนในอนาคตทางราชการมอบหมายให้กรมการขนส่งทางบกพิจารณาแนวทางกำหนดให้รถแท็กซี่ใหม่ที่จดทะเบียนต้องเป็นรถ NGV เท่านั้น

สราขการและรัฐวิสาหกิจ

ปตท. ส่งเสริมให้รถยนต์ของส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ และรถที่ใช้ในราชการทหาร ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับใช้ก๊าซ NGV โดย ปตท. จะทำการติดตั้งอุปกรณ์ให้ก่อน และผ่อน



ใช้คืนระยะยาวโดยหักจากค่าก๊าซที่เดิม ซึ่งได้ติดตั้งอุปกรณ์ NGV ให้กับรถราชการในเขตกรุงเทพฯ จำนวน 1,000 คัน ในปี 2548 โดยผ่อนจ่ายค่าติดตั้งคืนให้กับ ปตท. บวกในราคาขายปลีก NGV อีกกิโลกรัมละ 5 บาท เป็น $8.50 + 5.00 = 13.50$ บาท

รถทั่วไป

ปตท. มีมาตรการส่งเสริมจูงใจเจ้าของรถทั่วไปให้หันมาใช้ก๊าซ NGV ใน **“โครงการ NGV เพื่อประชาชน”** โดยสนับสนุนค่าอุปกรณ์และการติดตั้ง ในรถยนต์ที่เข้าร่วมโครงการฯ คันละ 10,000 บาท และช่วงนี้ได้จัดโปรแกรมส่งเสริมพิเศษ “Direct Approach” ให้กับประชาชนทั่วไป รถตู้บริการและรถแท็กซี่ ที่นำรถยนต์เข้าติดตั้งอุปกรณ์ NGV จะได้สิทธิพิเศษรับบัตรเติมก๊าซฟรี 10 ครั้ง เพิ่มเติมอีกด้วย ซึ่งบัตรนี้สามารถใช้ได้ถึง 31 ธ.ค. 2549 นอกจากนี้ หากติดตั้งอุปกรณ์ NGV จากศูนย์ที่ได้รับป้ายรับรองมาตรฐานจาก ปตท. ยังจะได้รับความคุ้มครองเครื่องยนต์ของรถยนต์นั่ง 4 ล้อ เครื่องยนต์เบนซินที่ใช้งานเป็นรถส่วนบุคคล (ยกเว้นรถแท็กซี่ และรถบริการสาธารณะ) ที่เครื่องยนต์เกิดความเสียหายจากการติดตั้งระบบก๊าซ NGV จนไม่สามารถใช้งานต่อไปได้ จำเป็นต้องเปลี่ยนเครื่องยนต์จากประกันกับบริษัท ทิพยประกันภัย จำกัด (มหาชน) ซึ่งจะให้ความคุ้มครองค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนเครื่องยนต์พร้อมติดตั้งอุปกรณ์ NGV ให้กับรถยนต์ที่เครื่องยนต์เกิดความเสียหายจากกรณีดังกล่าวข้างต้น ในวงเงินคุ้มครองไม่เกิน 60,000 บาท ระยะเวลา 1 ปี สำหรับวงเงินที่เกินความคุ้มครองฯ ปตท. จะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายส่วนเกินนี้

นอกจากนั้นภาครัฐก็มีแนวทางการสนับสนุนอื่นๆ เช่น กระทรวงการคลัง ออกมาตรการภาษีสรรพสามิตและอากรนำเข้าอุปกรณ์ NGV และเครื่องยนต์สำเร็จรูป NGV พร้อมอุปกรณ์ส่วนควบ และมาตรการภาษีเงินได้บุคคลธรรมดาสำหรับประชาชนที่ใช้ NGV และมาตรการภาษีให้ราคา รถใหม่และ/หรืออุปกรณ์ลดลงใกล้เคียงรถเบนซินและดีเซล และพิจารณาการลดภาษีรถยนต์ประจำปีให้กับรถยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ส่วนกระทรวงอุตสาหกรรมก็ช่วยเร่งจัดทำมาตรฐานรถ NGV และส่งเสริมการลงทุนให้กิจการที่ผลิตรถ/อุปกรณ์ถึงบรรจุก๊าซ/ผู้ประกอบการขนส่ง/ประกอบการสถานี NGV เป็นกิจการที่ให้การส่งเสริมเป็นพิเศษ สนับสนุนผู้ผลิตให้ใช้เครื่อง NGV เป็นต้น

รถบรรทุก รถขนส่ง

ปตท. ผลักดันให้เกิดการใช้ NGV ในกลุ่มลูกค้ารถเครื่องยนต์ดีเซลขนาดใหญ่ โดยการหาเทคโนโลยีที่เหมาะสมและดีที่สุดสำหรับเครื่องยนต์ที่ใช้เฉพาะ NGV (Dedicated) และเครื่องยนต์ระบบเชื้อเพลิงร่วม NGV และดีเซล (Diesel Dual Fuel) ซึ่งจะเน้นผู้ประกอบการในกลุ่มนิคมอุตสาหกรรม และสร้างสถานีบริการ NGV ให้กับผู้ประกอบการที่มีรถจำนวนมากรองรับด้วย นอกจากนี้ยังจัดโครงการช่วยเหลือทางการเงิน คือ **“โครงการสินเชื่อเพื่อ NGV 7,000 ล้านบาท”** ที่ร่วมกับ กองทุนส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สนับสนุนธนาคารพาณิชย์ 8 แห่ง ได้แก่ ธนาคารกรุงเทพ ไทยพาณิชย์ ไทยนครพาณิชย์ ออมสิน กสิกรไทย กรุงศรีอยุธยา และธนาคารกรุงไทย ให้สินเชื่อในอัตราดอกเบี้ยต่ำ สำหรับค่าใช้จ่ายในการดัดแปลงและ/หรือติดตั้งอุปกรณ์ใช้ NGV ระยะเวลา 5 ปี อัตราดอกเบี้ย ประเภทบุคคลธรรมดาไม่เกิน 5% ต่อปี ประเภทนิติบุคคล ไม่เกิน 4% ต่อปี ตลอดระยะเวลาการผ่อนชำระสูงสุดไม่เกิน 60 งวด และ ปตท. เร่งขยายสถานีบริการ NGV ให้ครอบคลุมเส้นทางสายหลักสู่ทุกภูมิภาคของประเทศภายในปี พ.ศ. 2549

