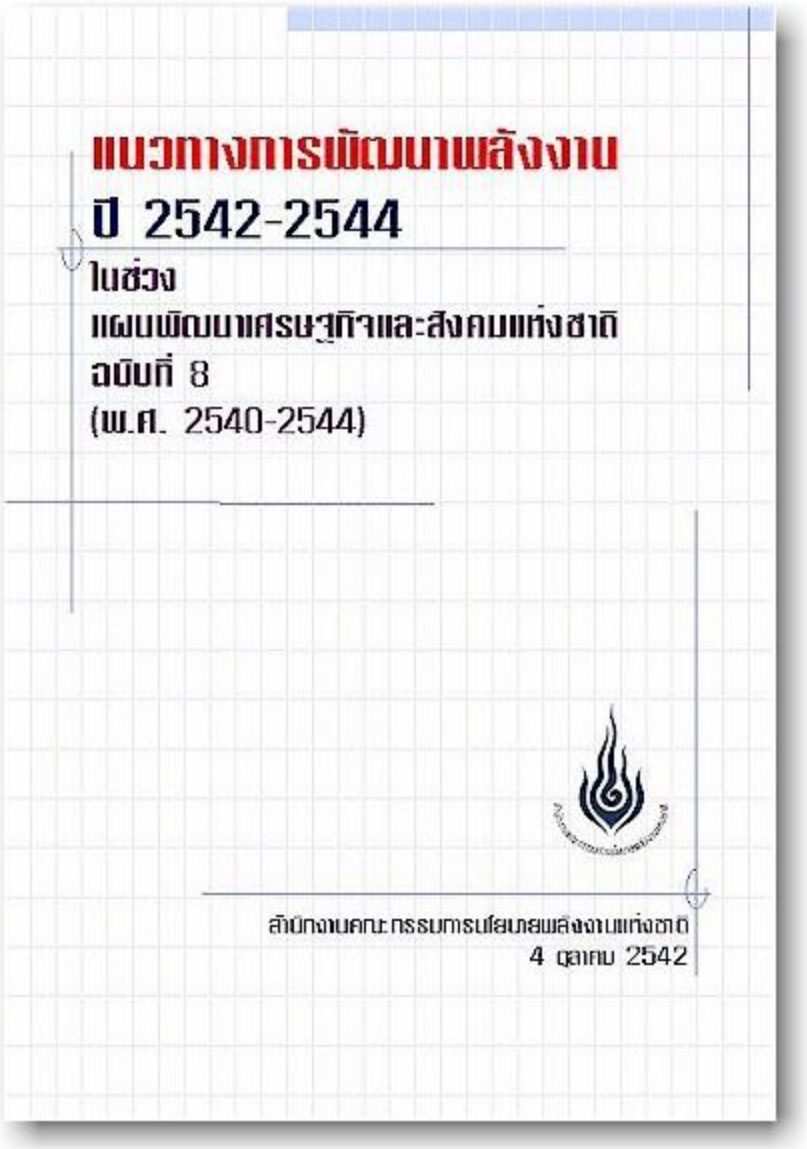


แนวทางการพัฒนา
พลังงาน
ปี 2542-2544
ในช่วงแผนพัฒนา
เศรษฐกิจ
และสังคมแห่งชาติ ฉบับที่
8
(พ.ศ. 2540-2544)

สำนักงานคณะกรรมการ
นโยบายพลังงานแห่งชาติ
4 ตุลาคม 2542

คำนำ

ตามที่ได้มีการประกาศใช้แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540-2544) ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2539 เป็นต้นมา สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้ประสานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านพลังงาน ในการจัดทำแนวทางการพัฒนาพลังงานในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540-2544) ซึ่งแนวทางดังกล่าวได้รับความเห็นชอบจาก คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 30 กรกฎาคม 2540 เพื่อใช้เป็นกรอบในการจัดทำแผนงาน / โครงการด้านพลังงานของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้มีความสอดคล้องกัน

แต่เนื่องจากวิกฤติเศรษฐกิจของประเทศนับตั้งแต่กลางปี 2539 เป็นต้นมา ได้ส่งผลให้การขยายตัวทางเศรษฐกิจลดลงจากที่คาดการณ์ไว้ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ จึงได้ดำเนินการปรับแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 เพื่อให้สอดคล้องกับเงื่อนไข และสถานการณ์ของประเทศที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งสถานการณ์ดังกล่าว ได้ส่งผลกระทบต่อการดำเนินนโยบาย ทางด้านพลังงานของประเทศด้วย

สพช. ได้ทำการประเมินผลการพัฒนาพลังงานในช่วง 2 ปีแรก (พ.ศ. 2540-2541) พบว่า ความต้องการใช้พลังงานของประเทศชะลอตัวลงอย่างมาก ดังนั้น จึงได้มีการพิจารณาปรับแนวทางการพัฒนาพลังงาน ในช่วงที่เหลือของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์พลังงานของประเทศ ที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่ง แนวทางที่ได้ปรับใหม่นี้ ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติแล้ว เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2542

การจัดทำเอกสารฉบับนี้ แบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ ส่วนที่ 1 สถานการณ์ทางเศรษฐกิจกับผลกระทบ ต่อการดำเนินงานด้านพลังงาน ส่วนที่ 2 สถานการณ์พลังงานในช่วงปี 2542-2554 และส่วนที่ 3 ได้บรรจุเรื่อง แนวทางการพัฒนาพลังงาน ปี 2542-2544 ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540-2544) ไว้ด้วย เพื่อให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้ใช้เป็นกรอบในการจัดทำแผนงาน / โครงการด้านพลังงานให้สอดคล้องกัน และเพื่อเป็นเอกสารเผยแพร่ ให้แก่ผู้ที่สนใจทั่วไปได้ใช้ประโยชน์ต่อไป

กองนโยบายและแผนพลังงาน
สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
4 ตุลาคม2542

สารบัญ

ส่วนที่ 1 สถานการณ์ทางเศรษฐกิจ กับผลกระทบต่อการดำเนินงานด้านพลังงาน

1. สถานการณ์ทางเศรษฐกิจปี 2540 - 2542
2. สถานการณ์พลังงานในช่วง 2 ปีแรกของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540 - 2541)
3. การดำเนินงานด้านพลังงานในช่วงวิกฤตเศรษฐกิจ ปี 2540 - 2542

ส่วนที่ 2 สถานการณ์พลังงานในช่วงปี 2542 - 2554

1. สมมุติฐาน
2. ศักยภาพการผลิตพลังงาน

2.1 แหล่งภายในประเทศ
2.2 แหล่งต่างประเทศ

3. ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์
4. การนำเข้าและส่งออกพลังงาน
5. ความต้องการพลังงานแยกตามภาคการผลิต
6. ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

ส่วนที่ 3 แนวทางการพัฒนาพลังงาน ปี 2542 - 2544

1. เป้าหมายการพัฒนาพลังงาน
2. แนวทางการพัฒนาพลังงาน

ส่วนที่ 1
สถานการณ์ทางเศรษฐกิจ
กับผลกระทบต่อการดำเนินงานด้านพลังงาน

---

1. สถานการณ์ทางเศรษฐกิจปี 2540 - 2542
2. สถานการณ์พลังงานในช่วง 2 ปีแรกของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540 - 2541)
3. การดำเนินงานด้านพลังงานในช่วงวิกฤตเศรษฐกิจ ปี 2540 - 2542

1. สถานการณ์เศรษฐกิจไทย ปี 2540 - 2542

เศรษฐกิจไทยในปี 2540 ต้องเผชิญกับปัญหาที่รุนแรงถึงขั้นวิกฤต ส่วนหนึ่งเกิดขึ้นจากปัญหาโครงสร้าง ที่สะสมมานานและไม่ได้รับการแก้ไขอย่างจริงจัง และจากผลของเศรษฐกิจที่เติบโตแบบฟองสบู่ในอดีต ซึ่งมี เงินทุนระยะสั้นจากต่างประเทศของภาคเอกชน ที่ไหลเข้ามามาก และนำไปลงทุนในกิจกรรมที่มีความเสี่ยง และให้ผลตอบแทนสูงในระยะสั้น เช่น การลงทุนในอสังหาริมทรัพย์และการเก็งกำไรในตลาดหลักทรัพย์ โดยมิได้ให้ความสำคัญเท่าที่ควรต่อการปรับโครงสร้างการผลิต ให้มีมูลค่าเพิ่มสูงขึ้น และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาคการผลิต ซึ่งนับเป็นสาเหตุหนึ่ง ที่ทำให้การส่งออกชบเซาลงมากตั้งแต่ปี 2539 และยังขยายตัวต่ำใน ครึ่งแรกของปี 2540 ส่งผลให้เศรษฐกิจชะลอตัวกว่าที่คาดการณ์ไว้ และดุลบัญชีเดินสะพัดขาดดุลสูง

จากปัญหาเศรษฐกิจดังกล่าวส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นในเศรษฐกิจไทย ทำให้เกิดการคาดคะเนว่า รัฐบาลจะต้องลดค่าเงินบาท เพื่อแก้ไขปัญหาเศรษฐกิจ ก่อให้เกิดการเก็งกำไรในค่าเงินบาทขึ้นอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ต้นปี 2540 แม้ว่าธนาคารแห่งประเทศไทย จะสามารถยุติการเก็งกำไรในต่างประเทศได้ในระดับหนึ่ง แต่ความไม่มั่นใจในค่าเงินบาทยังมีอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้เกิดเงินทุนไหลออก ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจ ที่ชะลอตัวลงส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงาน ของสถาบันการเงิน ซึ่งมีปัญหาหนี้ด้อยคุณภาพมากขึ้น และนำไปสู่การขาดความเชื่อมั่นของผู้ฝากเงินและเจ้าหนี้ทั้งในและต่างประเทศ

ต่อมาเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2540 ทางการได้ประกาศใช้ระบบอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว อย่างไรก็ตาม ความมั่นใจในสถานการณ์ทางเศรษฐกิจ และการเงินของประเทศ ตลอดจนการที่บริษัทจัดอันดับความน่าเชื่อถือ ประกาศปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือตราสารหนี้ และเงินฝากสกุลเงินตราต่างประเทศ ของสถาบันการเงินไทย ทำให้ค่าเงินบาทลดต่ำลง และปัญหาสถาบันการเงินมีความรุนแรงขึ้น มีผลให้ทางการ ต้องประกาศปิดกิจการสถาบันการเงิน