โครงการส่งเสริมการใช้ NGV ในรถโดยสารและรถบรรทุก เป็นโครงการที่ ปตท. ส่งเสริมการใช้ก๊าซ NGV ในรถบรรทุก กับผู้ประกอบการขนส่ง 4 ราย ได้แก่ บจก. สิริโปรเจค คอนสตรัคชั่น บมข.บุญญฤทธิ์ ทรานสปอร์ต บจก.วังศกัญจน์กิจ บจก.สระบุรีทรัคเซลส์ ในการติดตั้งอุปกรณ์ NGV โดยธนาคารกสิกรไทย กรุงศรีอยุธยา และกรุงไทย ให้สินเชื่อดัดแปลงรถโดยสารและรถบรรทุกของบริษัทฯ ให้ใช้ก๊าซ NGV และ ปตท. ให้การสนับสนุนก่อสร้างสถานีบริการก๊าซ NGV ในพื้นที่ของผู้ประกอบการขนส่งที่จัดเตรียมให้

สถานีบริการ

ปตท. กำลังขยายเครือข่ายสถานีบริการก๊าซ NGV ให้กระจายครอบคลุมทั่วทุกภูมิภาคของประเทศทั้งในกรุงเทพฯ และปริมณฑล สำหรับบริเวณกรุงเทพฯ ชั้นในจะมีสถานีขนาดเล็ก หรือ Mini Station ที่จะช่วยเพิ่มความสะดวกในการเข้าเติมก๊าซ NGV ได้มากขึ้น ส่วนการขยายสถานีออกไปสู่ภูมิภาค ตามทางหลวงหลักจากกรุงเทพฯ ไปสุด



ปลายทางในทุกภูมิภาคทั่วประเทศ และนิคมอุตสาหกรรม และทำสถานีให้กับศูนย์รถบรรทุกใหญ่ๆ และกระจายสถานีลอยน้ำตามจุดจ่ายก๊าซฯ ริมฝั่งทะเล เพื่อรองรับให้ได้ทั้งรถยนต์ รถโดยสารประจำทาง รถบรรทุก และกลุ่มเรือประมงขนาดเล็ก ตามเส้นทางหลักของการขนส่ง ซึ่งจะมีสถานีพร้อมให้บริการไม่น้อยกว่า 200 สถานี ภายในสิ้นปี พ.ศ. 2549 อันจะเห็นจำนวนสถานีเพิ่มอย่างก้าวกระโดดตามแผนที่เตรียมการไว้ และจะเพิ่มเป็น 740 สถานี ภายในปี พ.ศ. 2553

สำหรับผู้สนใจ สามารถสอบถามรายละเอียดเพิ่มเติม ได้ที่ NGV Call Center โทร. 1365 กด 5 เชิญใช้บริการได้ครับ ●

เคล็ดลับประหยัดพลังงาน

ประหยัดพลังงานในที่ทำงาน



- ตั้งอุณหภูมิที่ 78 °F (25 °C) ในบริเวณที่ทำงานทั่วไป และพื้นที่ส่วนกลาง



- ปิดไฟ ในเวลาพักเที่ยงหรือเมื่อเลิกใช้งาน



- ปิดเครื่องหลังเลิกงานพร้อมทั้งถอดปลั๊กออกด้วย ยกเว้นเครื่องโทรสาร ซึ่งต้องเปิด 24 ชั่วโมง



- ควรใช้บันไดกรณีขึ้นลงชั้นเดียว



- ก่อนเปิดประตูลิฟต์ เหลียวดูสักนิดหาเพื่อนร่วมทาง เพื่อช่วยกันประหยัดไฟฟ้า

โฉมใหม่

ตรวจสอบ
ผลคะแนน
ได้ทันที



เกาะติด ทุกข่าวสาร
ด้านพลังงาน

www.e-report.energy.go.th



เว็บไซต์รวบรวมข้อมูลการใช้พลังงานของหน่วยงานราชการและรัฐวิสาหกิจ เช่น ผลการปฏิบัติการลดใช้น้ำมัน-ไฟฟ้าของแต่ละหน่วยงานเทียบกับปี 2546 ซึ่งแต่ละหน่วยงานสามารถตรวจสอบคะแนนและผลการประหยัดพลังงานได้ทันที นอกจากนี้ยังมีข่าวสารที่น่าสนใจจาก ก.พ.ร. ข่าวสารด้านพลังงาน เกร็ดความรู้เกี่ยวกับพลังงาน อาทิ คู่มือการลดใช้พลังงานสำหรับราชการและรัฐวิสาหกิจ วิธีการดูใบค่าไฟฟ้า ความรู้เรื่องน้ำมันแก๊สโซฮอล์ เพื่อค้นคว้าและดาวน์โหลดได้ทันทีอีกด้วย