เป็นการถาวร 56 แห่ง ตั้งแต่วันที่ 8 ธันวาคม 2540 รวมทั้ง ได้ขอความช่วยเหลือทางการเงินและทางวิชาการ จาก กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund : IMF) เมื่อวันที่ 21 สิงหาคม 2540 โดย กองทุนการเงินฯ ได้อนุมัติวงเงินกู้แก่ประเทศไทยเป็นจำนวนเทียบเท่าประมาณ 4 พันล้านเหรียญสหรัฐ รวมทั้ง ได้รับเงินช่วยเหลือทางการเงินสมทบ จากประเทศในกลุ่มเอเชียแปซิฟิก และองค์การระหว่างประเทศอีก 2 แห่ง คือ ธนาคารโลก และธนาคารเพื่อการพัฒนาเอเชีย ซึ่งเมื่อรวมกับเงินของกองทุนการเงินฯ ดังกล่าวแล้วมีวงเงิน ทั้งสิ้น 17.2 พันล้านเหรียญสหรัฐ

ภายใต้แผนฟื้นฟูเศรษฐกิจของกองทุนการเงินฯ ประเทศไทยมีพันธะที่จะต้องปฏิบัติเพื่อให้บรรลุเป้าหมาย เศรษฐกิจระยะปานกลาง คือ (1) พยายามรักษาอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจให้อยู่ในระดับร้อยละ 3-4 ในช่วงสองปีแรกของแผน และเข้าสู่ระดับปกติที่ร้อยละ 6-7 ในระยะต่อไป (2) ดูแลให้อัตราเงินเฟ้อโดยเฉลี่ย ไม่ เกินร้อยละ 7-8 ในระยะแรก และกลับสู่ระดับร้อยละ 4-5 ในระยะต่อไป (3) ลดการขาดดุลบัญชีเดินสะพัดใน ปี 2540 ลง ให้อยู่ที่ระดับร้อยละ 5 ของผลิตภัณฑ์ในประเทศและเหลือร้อยละ 3 ในระยะต่อไปซึ่งถือว่าเป็นระดับที่มี เสถียรภาพ (4) รักษาฐานะทุนสำรองระหว่างประเทศในปี 2540 ให้อยู่ที่ระดับ 23 พันล้านเหรียญสหรัฐ และ เพิ่มขึ้นเป็น 25 พันล้านเหรียญสหรัฐ ในปี 2541 (หรือเทียบเท่ามูลค่านำเข้าประมาณ 4 เดือน)

รัฐบาลได้ดำเนินมาตรการเพื่อสร้างความเชื่อมั่นแก่ประชาชนไทยและนักลงทุนต่างประเทศ โดยเร่งเพิ่มทุนสำรอง ระหว่างประเทศ ลดความผันผวนของค่าเงินบาท และหยุดการไหลออกของเงินทุนต่างประเทศ ซึ่งประสบ ผลสำเร็จในระดับหนึ่ง คือ สามารถลดความผันผวนของค่าเงินบาทได้ โดยค่าเงินบาทแข็งขึ้นจาก 55.50 บาทต่อ เหรียญสหรัฐ ณ วันที่ 12 มกราคม 2541 มาอยู่ที่ระดับ 42.50 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ณ วันที่ 29 มิถุนายน 2541 และเงินทุนสำรองระหว่างประเทศสุทธิเพิ่มขึ้นจาก 6.4 พันล้านเหรียญสหรัฐ เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2540 เป็น 11.4 พันล้านเหรียญสหรัฐ เมื่อเดือนพฤษภาคม 2541

อย่างไรก็ตาม ภาพรวมในช่วงครึ่งแรกของปี 2541 ภาวะเศรษฐกิจยังอ่อนตัวกว่าที่ได้คาดไว้ ทำให้ ต้องปรับ ภาพรวมทั้งปี โดยเศรษฐกิจที่แท้จริงจะหดตัวร้อยละ 4.0-5.5 ปัจจัยทั้งภายในและภายนอกประเทศ ที่มีส่วนทำให้ ต้องปรับภาพรวมเศรษฐกิจดังกล่าว ที่สำคัญได้แก่ ปัญหาในภูมิภาคที่ยืดเยื้อทำให้ความต้องการสินค้า ส่งออก ลดลงกว่าที่คาด และทำให้เงินทุนนำเข้าภาคเอกชนฟื้นตัวช้าลง ในขณะที่ปัจจัยภายในประเทศ คือ ความต้องการ บริโภคและลงทุนลดลงกว่าที่คาดไว้ จึงมีการทบทวนภาพรวมเศรษฐกิจมหภาคเมื่อเดือนพฤษภาคม 2541 กรอบ นโยบายที่ปรับปรุงใหม่ในการทบทวนครั้งนี้ มีจุดมุ่งหมายเพื่อเร่งปฏิรูปโครงสร้างเศรษฐกิจ และชดเชยการอ่อนตัว ของอุปสงค์ภาคเอกชน พร้อมกับรักษาความเชื่อมั่นที่เริ่มกลับคืนมาแล้วในช่วง 2-3 เดือนที่ผ่านมา ให้คงอยู่ต่อไป

การปรับกรอบนโยบายการคลังสำหรับปีงบประมาณ 2541 จากเดิมที่รัฐบาลกำหนดไว้ว่าจะเกินดุลไม่เกินร้อยละ 1 ของผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ได้ปรับมาเป็นขาดดุลร้อยละ 2 เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2541 และใน

เดือนพฤษภาคม 2541 ได้ปรับเพิ่มการขาดดุลเป็นร้อยละ 3 โดยแบ่งเป็นการขาดดุลของรัฐบาลกลาง (ทั้งเงินในและนอกงบประมาณ) ร้อยละ 2.4 และการขาดดุลของภาครัฐวิสาหกิจร้อยละ 0.6 ของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ซึ่งรัฐบาลจะชดเชยการขาดดุลดังกล่าวด้วยการนำเงินคงคลังออกมาใช้แทนการกู้เงิน เพื่อเป็นการช่วยเพิ่มเม็ดเงินให้กับระบบเศรษฐกิจโดยตรง

ช่วงไตรมาสสุดท้ายของปี 2541 ภาพรวมเศรษฐกิจเริ่มคงที่และปรับตัวดีขึ้นเล็กน้อย แต่ยังมีภาคเศรษฐกิจบางภาคที่หดตัว และอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลง ทั้งจากภายในและภายนอกประเทศ นอกจากนี้ ความสามารถในการกระตุ้นเศรษฐกิจของภาคเอกชน ทั้งในด้านการบริโภค และการลงทุนในภาวะปัจจุบันมีจำกัด และการส่งออกของประเทศขึ้นอยู่กับปัจจัยภายในและภายนอก ที่ไม่แน่นอนหลายประการ ดังนั้น รัฐบาลจึงได้ออกมาตรการเพิ่มการใช้จ่ายภาครัฐ และมาตรการภาษี เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจในปีงบประมาณ 2542 โดยรัฐบาลได้จัดทำ งบประมาณแบบขาดดุลเพื่อช่วยเสริมสภาพคล่องและกระตุ้นระบบเศรษฐกิจในระยะสั้น

นอกจากนี้ คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2542 อนุมัติให้กระทรวงการคลังกู้เงินจากแหล่ง เงินกู้ต่างๆ ประกอบด้วย เงินกู้จากกองทุนความร่วมมือทางเศรษฐกิจโพ้นทะเลแห่งญี่ปุ่น (Overseas Economic Cooperation Fund : OECF) 250 ล้านเหรียญสหรัฐ เงินกู้จากธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศญี่ปุ่น (Japanese Export-Import Bank : J. EXIM Bank) 600 ล้านเหรียญสหรัฐ และเงินกู้จากธนาคารโลก (World Bank) 600 ล้านเหรียญสหรัฐ เงินกู้เหล่านี้จะนำมาสนับสนุนมาตรการเพิ่มการใช้จ่ายภาครัฐ เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจปีงบประมาณ 2542 โดยเน้นการลงทุนที่ก่อให้เกิดผลผลิต และการสร้างงานภายในประเทศ รวมทั้ง เพื่อบรรเทาผลกระทบทางสังคม ที่เกิดจากวิกฤตเศรษฐกิจ

สำหรับมาตรการภาษีเพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจ คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2542 เห็นชอบมาตรการภาษีเพื่อกระตุ้นการบริโภค และการลงทุนของภาคเอกชนตามที่กระทรวงการคลังเสนอ ดังนี้ (1) ยกเว้นการจัดเก็บภาษีเงินได้บุคคลธรรมดา สำหรับเงินได้สุทธิในช่วง 50,000 บาทแรก (2) ลดอัตราภาษีมูลค่าเพิ่มจากร้อยละ 10 เหลือร้อยละ 7 เป็นระยะเวลา 2 ปี และ (3) ยกเลิกการจัดเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มอัตราร้อยละ 1.5 ของยอดรายรับจากผู้ประกอบการขนาดย่อม ที่มีรายรับเกินกว่า 600,000 บาท แต่ไม่เกิน 1,200,000 บาทต่อปี โดยคาดว่าทั้งสามมาตรการ จะทำให้รัฐบาลมีรายได้ลดลงประมาณปีละ 54,670 ล้านบาท และจะมีรายได้ลดลงในช่วงที่เหลืออยู่ของปีงบประมาณ 2542 ประมาณ 31,600 ล้านบาท

นอกจากมาตรการดังกล่าวข้างต้นแล้ว รัฐบาลยังได้ดำเนินมาตรการลดราคาพลังงาน เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจร่วมกับมาตรการเพิ่มการใช้จ่าย และมาตรการภาษี โดยได้ดำเนินการ (1) ลดค่าไฟฟ้า (2) ลดราคาขายส่งก๊าซหุงต้ม และ (3) ลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันเตา จากร้อยละ 17.5 เหลือร้อยละ 5 มาตรการลดราคาพลังงานเหล่านี้ จะช่วยเพิ่มกำลังซื้อของผู้บริโภค และลดต้นทุนการผลิตของภาคอุตสาหกรรม

เศรษฐกิจไทยโดยรวมมีแนวโน้มฟื้นตัวชัดเจนยิ่งขึ้นในช่วงไตรมาสที่ 2 ของปี 2542 โดยมีดัชนีหลายตัว ที่แสดงถึงการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ ทั้งด้านการผลิตและการบริโภค อาทิเช่น อัตราการเพิ่มของดัชนีผลผลิตอุตสาหกรรม ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวันทำการของภาคอุตสาหกรรม และภาคการค้าและบริการ มูลค่าการนำเข้าสินค้าขั้นกลางและวัตถุดิบ (เหรียญสหรัฐ) มูลค่าการส่งออก (เหรียญสหรัฐ) ภาษีมูลค่าเพิ่มยกเว้นที่เก็บจากการนำเข้าซึ่งเป็นเครื่องชี้ถึงการบริโภคภายในประเทศ (ปรับฐานโดยใช้อัตราภาษีใหม่ 7%) ยอดขายรถยนต์ต่อเดือน มูลค่าการนำเข้าสินค้าอุปโภคบริโภค (เหรียญสหรัฐ) และจำนวนผู้ประกันตนในระบบประกันสังคม ซึ่งเป็นเครื่องชี้การจ้างงาน

จากภาวะเศรษฐกิจที่มีเสถียรภาพและปรับตัวดีขึ้น คณะรัฐมนตรีจึงมีมติในวันที่ 10 สิงหาคม 2542 ให้ความเห็นชอบต่อมาตรการสนับสนุนการลงทุน ของภาคเอกชน เพื่อสนับสนุนให้เศรษฐกิจฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องและยั่งยืน ส่งเสริมการปรับโครงสร้างของระบบเศรษฐกิจ และเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับภาคเอกชน ให้สามารถแข่งขันได้ในเวทีเศรษฐกิจโลก โดยมาตรการดังกล่าวประกอบด้วย (1) มาตรการด้านภาษีเพื่อลดต้นทุนการผลิต และส่งเสริมการปรับโครงสร้างการผลิต รวมทั้ง เพื่อลดราคาสินค้าให้แก่ผู้บริโภคในประเทศ (2) มาตรการสนับสนุนด้านเงินทุน เพื่อสนับสนุนการลงทุนในโครงการใหม่ ที่มีศักยภาพเชิงพาณิชย์สูง และสนับสนุนการปรับปรุงโครงสร้างหนี้ (3) มาตรการฟื้นฟูธุรกิจอสังหาริมทรัพย์ เพื่อช่วยแก้ปัญหาอุปทานส่วนเกินในภาคธุรกิจอสังหาริมทรัพย์ และช่วยให้ประชาชนทั่วไปมีที่อยู่อาศัยเป็นของตนเองได้ และ (4) มาตรการปรับโครงสร้างการเงิน สำหรับวิสาหกิจขนาดกลาง และขนาดย่อมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ ในการให้การสนับสนุนทางการเงินแก่วิสาหกิจขนาดกลาง และขนาดย่อมในระยะยาว

2. สถานการณ์พลังงานในช่วง 2 ปีแรกของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540-2541)

2.1 ความต้องการใช้ การผลิต และการนำเข้า พลังงานเชิงพาณิชย์

(1) ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

นับตั้งแต่กลางปี 2539 เป็นต้นมา ต่อเนื่องถึงปี 2540 และ 2541 ประเทศไทยต้องประสบกับวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจอย่างรุนแรง โดยประเทศได้เผชิญกับปัญหาต่างๆ ที่ได้สะสมมาเป็นเวลานาน เช่น ปัญหาความมั่นคงของสถาบันการเงิน หนี้ต่างประเทศเป็นจำนวนมาก เสถียรภาพของค่าเงินบาท และปัญหาธุรกิจขาดสภาพคล่อง เป็นต้น

ในปี 2540 การขยายตัวของเศรษฐกิจชะลอตัวลงร้อยละ 0.4 และได้ลดลงอย่างมากถึงร้อยละ 7.8 ในปี 2541 ส่งผลให้ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ ในปี 2540 เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 4.9 และกลับลดลงอย่างมากถึงร้อยละ 7.4 ในปี 2541

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์และภาวะเศรษฐกิจ

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

การใช้	**2539**	**2540**	**2541**	**อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี (%) 2540-2541**
การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์	1,120.7	1,175.7	1,089.2	-1.4
-น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป	685.2	681.3	610.9	-5.6
-ก๊าซธรรมชาติ	227.6	281.0	305.0	15.8
-ถ่านหินนำเข้า	48.7	41.1	20.4	-35.3
-ลิกไนต์	125.9	139.4	127.5	0.6
-ไฟฟ้าพลังน้ำและนำเข้า	33.4	32.8	25.4	-12.8
อัตราเพิ่ม (%ต่อปี)				
-การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์	11.2	4.9	-7.4	-1.5
-ผลิตภัณฑ์มวลรวม* (GDP)	6.7	-0.4	-7.8	-4.2

ที่มา * ธนาคารแห่งประเทศไทย

(2) การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วง 2 ปีแรกของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540-2541) เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 7.8 ต่อปี โดยเฉพาะในปี 2540 สามารถผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ได้เพิ่มขึ้นทุกชนิด (ยกเว้นพลังน้ำ) คิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.3 ส่วนในปี 2541 การผลิตพลังงานลดลงเล็กน้อยคือ ร้อยละ 0.1 โดยการผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสทได้เพิ่มมากขึ้น แต่ผลิตลิกไนต์และพลังน้ำลดลง

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย: พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

พลังงานเชิงพาณิชย์	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม(%)			อัตราเพิ่มเฉลี่ย (%)
				2539	2540	2541	2540-2541
น้ำมันดิบ	26.4	27.5	29.4	10.9	4.0	7.1	5.5
ก๊าซธรรมชาติ	227.6	281.0	303.7	15.2	23.5	8.6	15.8
คอนเดนเสท	32.4	40.8	42.2	18.9	25.7	3.4	14.0
ลิกไนต์	131.7	142.7	124.9	14.7	8.4	-12.5	-2.6
ไฟฟ้าพลังน้ำ	31.9	31.4	22.6	8.9	-1.6	-28.0	-15.8
รวม	**450.0**	**523.4**	**522.8**	**14.6**	**16.3**	**-0.1**	**7.9**

(3) การนำเข้า (ส่งออก) พลังงานเชิงพาณิชย์

การนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ (สุทธิ) ในช่วง 2 ปีแรกของแผนฯ 8 ได้ลดลงมาโดยตลอด โดยในปี 2540 การนำเข้าสุทธิลดลงร้อยละ 3.0 การนำเข้าพลังงานที่ลดลงมาก ได้แก่ ถ่านหินและพลังน้ำ แต่ในขณะเดียวกันมีการนำเข้าน้ำมันดิบมากลั่นในประเทศเพิ่มขึ้นมาก เพราะเป็นช่วงที่โรงกลั่นในประเทศขยายกำลังกลั่นเรียบร้อยแล้ว ความต้องการยังเพิ่มขึ้นอยู่ และมีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นอย่างมาก ส่วนในปี 2541 การนำเข้าพลังงานสุทธิลดลงร้อยละ 12.8 การนำเข้าพลังงานทุกชนิดลดลง โดยเฉพาะถ่านหินนำเข้าลดลงครึ่งหนึ่ง แต่มีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มมากขึ้น และนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว โครงการเขื่อนน้ำเทิน-หินบุน ได้ เริ่มขึ้นในปีนี้

สัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ (การนำเข้า/การใช้) ได้ลดลงจากระดับร้อยละ 65.6 ในปี 2539 เหลือร้อยละ 60.6 และ 57.1 ในปี 2540 และ 2541 ตามลำดับ

การนำเข้า (ส่งออก) พลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย: พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

พลังงานเชิงพาณิชย์	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
น้ำมันดิบ	630.0	728.8	676.2	39.3	15.7	-7.2
น้ำมันสำเร็จรูป	76.6	-37.3	-61.7	-54.9	48.7	65.6
ก๊าซธรรมชาติ	-	-	0.4	-	-	-
คอนเดนเสท	-21.9	-21.4	-16.4	70.4	-2.2	-23.5
ถ่านหิน	48.7	41.1	20.4	66.0	-15.6	-50.4
ไฟฟ้า	1.4	1.3	2.8	14.4	-6.9	112.0
รวม	**734.7**	**712.5**	**621.3**	**14.9**	**-3.0**	**-12.8**

การผลิต การใช้และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

การผลิต/การใช้/การนำเข้า	2539	2540	2541	การเปลี่ยนแปลง(%)		
				2539	2540	2541
การใช้	1,120.8	1,175.7	1,089.2	11.2	4.9	-7.5
การผลิต	450.1	523.4	522.8	14.6	16.3	-0.1
การนำเข้า(สุทธิ)	734.7	712.5	621.3	14.9	-3.0	-12.8
การเปลี่ยนแปลงสต๊อก	38.2	22.6	16.3	-	-	-
การนำเข้า/การใช้(%)	65.6	60.6	57.1			

(1) พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำ และถ่านหิน/ลิกไนต์
(2) การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต๊อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย NGL Condensate LPG และ Naptha เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

2.2 การผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นมากในช่วงปี 2540-2541 โดยเพิ่มขึ้นจาก 1,267 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2539 เป็น 1,699 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2541 คิดเป็นอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 15.8 ต่อปี โดยในปี 2540-2541 มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากแหล่งใหม่ 3 แหล่ง คือ แหล่งทานตะวัน ปริมาณการผลิต 83 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน แหล่งปลาหมึก และแหล่งปลาแดง ปริมาณการผลิต 12 และ 39 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ตามลำดับ แหล่งผลิตใหญ่มาจากอ่าวไทยคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 91.3 ของการผลิตทั้งหมดในปี 2541 และ แหล่งบงกชยังคงเป็นแหล่งใหญ่ที่สุดในทะเล ด้วยปริมาณการผลิต 437 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แหล่งบนบกมีเพียง 2 แหล่ง ได้แก่ น้ำพอง และสิริกิติ์ ซึ่งมีผลผลิตรวมกัน 145 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนต่อการผลิตทั้งหมดร้อยละ 8.6

ในช่วงกลางปี 2541 เริ่มมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยานาดา สหภาพพม่าเป็นครั้งแรก แต่เนื่องจากโรงไฟฟ้าราชบุรีซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งดังกล่าว ไม่สามารถสร้างแล้วเสร็จตามกำหนด คือ ในช่วงกลางปี 2541 กฟผ. จึงได้ดำเนินการเคลื่อนย้ายโรงไฟฟ้าจากลานกระบือมาที่ราชบุรีเพื่อใช้ก๊าซธรรมชาติตามสัญญา โดยในปี 2541 มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียง 2 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ประมาณร้อยละ 71 นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าและอีกร้อยละ 29 นำไปแยกเป็นก๊าซปิโตรเลียมเหลวใช้ในการหุงต้ม อุตสาหกรรม และเป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์และ อีกส่วนหนึ่งนำไปผลิตก๊าซโพรเพน สำหรับไว้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

แหล่งผลิต	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
แหล่งอ่าวไทย	1,142	1,423	1,545	18.2	24.6	8.6

แหล่งผลิต	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
-เอราวัณ	268	294	299	-5.8	9.5	1.7
-สตูล	203	219	211	4.0	7.9	-4.0
-ฟูนาน	160	209	246	5.4	30.6	17.7
-สตูลใต้	46	67	66	42.3	44.6	-1.3
-กะพงและปลาทอง	61	131	102	22.4	112.9	-22.1
-บรรพต	10	18	16	92.1	71.0	-7.7
-สุราษฎร์	9	8	10	29.3	-2.4	16.1
-บงกช	336	344	437	42.2	1.9	27.3
-โกมินทร์	49	50	25	1,957.8	2.3	-49.1
-ทานตะวัน	-	83	90	-	- nt>	7.8
-ปลาหมึก	-	-	12	-	-	-
-ปลาแดง	-	-	39	-	-	-
แหล่งบนบก	**125**	**140**	**145**	**-5.3**	**12.0**	**3.6**
-น้ำพอง	65	79	90	0.9	22.6	12.9
-สิริกิติ์	60	61	55	-11.3	0.7	-9.9
แหล่งนำเข้า	**-**	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**
-ยาดานา	-	-	2	-	-	-
รวม	**1,267**	**1,563**	**1,699**	**15.5**	**23.1**	**8.6**

2.3 น้ำมันดิบ

การผลิตน้ำมันดิบในประเทศ ในช่วงปี 2540-2541 อยู่ในระดับ 27.5 - 29.4 พันบาร์เรลต่อวัน โดยมีแหล่งสิริกิติ์เป็นแหล่งผลิตใหญ่ที่สุด สามารถผลิตได้ 20.7 พันบาร์เรลต่อวัน ในปี 2541 หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70.2 ของทั้งหมด และแหล่งผลิตทานตะวันเริ่มผลิตครั้งแรกในปี 2540 มีปริมาณการผลิตมากเป็นอันดับสอง โดยในปี 2541 สามารถผลิตได้ที่ระดับ 6.2 พันบาร์เรลต่อวัน แหล่งศรีเทพเป็นอีกแหล่งหนึ่งที่เริ่มมีการผลิตครั้งแรกในปี 2540 โดยในปี 2541 สามารถผลิตได้ 39 บาร์เรลต่อวัน ส่วนแหล่งนางนวลได้หยุดการผลิตลง ในปี 2541

ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในประเทศมีจำนวนน้อยมาก เมื่อเทียบกับความต้องการน้ำมันดิบของโรงกลั่นในประเทศ จึงมีการนำเข้าน้ำมันดิบ จำนวน 630.0, 628.8 และ 672.2 พันบาร์เรลต่อวัน ในช่วงปี 2540, 2541 และ 2542 ตามลำดับ โดยมากกว่าร้อยละ 77 เป็นการนำเข้าจากประเทศตะวันออกกลาง

การผลิตน้ำมันดิบ

หน่วย: พันบาร์เรล/วัน

แหล่งผลิต	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
บึงหญ้าและบึงม่วง	0.43	0.52	0.51	122.2	18.9	-1.6
ฝาง	1.3	1.3	1.0	-8.2	2.4	-22.2
หนึ่งและสอง	1.0	0.8	0.6	-25.4	-15.3	-21.4
นางนวล	4.7	1.5	-	53.0	-68.5	-100.0
สิริกิติ์	18.7	17.7	20.7	6.4	-5.8	16.9
วิเชียรบุรี	0.27	0.20	0.22	91.1	-27.8	11.5
ทานตะวัน	-	5.4	6.2	-	-	15.6
ศรีเทพ	-	0.003	0.04	-	-	1,278.8

แหล่งผลิต	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
ปรือกระเทียม	0.07	0.08	0.11	228.6	13.0	41.2
รวม	**26.4**	**27.5**	**29.4**	**11.2**	**4.0**	**7.1**

2.4 คอนเดนเสท

คอนเดนเสทเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้มาพร้อมกับการผลิตก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการผลิตมีเพิ่มขึ้นตามการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยช่วงปี 2540-2541 ผลิตได้ 44.8 และ 46.3 พันบาร์เรลต่อวัน คอนเดนเสทที่ผลิตได้ ส่งออก ร้อยละ 47.2 และ 35.4 ในปี 2540 และ 2541 ตามลำดับ และที่เหลือใช้ในประเทศ

2.5 ลิกไนต์/ถ่านหิน

การผลิตลิกไนต์ในช่วงปี 2540-2541 อยู่ที่ระดับ 23.4 และ 20.0 ล้านตัน โดยเป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะของ กฟผ. จำนวน 17.7 และ 14.4 ล้านตัน ตามลำดับ และเป็นการผลิตจากเหมืองเอกชนจำนวน 5.7 และ 5.6 ล้านตัน ในช่วงเวลาเดียวกัน ปริมาณการผลิตในปี 2541 ลดลงประมาณ 3 ล้านตัน จากปี 2540 สาเหตุหลักมาจากการผลิตที่เหมืองแม่เมาะของ กฟผ. เนื่องจากปัญหามลภาวะที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ กฟผ. ต้องลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าลง ในขณะเดียวกันก็ซื้อถ่านลิกไนต์คุณภาพดีจากเหมืองเอกชนมาใช้ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะด้วย เพื่อบรรเทาปัญหามลภาวะดังกล่าว

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน ในช่วงปี 2540-2541 มีอัตราการใช้ลดลงเฉลี่ยร้อยละ 4.4 โดยในปี 2540 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 แต่ปี 2541 ลดลงร้อยละ 13.3 การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่ในระดับ 18.7 ล้านตัน และ 16.1 ล้านตัน ในปี 2540 และ 2541 ตามลำดับ คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 72 ของการใช้ ทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 28 ใช้ในสาขาอุตสาหกรรม ได้แก่ อุตสาหกรรมซีเมนต์ กระดาษ อาหาร ใบยาสูบ และอื่นๆ โดยในปี 2541 อุตสาหกรรมซีเมนต์มีสัดส่วนการใช้ถึงร้อยละ 79 ของการใช้ในสาขาอุตสาหกรรมทั้งหมด

การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย: ล้านตัน

การผลิต/นำเข้า/การใช้	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
การผลิตและนำเข้า	**25.6**	**26.7**	**21.6**	**23.3**	**4.4**	**-19.1**
การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (แม่เมาะ)	16.4	17.7	14.4	22.8	8.0	-18.5
เหมืองเอกชน	5.3	5.7	5.6	4.4	8.2	-3.0
-บ้านปู	2.2	2.4	2.5	-26.0	10.0	5.0
-ลานนา	1.7	1.8	1.5	5.7	7.7	-16.0
-อื่นๆ	1.4	1.5	1.6	186.0	3.5	4.7
- นำเข้าถ่านหิน	3.9	3.3	1.6	66.4	-15.9	-50.5
การใช้	**24.4**	**25.7**	**22.3**	**19.3**	**5.2**	**-13.3**
ผลิตกระแสไฟฟ้า	16.9	18.7	16.1	20.6	9.8	-14.4
อุตสาหกรรม	7.5	7.0	6.2	8.0	-6.7	-11.4
-ซีเมนต์	5.8	5.3	4.9	8.0	-8.6	-7.5
-กระดาษ	0.64	0.50	0.67	-8.6	-21.9	34.0
-อาหาร	0.11	0.08	0.12	-21.4	-27.3	50.0
-ใบยาสูบ	0.07	0.06	0.07	-	-14.3	16.7
-อื่นๆ	0.78	1.09	0.81	-2.5	39.7	-25.7

2.6 การใช้ การผลิต การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิง

การใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในช่วงปี 2540-2541 ลดลงร้อยละ 0.4 และ 9.6 ตามลำดับ เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ โดยการใช้อยู่ในระดับ 705.7 และ 638.2 พันบาร์เรล/วัน ตามลำดับ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และน้ำมันเบนซิน ยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลัก ซึ่งมีสัดส่วนรวมกันสูงถึงร้อยละ 83.2 ในปี 2541 ผลจากภาวะเศรษฐกิจที่ตกต่ำอย่างรุนแรงในปี 2541 ทำให้การใช้น้ำมันดีเซลลดลงถึงร้อยละ 12.9 การใช้น้ำมันเตา น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันเบนซิน และ ก๊าซ LPG ลดลงร้อยละ 12.8, 6.4, 2.5 และ 1.3 ตามลำดับ

การผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงในปี 2540 เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.2 เนื่องจากโรงกลั่นใหม่ 2 โรง คือ โรงกลั่น น้ำมันระยอง และโรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียม รีไฟเนอรี่ ซึ่งเริ่มทำการผลิตในช่วงต้นปี 2539 สามารถผลิตได้เต็มที่ในปี 2540 และทำให้กำลังการกลั่นรวมของประเทศอยู่ในระดับ 810 พันบาร์เรล/วัน อย่างไรก็ตามสถานการณ์เศรษฐกิจตกต่ำที่เริ่มส่อเค้าในกลางปี 2540 และตกต่ำอย่างรุนแรงในปี 2541 ทำให้ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงของประเทศลดลง การผลิตในปีนี้จึงลดลงร้อยละ 6.3 และคิดเป็นร้อยละ 86.7 ของกำลังการกลั่นทั้งประเทศ

การใช้น้ำมันเชื้อเพลิง (Consumption of Petroleum Products)

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ชนิดน้ำมัน	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
เบนซิน	119.2	126.7	123.6	9.9	6.3	-2.4
ดีเซล	306.8	302.5	263.4	14.0	-1.4	-12.9
น้ำมันก๊าด	1.7	1.5	0.94	-2.7	-12.5	-35.9
น้ำมันเครื่องบิน	58.5	61.0	57.1	3.0	4.4	-6.4
น้ำมันเตา	166.8	156.9	136.8	-0.4	-5.9	-12.8
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	55.1	57.0	56.3	20.9	3.4	-1.2
รวม	**708.1**	**705.6**	**638.2**	**9.1**	**-0.4**	**-9.6**

การผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง (Production of Petroleum Products)

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ชนิดน้ำมัน	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
เบนซิน	137.0	162.3	151.6	28.6	18.5	-6.6
ดีเซล	239.4	297.6	283.2	37.9	24.3	-4.8
น้ำมันก๊าด	3.3	2.1	2.0	73.7	-36.4	-4.8
น้ำมันเครื่องบิน	61.4	65.7	61.5	13.5	7.0	-6.4
น้ำมันเตา	143.6	150.0	135.2	38.9	4.5	-9.9
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	60.0	72.9	70.0	22.0	21.5	-4.0
รวม	**644.7**	**750.6**	**703.5**	**31.9**	**16.4**	**-6.3**

การนำเข้าในช่วงปี 2540-2541 ลดลงมากเช่นเดียวกัน โดยลดลงร้อยละ 62.9 และ 54.3 ตามลำดับ จากระดับ 143.3 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2539 เป็น 53.1 และ 24.3 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2540 และ 2541 โดยสาเหตุหลักมาจากกำลังการกลั่นที่เพิ่มสูงขึ้นในปี 2540 ขณะที่ความต้องการภายในประเทศลดลงจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ ในปี 2541 มีการส่งออกสุทธิของน้ำมันทุกชนิดยกเว้นน้ำมันเตา ยังมีการนำเข้าสุทธิอยู่เล็กน้อยจำนวน 8.0 พันบาร์เรล/วัน

การส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงเริ่มมีปริมาณมากในปี 2539 เมื่อโรงกลั่นใหม่ 2 โรง เริ่มทำการกลั่นใน ต้นปี 2539 โดยการส่งออกอยู่ในระดับ 67.4 พันบาร์เรล/วัน และเพิ่มขึ้นเป็น 99.6 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2540 หรือ เพิ่มขึ้นร้อยละ 47.8 และนับเป็นปีแรกที่สามารถส่งออกได้มากกว่านำเข้า ในปี 2541 การส่งออกลดลงร้อยละ 9.1 อยู่ในระดับ 90.6 พันบาร์เรล/วัน เนื่องจากโรงกลั่นลดกำลังการกลั่นลง จากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำอย่างรุนแรง

การนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง (Import of Petroleum Products)

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ชนิดน้ำมัน	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
เบนซิน	6.0	1.2	0.5	-46.3	-80.6	-58.3
ดีเซล	88.4	34.6	12.3	-11.8	-60.9	-64.3
น้ำมันก๊าด	-	0.6	-			-100.0
น้ำมันเครื่องบิน	1.2	0.4	0.03	-63.6	-66.7	-93.3
น้ำมันเตา	47.1	16.3	11.4	-27.0	-65.4	-30.1
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	0.4	0.1	0.05	-	-75.0	-52.0
รวม	**143.1**	**53.2**	**24.3**	**-20.3**	**-62.8**	**-54.4**

การส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิง (Export of Petroleum Products)

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ชนิดน้ำมัน	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
เบนซิน	21.3	33.6	29.6	353.2	57.7	-11.9
ดีเซล	18.4	33.7	38.0	1,126.7	83.2	12.8
น้ำมันก๊าด	0.7	0.2	0.5	13,900.0	-71.4	150.0
น้ำมันเครื่องบิน	3.4	4.8	4.1	1,353.0	41.2	-14.6
น้ำมันเตา	17.4	12.3	3.4	2,171.5	-29.3	-72.4

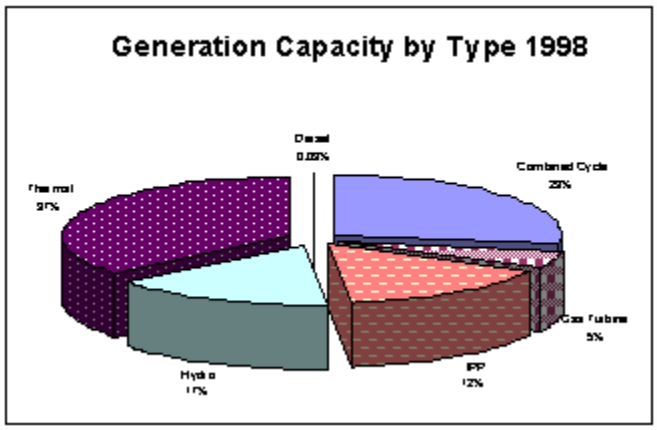
ชนิดน้ำมัน	2539	2540	2541	อัตราเพิ่ม (%)		
				2539	2540	2541
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	6.3	15.0	5.0	96.9	138.1	-
รวม	**67.5**	**99.6**	**90.6**	**548.7**	**47.6**	**-9.0**

2.7 การผลิตและการใช้พลังงานไฟฟ้า

(1) กำลังการผลิตติดตั้ง

- กำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้าของ กฟผ. (รวมบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด) ได้เพิ่มจากระดับ 16,039 เมกะวัตต์ ในปี 2539 เป็น 17,167 และ 17,413 เมกะวัตต์ ในปี 2540 และ 2541 ตามลำดับ มีรายละเอียดการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ดังนี้
    - พลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 1, 2 และ 3 รวมจำนวน 1,139 เมกะวัตต์
    - พลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2 จำนวน 219 เมกะวัตต์
    - กังหันก๊าซราชบุรี จำนวน 20 เมกะวัตต์

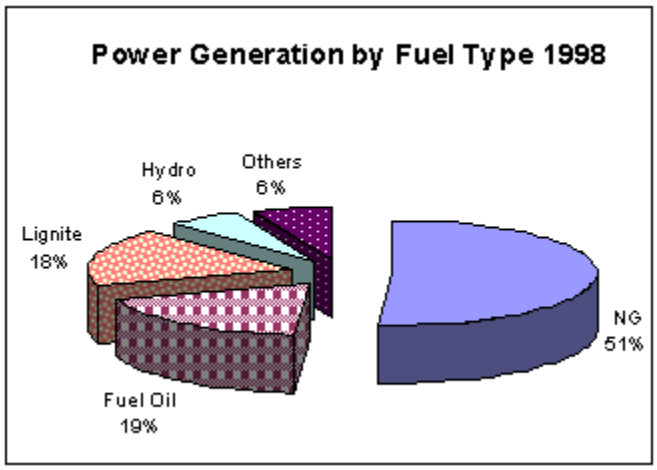
- ในปี 2541 กำลังการผลิตติดตั้งประกอบด้วย
    - โรงไฟฟ้าพลังความร้อน จำนวน 6,517.8 เมกะวัตต์ (หรือร้อยละ 37.4)
    - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จำนวน 5,073.6 เมกะวัตต์ (หรือร้อยละ 29.1)
    - โรงไฟฟ้าพลังน้ำ จำนวน 2,873.7 เมกะวัตต์ (หรือร้อยละ 16.5)
    - โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส จำนวน 886.0 เมกะวัตต์ (หรือร้อยละ 5.1)
    - โรงไฟฟ้าดีเซล จำนวน 6.0 เมกะวัตต์ (หรือร้อยละ 0.03)
    - IPP จำนวน 2,056 เมกะวัตต์ (หรือร้อยละ 11.8)



(2) การผลิตไฟฟ้า

- การผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ เพิ่มขึ้นจากระดับ 87,797 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2539 เป็น 93,407 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2540 หรือมีอัตราเพิ่มร้อยละ 6.4 แต่กลับลดลงในปี 2541 ร้อยละ 2.4 เป็น 91,160 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือในช่วงปี 2540-2541 มีอัตราเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.9

- ก๊าซธรรมชาติยังคงเป็นเชื้อเพลิงสำคัญที่สุดในการผลิตพลังไฟฟ้า รองลงมา ได้แก่ น้ำมันเตา และลิกไนต์



(3) การใช้พลังงานไฟฟ้า

- การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศ เพิ่มขึ้นจากระดับ 77,083 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2539 เป็น 82,075 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2540 หรือเพิ่มขึ้น ร้อยละ 6.5 และลดลงเหลือ 79,900 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2541 หรือลดลง ร้อยละ 2.7 ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมและธุรกิจมีอัตราลดลง ร้อยละ

4.9 และ 5.9 ตามลำดับ แต่ประเภทที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้น ร้อยละ 8.4

- การใช้พลังงานไฟฟ้ารวมในเขตภูมิภาคนั้นยังคงเพิ่มขึ้น โดยผู้ใช้ประเภทการเกษตรและที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นมาก ส่วนประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมลดลง เขตนครหลวงการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยรวมลดลง ในปี 2541 โดยทุกภาคมีการใช้ลดลง ยกเว้นที่อยู่อาศัย

- ในปี 2541 ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประมาณร้อยละ 44.0 รอง ลงมาได้แก่ประเภทธุรกิจและที่อยู่อาศัย มีสัดส่วนร้อยละ 23.8 และ 23.5 ตามลำดับ

- ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 13,311 เมกะวัตต์ ในปี 2539 เป็น 14,506 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มร้อยละ 9.0 ส่วนปี 2541 ลดลงเป็น 14,180 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 2.3

- ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) ลดลง จากระดับ 75.1 ในปี 2539 เป็น 73.5 และ 73.4 ในปี 2540 และ 2541 ตามลำดับ สาเหตุจากการใช้เป็นพลังงานลดลงมาก เนื่องจากเศรษฐกิจตกต่ำ โดยเฉพาะการลดลงของสาขาอุตสาหกรรมซึ่งเป็นสาขาที่ Load Factor สูง แต่การใช้ของสาขาที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นและเป็นสาขาที่มี Load Factor ต่ำ

- กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองเฉลี่ยได้สูงขึ้นจากระดับร้อยละ 17.7 ในปี 2539 เป็น 27.6 ในปี 2541 ซึ่งสูงกว่าเป้าหมายของแผนฯ 8 ที่ตั้งไว้ ณ ระดับ ร้อยละ 20-25

ความต้องการไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรอง

พ.ศ.	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสำรองเฉลี่ย (ร้อยละ)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (ร้อยละ)
2535	8,904	18.5	73.5
2536	9,839	24.2	74.2
2537	11,064	19.1	74.3
2538	12,268	16.1	74.9

พ.ศ.	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตสำรองเฉลี่ย (ร้อยละ)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (ร้อยละ)
2539	13,311	17.1	75.1
2540	14,506	19.2	73.5
2541	14,180	27.6	73.4

การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศ

หน่วย : ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

พ.ศ.	ที่อยู่อาศัย	ธุรกิจ-อุตสาหกรรมและอื่นๆ	เกษตรกรรม	ลูกค้าตรงของ กฟผ.	รวม
2539	15,999	58,920	121	2,042	77,083
2540	17,322	62,580	167	2,005	82,075
2541	18,772	59,295	211	1,621	79,900
อัตราเพิ่ม (%)					
2539	12.7	8.3	16.6	-4.6	8.8
2540	8.3	6.2	37.7	-1.8	6.5
2541	8.4	-5.2	26.3	-19.2	-2.7

2.8 การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management)

แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ได้กำหนดเป้าหมายการลดการใช้พลังงาน จากมาตรการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในระดับ 1,400 เมกะวัตต์ และ 3,846 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปีสุดท้ายของแผน (ปี 2544) จากการดำเนินงานมาตรการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ในปี 2540-2541 นั้น โครงการต่างๆ สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้า

สูงสุดได้ 503 เมกะวัตต์ และประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ 2,345 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือคิดเป็นร้อยละ 60.9 ของเป้าหมาย ผลการดำเนินงานของโครงการต่างๆ พอสรุปได้ดังนี้

(1) เปลี่ยนหลอดฟลูออเรสเซนต์ จาก 40 และ 20 วัตต์ เป็น 36 และ 18 วัตต์ โครงการนี้เริ่มต้นเมื่อปี 2538 โดยสามารถลดพลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 424.9 เมกะวัตต์ ลดพลังงานลงได้ 1,543.7 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

(2) รณรงค์ให้ใช้หลอดตะเกียบ (Compact Fluorescent) แทนหลอดไส้ ทำให้สามารถลดพลังงานไฟฟ้าลงได้ 36.0 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

(3) รณรงค์ให้ใช้ตู้เย็นติดฉลากซึ่งแสดงระดับประสิทธิภาพ เบอร์ 3, 4 และ 5 โครงการนี้สามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าสูงสุดได้ 50.5 เมกะวัตต์ และลดพลังงานได้ 368.6 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

(4) ติดฉลากแสดงระดับประสิทธิภาพเครื่องปรับอากาศ เพื่อจูงใจให้ผู้บริโภคหันมาใช้ โดยเริ่มโครงการเมื่อปี 2539 และสามารถลดพลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 24.4 เมกะวัตต์ และลดพลังงานได้ 371.1 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

(5) โครงการใช้บัลลาสต์เบอร์ 5 นิรภัย แทนการใช้บัลลาสต์ธรรมดา สามารถลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 0.6 เมกะวัตต์ และประหยัดพลังงานได้ 2.45 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

(6) โครงการอาคารสีเขียวจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2541 มีผู้สนใจเข้าร่วมโครงการนี้ประมาณ 433 ราย ในจำนวนนี้ 217 ราย สามารถใช้พลังงานในปริมาณที่กำหนดเป็นอาคารควบคุม ซึ่งคาดว่าโครงการนี้ จะสามารถลดพลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 2.4 เมกะวัตต์ และลดพลังงานได้ 5.73 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลการดำเนินงานและเป้าหมายของโครงการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM)

การประหยัดไฟฟ้า	**2541**	**เป้าหมายใหม่ 2544**
ประหยัดพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	503	1,400.0
ประหยัดพลังงานไฟฟ้า (GWh)	2,345	3,846.0

2.9 การลดสารมลพิษทางอากาศจากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

ในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540-2544) ได้กำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) จากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ให้ไม่เกินระดับ ดังนี้

หน่วย : พันตัน

แหล่งปล่อย SO_2	**2539**	**2544**
- ยานพาหนะ	59	20
- การผลิตไฟฟ้า	677	205
- อุตสาหกรรมและอื่นๆ	246	330
รวม	**982**	**555**

ในช่วงปี 2540 และ 2541รัฐบาลได้ดำเนินมาตรการหลายประการ เพื่อลดปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้พลังงาน เช่น การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา การติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ และการกำหนดมาตรฐานการระบายมลพิษของโรงไฟฟ้าเก่าของ กฟผ. ซึ่งพอสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

(1) ลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล จาก 0.5% โดยน้ำหนัก เหลือ 0.25% โดยน้ำหนัก มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 1 มกราคม 2539 และลดลงเหลือ 0.05% โดยน้ำหนัก มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 1 มกราคม 2542 เป็นต้นไป

(2) ลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันเตาที่จำหน่ายในจังหวัดอื่นๆ (นอกจากกรุงเทพและสมุทรปราการ) จากระดับไม่สูงกว่า 2.5 - 3.2% เป็นไม่สูงกว่า 2.0 - 3.0% โดยน้ำหนัก โดยให้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2541 เป็นต้นไป

(3) ติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ โดยมติของคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2536 ให้ กฟผ. ดำเนินการติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (FGD) ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 8-11 และต่อมา กฟผ. ได้มีการติดตั้ง FGD เพิ่มเติมสำหรับเครื่องที่ 4-7 ส่วนเครื่องที่ 1-3 ไม่มีการติดตั้งเพราะเป็นโรงไฟฟ้าที่เก่าและมีขนาดเล็ก ผลการดำเนินงานดังกล่าว มีความก้าวหน้าพอสรุปได้ ดังนี้

- โรงไฟฟ้าเครื่องที่ 8-11 ติดตั้งเรียบร้อยแล้วในปี 2541
- โรงไฟฟ้าเครื่องที่ 4-7 คาดว่าจะติดตั้งแล้วเสร็จในปลายปี 2542

(4) ในปี 2540 ได้มีการกำหนดแนวทางการใช้เชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อให้สอดคล้องกับร่างมาตรฐานการระบายมลพิษ ของกรมควบคุมมลพิษที่จะประกาศบังคับใช้ใหม่ โดยได้มีมาตรการให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และใช้น้ำมันเตาคุณภาพดีในโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ พระนครใต้ และบางปะกง โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ใช้น้ำมันเตาที่มีปริมาณกำมะถันไม่เกิน 1.4% โดยน้ำหนัก โรงไฟฟ้าพระนครใต้ใช้ น้ำมันเตา (High Pour Point) มีกำมะถันไม่เกิน 0.5% และน้ำมันเตามีกำมะถัน ไม่เกิน 2% โดยน้ำหนัก และ โรงไฟฟ้าบางปะกงใช้น้ำมันเตากำมะถันไม่เกิน 2% โดยน้ำหนัก

(5) สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะได้กำหนดแนวทางและมาตรการ ดังนี้

- โรงไฟฟ้าหน่วยที่ 1-3 ในช่วงเดือนพฤศจิกายน-พฤษภาคม ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถันไม่เกิน 1.2% และช่วงเดือนมิถุนายน-ตุลาคม ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถัน 2.0 - 3.0% และตั้งแต่ 1 มกราคม 2543 เป็นต้นไป ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถันไม่เกิน 3.0%

- โรงไฟฟ้าหน่วยที่ 4-11 ในช่วงเดือนพฤศจิกายน-พฤษภาคม ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถันไม่เกิน 1.2% ช่วงเดือนมิถุนายน-ตุลาคม ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถัน 2.0-3.0% และตั้งแต่ 1 มกราคม 2543 เมื่อติดตั้ง FGD แล้วเสร็จ ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถันไม่เกิน 3.0%

- โรงไฟฟ้าหน่วยที่ 12-13 ซึ่งได้ติดตั้ง FGD เสร็จแล้ว ให้ใช้ลิกไนต์กำมะถันไม่เกิน 3.0%

นอกจากนี้ ในช่วงปี 2540-2541 กฟผ. ได้มีการซื้อลิกไนต์จากเหมืองเอกชนปริมาณกำมะถันประมาณ 1.0% มาใช้ผสมกับลิกไนต์ที่แม่เมาะ โดยในปี 2541 ได้ซื้อถ่านมาใช้จำนวน 850,000 ตัน อย่างไรก็ตาม ในช่วงเดือนสิงหาคม 2541 ได้เกิดปัญหาก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่แม่เมาะอีก จึงได้มีการกำหนดมาตรการในการควบคุมเข้มงวดขึ้น โดยให้มีการผลิตไฟฟ้าได้โดยระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ สู่บรรยากาศของทุกโรงไฟฟ้ารวมกันได้ไม่เกิน 15 ตันต่อชั่วโมง และให้เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าที่ไม่มี FGD ให้น้อยที่สุด และให้มีการใช้ลิกไนต์กำมะถันต่ำเพิ่มมากขึ้น

ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศ จากการใช้น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ลิกไนต์/ถ่านหิน ในช่วงปี 2540 อยู่ในระดับ 1,101 พันตัน/ปี และปี 2541 ได้ลดลงมาอยู่ในระดับ 760 พันตัน/ปี อย่างไรก็ตามหากดำเนินการติดตั้ง ระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะตามที่วางแผนไว้ คาดว่าจะทำให้ปริมาณก๊าซฯ ที่ปล่อยออกมาลดลงมาอยู่ในระดับ 331 พันตัน/ปี ซึ่งต่ำกว่าที่กำหนดในแผนฯ 8 ที่ระดับ 555 พันตัน/ปี

ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศ

หน่วย : พันตัน

แหล่งปล่อย SO_2	**2539**	**2540**	**2541**	**2544**
ยานพาหนะ	57	59	52	11
การผลิตไฟฟ้า	778	823	518	135
อุตสาหกรรมและอื่นๆ	227	219	190	185
รวม	**1,062**	**1,101**	**760**	**331**

โดยสรุปแล้ว การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วงปี 2540 - 2541 ลดลงเฉลี่ยร้อยละ 1.4 โดยมีสาเหตุจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ ในขณะที่การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ได้เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 7.8 ในช่วงปี 2540 - 2541 การพึ่งพาพลังงานเชิงพาณิชย์จากต่างประเทศ จึงลดลงจากระดับร้อยละ 65.6 ในปี 2539 เหลือเพียงร้อยละ 57.1 ในปี 2541 การนำเข้าโดยส่วนใหญ่ยังเป็นน้ำมันดิบและถ่านหิน แต่ปริมาณการนำเข้าได้ลดลง ในขณะเดียวกันได้มีการนำเข้าไฟฟ้าจากโครงการน้ำเทิน-หินบุน ใน สปป.ลาว และนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่าเพิ่มมากขึ้นตั้งแต่ช่วงกลางปี 2541 เป็นต้นมา

ผลจากการเพิ่มกำลังการกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมในช่วงแผนฯ 7 ที่ผ่านมาทำให้ในปี 2539 ประเทศมีกำลังการกลั่นถึง 817.5 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งเกินความต้องการ ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจตกต่ำในช่วงปี 2540 - 2541 ทำให้ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงลดลง แม้ว่าโรงกลั่นบางแห่งได้ลดกำลังการผลิตลงแล้วก็ตาม ก็ยังต้องมีการ ส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงอีก โดยได้มีการส่งออกสุทธิน้ำมันบางชนิดตั้งแต่ปี 2539 และในปี 2541 ได้มีการส่งออกสุทธิของน้ำมันเกือบทุกชนิด ได้แก่ น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเครื่องบิน และก๊าซ LPG (ยกเว้น น้ำมันเตา)

นอกจากนี้ ในปี 2541 ยังเป็นปีแรกที่การผลิต การใช้ และความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ได้ลดลง ซึ่งส่งผลให้ไฟฟ้าสำรองเฉลี่ยสูงถึงร้อยละ 27.6 สำหรับปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศได้เริ่มลดลงในปี 2541 และจะลดลงมาก เมื่อการติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ หน่วยที่ 4-7 ของ โรงไฟฟ้าแม่เมาะแล้วเสร็จในปลายปี 2542 โดยคาดว่าปริมาณก๊าซฯ ที่ปล่อยออกมาจะต่ำกว่าเป้าหมายที่กำหนดในแผนฯ 8

3. การดำเนินงานด้านพลังงานในช่วงวิกฤตเศรษฐกิจ ปี 2540-2542

จากภาวะวิกฤติเศรษฐกิจของประเทศและสถานการณ์พลังงานที่เปลี่ยนแปลงไปดังกล่าวข้างต้นได้ ส่งผลกระทบต่อการดำเนินนโยบายด้านพลังงานของประเทศ โดยมีโครงการด้านพลังงานบางโครงการ ต้องชะลอหรือเลื่อนออกไปจากแผนเดิม และหน่วยงานรัฐวิสาหกิจด้านพลังงานต้องปรับแผนการลงทุนเพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจของประเทศ รวมทั้ง รัฐต้องเร่งหามาตรการเพื่อบรรเทาผลกระทบต่อการลงทุนของภาคเอกชน โดยเฉพาะโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) และโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) จากสถานการณ์ดังกล่าว ได้ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายและแนวทางการพัฒนาพลังงานของประเทศในระยะต่อไป ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาปรับปรุงแผนงาน/โครงการทางด้านพลังงาน เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจของประเทศและสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป และการลดค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงที่ไม่จำเป็น รวมทั้ง การหาแนวทางช่วยเหลือภาคเอกชนที่ได้รับผลกระทบ เพื่อให้เกิดสภาพคล่อง โดยมีการดำเนินงานในช่วงที่ผ่านมาดังนี้

3.1 ด้านการจัดหาพลังงาน

(1) การพิจารณาทบทวนปรับแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 1 (พ.ศ. 2540-2548) ของ ปตท. จำนวน 12 โครงการ วงเงินลงทุน 78,052 ล้านบาท (อัตราแลกเปลี่ยน 25 บาทต่อ 1 เหรียญสหรัฐ) และจัดทำแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 2 (พ.ศ. 2541-2549) จำนวน 12 โครงการ วงเงินลงทุน 78,078 ล้านบาท (อัตราแลกเปลี่ยน 36 บาทต่อ 1 เหรียญสหรัฐ) เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายการปรับกรอบ การลงทุนของรัฐ โดยมีประเด็นหลักในการปรับปรุง ดังนี้

- ดำเนินการโครงการติดตั้งเครื่องเพิ่มความดันก๊าซฯ ในทะเล (Midline Compressor) ควบคู่ไปกับการวางท่อส่งก๊าซฯ บนบกจากจังหวัดระยองไปโรงไฟฟ้าบางปะกงเส้นที่ 3 และการวางท่อส่งก๊าซฯ จาก JDA ไปยังแท่นชุมทางเอราวัณ 2 (JDA - ERP2) ทดแทนการวางท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 3 ในทะเลจาก JDA ไปราชบุรี ซึ่งการดำเนินการนี้จะต้องเชื่อมท่อส่งก๊าซฯ สายประธานระยะที่ 1 และท่อคู่ขนานในทะเลด้วย เมื่อดำเนินการแล้วเสร็จ จะทำให้ระบบท่อส่งก๊าซฯ ในทะเลตามแผนแม่บทฯ ฉบับที่ 2 มีขีดความสามารถจัดส่งก๊าซฯ ได้เพิ่มขึ้นประมาณ 650 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เมื่อรวมกับระบบท่อเดิมแล้วจะทำให้ความสามารถของระบบท่อส่งก๊าซฯ ในทะเลเพิ่มขึ้นเป็น 2,650 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเพียงพอในการบริการจัดส่งก๊าซฯ ในช่วง ระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า

- ลดขนาดท่อราชบุรี-วังน้อย จากเดิมเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว และเครื่องเพิ่มความดันต้นทางและปลายทาง เป็นขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 30 นิ้ว โดยชะลอการลงทุนติดตั้งเครื่องเพิ่มความดันก๊าซฯ ออกไปจนกว่าจะเห็นว่ามีความจำเป็น

(2) ชะลอการรับซื้อก๊าซธรรมชาติจากแหล่งนาทูน่า ประเทศอินโดนีเซีย และการรับซื้อ LNG จากประเทศโอมาน เนื่องจากปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงจากเดิมที่คาดการณ์ไว้

(3) การพิจารณาปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากชุดกรณีต่ำมาก (Very Low Case) เป็นการจัดทำค่าพยากรณ์ออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง และกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจและความต้องการไฟฟ้าที่ชะลอตัวลง และได้พิจารณาปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2542-2554 (PDP 99-01 ฉบับปรับปรุง) ให้สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ปรับใหม่ โดยมีแนวทางการปรับแผนฯ ดังนี้

- ในระหว่างปี 2542 - 2554 จะมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นสุทธิ จำนวน 21,216.4 เมกะวัตต์ และเมื่อรวมกับกำลังผลิตติดตั้งในปัจจุบัน จำนวน 18,174.5 เมกะวัตต์ แล้วจะทำให้มีกำลังผลิตติดตั้งเมื่อสิ้นปี 2554 รวมทั้งสิ้น จำนวน 39,390.9 เมกะวัตต์

- ชะลอโครงการของ กฟผ. ที่ได้รับอนุมัติแต่ยังไม่ผูกพันการก่อสร้างออกไป

- โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายใหญ่ (IPP) ที่อยู่ระหว่างการดำเนินการ ให้เจรจาผ่อนปรนกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าให้ช้าออกไป 6-48 เดือน รวม 5 โครงการ

- โครงการรับซื้อไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ให้เจรจาผ่อนปรนกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าให้ช้าออกไปได้ 2-36 เดือน

- โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ที่อยู่ระหว่างการเจรจาสามารถเลื่อนวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ออกไปเป็นเดือนธันวาคม 2549 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ และเดือนมีนาคม 2551 จำนวน 1,700 เมกะวัตต์

- เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (ปี 2540-2544) รวม 207,900 ล้านบาท และในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (ปี 2545-2549) รวม 213,000 ล้านบาท รวมเป็นเงินลงทุนในช่วงแผนฯ 8-9 จำนวน 420,900 ล้านบาท ซึ่งลดลงจากแผนเดิม (PDP 97-02) เป็นจำนวน 175,000 ล้านบาท

- กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดของ PDP 99-01 ฉบับปรับปรุง (กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัว ปานกลาง : กรณีฐาน) ในช่วงปี 2543-2546 ยังคงมีค่าสูง โดยมีค่าอยู่ระหว่างร้อยละ 33.5-52.1 และจะลดลงเหลือในระดับร้อย

ละ 25 ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดทำ "กรณีศึกษา" เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่อาจเปลี่ยนแปลงเป็นกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว (RER) และกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า (LER) โดยทำการศึกษากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ของระบบเพิ่มเติมอีก 2 กรณี พบว่า ในกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว จะแก้ไข โดยเลื่อนโครงการต่างๆ ตั้งแต่ปี 2548 ให้เร็วขึ้น เพื่อให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง อยู่ในระดับร้อยละ 25 แต่ถ้าเป็นกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะสูงมาก กฟผ. จะต้องปรับแผนการลงทุนใหม่ โดยพิจารณาเลื่อนโครงการต่างๆ ออกไป และตัดบางโครงการจากแผนฯ

(4) การอนุมัติให้ กฟผ. จัดหาเงินกู้ด้วยการออกพันธบัตรในตลาดทุนต่างประเทศ ในวงเงิน รวมทั้งสิ้น 300 ล้านเหรียญสหรัฐ โดยมีธนาคารโลกค้ำประกันเงินต้น และกระทรวงการคลังค้ำประกันดอกเบี้ย เพื่อให้ กฟผ. สามารถจัดหาเงินทุนที่มีต้นทุนต่ำ มาใช้ในโครงการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 7 โครงการ คือ

หน่วย : ล้านเหรียญสหรัฐ

(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ระยะที่ 2 (600 เมกะวัตต์)	26.94
(2) โครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี	105.83
(3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 300 เมกะวัตต์)	22.77
(4) โครงการระบบส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2	12.91
(5) โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 9	62.07
(6) โครงการขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล ระยะที่ 1	57.49
(7) โครงการเงินกู้เงินบาทสมทบโครงการเงินกู้จากต่างประเทศ	11.99
รวม	**300.00**

(5) การติดตามทบทวนแผนการซื้อขายไฟฟ้าจาก สปป.ลาว อย่างใกล้ชิด โดยให้มีการจัดทำทุกๆ 3 เดือน เพื่อให้สะท้อนถึงสถานการณ์ที่แท้จริงมากที่สุด และให้มีการปรับปรุงสูตรการจ่ายอัตราค่าไฟฟ้าให้เหมาะสม โดยสะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน

(6) การลงนามในบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีน ในปริมาณ 3,000 เมกะวัตต์ โดยมีการเจรจาขยายระยะเวลาการรับซื้อจากเดิมภายในปี พ.ศ. 2558 เป็นปี พ.ศ. 2560 นอกจากนี้ ได้มีการเจรจา

ขยายความร่วมมือในการก่อสร้างท่อส่งน้ำมัน เชื่อมต่อจากประเทศไทย ผ่าน สปป.ลาว ขึ้นไปยังมณฑลยูนนาน ของสาธารณรัฐประชาชนจีน และการขยายความร่วมมือ ในการสร้างเครือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างประเทศ ในอนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขง 6 ประเทศ

(7) การลดอัตราการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงจากอัตราเดิมลง เพื่อช่วยลดการนำเข้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป และช่วยลดต้นทุนการสำรองของโรงกลั่นน้ำมัน รวมทั้งช่วยเพิ่มสภาพคล่องของระบบการเงินของประเทศ โดย สพช. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จะต้องติดตามภาวะการค้าน้ำมันในตลาดโลกอย่างใกล้ชิด เพื่อเตรียมพร้อมสำหรับภาวะไม่ปกติ ในการจัดหาน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งในขณะนี้ สพช. มีแผนงานที่จะศึกษาปริมาณการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงที่เหมาะสม และการสำรองน้ำมันโดยรัฐ เพื่อความมั่นคงทางด้านพลังงาน

3.2 ด้านการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด

(1) การปรับโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพื่อให้ราคาสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง โดยได้มีการปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ให้เปลี่ยนแปลงตามกลไกราคาในตลาดโลกเป็นระยะๆ ซึ่งในช่วงที่ผ่านมา มีการปรับราคารวม 4 ครั้ง ดังนี้

สรุปการปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในช่วงที่ผ่านมา

การปรับราคา	**ราคาขายส่ง (บาท/กก.)**		**ราคาขายปลีก (บาท/กก.)**	b>ราคาขายปลีกถัง 15 กก. (บาท)
	ไม่รวม VAT	**รวม VAT**		
ครั้งที่ 1: ตั้งแต่วันที่	9.8252	10.8077	13.40	201
9 ต.ค. 2540 เป็นต้นไป				
ครั้งที่ 2: ตั้งแต่วันที่	9.8252	10.8077	13.40	201
8 ธ.ค. 2540 เป็นต้นไป				
ครั้งที่ 3: ตั้งแต่วันที่	8.2525	9.077	12.00	180
2 ก.ค. 2541 เป็นต้นไป				
ครั้งที่ 4: ตั้งแต่วันที่	7.3434	7.8574*	10.70*	161*
30 มี.ค. 2542 เป็นต้นไป				

หมายเหตุ * เป็นราคาที่มีการปรับลดภาษีมูลค่าเพิ่มจาก 10% เหลือ 7% และมีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2542 เป็นต้นไป

(2) การพิจารณาปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซิน เพื่อลดค่าใช้จ่ายจากการเติมสารเติมแต่งที่ไม่จำเป็น การผลิตน้ำมันที่มีค่าออกเทนสูงกว่ามาตรฐาน และการใช้น้ำมันอย่างไม่มีประสิทธิภาพ โดยการยกเลิกการเติมสารเคลือบบ่าวาล์ว และสารทำความสะอาดหัวฉีดและลิ้นไอดี ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนการผลิตน้ำมันในประเทศลง ประมาณ 192 ล้านบาท/ปี และให้ลดค่าออกเทนของน้ำมันเบนซินพิเศษ จากออกเทน 97 ลดเป็น 95 และ เพิ่มน้ำมันเบนซินพิเศษชนิดออกเทน 91 ซึ่งหากผู้ค้าน้ำมันทุกราย ร่วมมือกันลดค่าออกเทนลง ไม่ให้สูงกว่ามาตรฐาน จะช่วยลดต้นทุนการผลิตน้ำมันในประเทศลงประมาณ 1,777 ล้านบาท/ปี โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม 2541 เป็นต้นไป

(3) การศึกษาเรื่องโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เพื่อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องกับภาวะวิกฤตเศรษฐกิจ ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง และลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป รวมทั้ง ปรับปรุงสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติให้สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง ซึ่งขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินการศึกษา โดยคาดว่าการศึกษาจะแล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2542

(4) การแก้ไขปัญหาเกี่ยวกับค่าไฟฟ้าเพื่อช่วยผ่อนคลายความเดือดร้อนให้แก่หน่วยงานของภาครัฐและภาคเอกชน โดยได้มีการพิจารณาขยายระยะเวลาการชำระหนี้ค่าไฟฟ้าให้แก่ภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่กำหนดไว้ให้ชำระภายใน 30 วัน ขยายเป็น 60 วัน นับจากวันแจ้งหนี้ รวมทั้ง ได้พิจารณาปรับปรุงหลักเกณฑ์การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าลงได้ ตามระดับการผลิตที่ลดลง เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจถดถอย เพื่อช่วยผ่อนคลายปัญหาการขาดสภาพคล่อง ให้แก่ภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม

(5) การแต่งตั้งคณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติชุดใหม่ เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2541 โดยให้มีผู้แทนจากภาคเอกชนและนักวิชาการเข้ามามีส่วนร่วมในการพิจารณาปรับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เพื่อให้มีความโปร่งใสและเป็นธรรมยิ่งขึ้น

(6) การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงระบบการแลกเปลี่ยนเงินตราของประเทศ เป็นอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว เมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2540 และผลจากการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า ซึ่งในช่วงที่ผ่านมาได้มีการปรับค่า F_t หลายครั้ง เพื่อให้สอดคล้องกับอัตราแลกเปลี่ยนและราคาเชื้อเพลิงที่เป็นจริง สรุปได้ดังนี้

สรุปการปรับค่า F_t (ไม่รวม VAT) ในช่วงที่ผ่านมา

หน่วย : สตางค์/หน่วย

2540	เฉลี่ย	27.93
2541	มกราคม - มีนาคม	42.40
	เมษายน - กรกฎาคม	50.45
	สิงหาคม - พฤศจิกายน	55.77
	ธันวาคม 2541 - มีนาคม 2542	50.71
2542	เมษายน - กรกฎาคม	32.61
	สิงหาคม-พฤศจิกายน	37.92

(7) การพิจารณาปรับปรุงหลักเกณฑ์การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำสำหรับผู้ประกอบการธุรกิจและ อุตสาหกรรม ซึ่งมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าเป็นฤดูกาล ไม่สม่ำเสมอ และไม่มีรูปแบบที่ชัดเจน เพื่อช่วยลดค่าใช้จ่าย ทางด้านค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประกอบการดังกล่าว ในช่วงที่ภาวะเศรษฐกิจชะลอตัวลง ซึ่งในการปรับปรุงหลักเกณฑ์การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ ได้กำหนดให้คำนวณจากค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเดือน ที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Month) คือ ระหว่างเดือนมีนาคม - มิถุนายน และให้ผ่อนผันหลักเกณฑ์การคิดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำ เป็นการชั่วคราวจากร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่สูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมา เหลือเพียงร้อยละ 0 ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2542 เป็นต้นไป และถ้าต่อไปในอนาคตกำลังการผลิตสำรอง ลดต่ำกว่าระดับมาตรฐานให้พิจารณาเพิ่มอัตราค่าไฟฟ้าขั้นต่ำให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม

(8) การรณรงค์ให้เกิดการประหยัดพลังงานระดับชาติ ที่มุ่งให้เกิดการตื่นตัวต่อการแก้ไขวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ โดยการเสนอแนะวิธีการประหยัดพลังงาน ที่ปฏิบัติได้ง่ายในชีวิตประจำวัน และเรียกร้องความร่วมมือจากหน่วยงานภาครัฐ เอกชน สื่อมวลชน และประชาชนทุกระดับทั่วประเทศ โดยการประชาสัมพันธ์ผ่านสื่อทุกแขนง เพื่อกระตุ้นให้ประชาชนทั่วไปร่วมใจกันประหยัดพลังงาน

3.3 ด้านการส่งเสริมให้มีการแข่งขันในกิจการพลังงาน

(1) การจัดทำแนวทางและขั้นตอนการยกเลิกการควบคุมราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว และแนวทางการปรับปรุงระบบการค้า และมาตรฐานความปลอดภัยก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพื่อให้นำไปสู่การลอยตัวของราคา ก๊าซปิโตรเลียมเหลวโดยสมบูรณ์ รวมทั้ง ได้มีการออกคำสั่งนายกรัฐมนตรี ที่ 2/2542 ลงวันที่ 30 มีนาคม 2542 เรื่องกำหนดมาตรการเพื่อแก้ไข และป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อเป็นคำสั่งหลักในการแก้ไขและกำหนดกฎเกณฑ์ ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้มีการปรับปรุงระบบการค้าให้เป็นธรรม และมีมาตรฐาน ความปลอดภัยแก่ผู้บริโภค

(2) การปรับปรุงกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับภาคธุรกิจยางมะตอยในปัจจุบัน ซึ่งยังขาดการแข่งขันอย่างเสรีบนพื้นฐานความเป็นธรรม โดยได้พิจารณาให้มีการปรับปรุงแก้ไข ระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยการพัสดุ พ.ศ. 2535 แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2538 และ พ.ศ. 2539 ข้อ 16 (5) เพื่อไม่ให้เกิดสภาพการผูกขาด และได้ยกเลิกกฎระเบียบปฏิบัติของกรมทางหลวง และหน่วยงานของรัฐที่กำหนดให้ผู้รับเหมา ที่ประมูลงานของรัฐ หรือ ผู้จำหน่ายยางมะตอยให้กับรัฐ ต้องมีใบรับรองผลคุณภาพยางมะตอยของกรมทางหลวง และคำสั่งกรมทางหลวง ที่ 45/2539 ซึ่งกำหนดให้มีเจ้าหน้าที่ไปปฏิบัติงานควบคุม คุณภาพยางมะตอยที่โรงงาน เพื่อไม่ให้เกิดการเลือกปฏิบัติ ซึ่งจะเป็นการอำนวยประโยชน์ในการแข่งขัน ให้กับผู้ประกอบการอย่างเป็นธรรม

(3) การสนับสนุนแผนการจัดตั้งบริษัทตัวกลาง เพื่อบริหารงานของบริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (SPRC) และบริษัทโรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด (RRC) ทั้งนี้ เพื่อเป็นการบรรเทาปัญหาสภาพคล่อง ทางการเงินและเพื่อเพิ่มผลตอบแทนทางเศรษฐกิจของทั้ง 2 บริษัท โดยคณะรัฐมนตรีได้มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รับไปดำเนินการแก้ไขกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง และพิจารณาให้การสนับสนุนการรวมโรงกลั่นดังกล่าว

(4) การจัดทำข้อเสนอมาตรการส่งเสริมคลังสินค้าทัณฑ์บนทั่วไป สำหรับเก็บน้ำมัน (คสน.) ในด้านการค้าระหว่างประเทศ เพื่อส่งเสริมการประกอบกิจการคลังน้ำมัน โดยให้คลังสินค้าทัณฑ์บน สามารถรับฝากน้ำมัน ที่ผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศ หรือผู้นำเข้ามาเพื่อรอการส่งออกได้ โดยคณะรัฐมนตรีได้มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รับไปดำเนินการแก้ไขกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ผู้ประกอบกิจการสามารถดำเนินการได้

(5) การดำเนินการขายหุ้นของรัฐที่ดำเนินการได้เร็ว ในส่วนที่ได้ดำเนินการขายหุ้นไปแล้ว คือ การ ขายหุ้นของ ปตท. ใน ปตท.สผ. และการขายหุ้นของ กฟผ. ในบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด

(6) การแปรรูปรัฐวิสาหกิจในสาขาพลังงาน มีความคืบหน้าไปมาก โดยหลังจากที่คณะรัฐมนตรี ได้ให้ความเห็นชอบแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจ เมื่อเดือนกันยายน 2541 ในส่วนของสาขาพลังงานได้มีการจัดทำ

รายละเอียดใน 2 เรื่องคือ การให้เอกชนเข้าร่วมทุนในโรงไฟฟ้าราชบุรี ภายในสิ้นปี 2542 และการปรับ โครงสร้างอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้มีการเปิดเสรีกิจการก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่ปี 2543 เป็นต้นไป

(7) การแก้ไขปัญหาผลกระทบต่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) และโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน เป็นระบบลอยตัว โดยได้มีการพิจารณาปรับสูตรราคาซื้อขายไฟฟ้าใหม่ การแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และการพิจารณาเลื่อนวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้า เข้าระบบเป็นรายๆ ไปตามความเหมาะสม เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินการต่อไปได้ นอกจากนี้ ยังได้มีการติดตามการแก้ไขปัญหาการคัดค้านการก่อสร้างโครงการของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน 2 ราย ที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ คือ โครงการของบริษัท ยูเนียน พาวเวอร์ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด และของบริษัท กัลฟ์ อีเลคทริค จำกัด โดยจัดทำ ข้อมูลชี้แจงประเด็นคัดค้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และร่วมประชุมประชาพิจารณ์โครงการโรงไฟฟ้า ที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เพื่อชี้แจงข้อเท็จจริงและทำความเข้าใจกับประชาชนผู้มีส่วนได้เสีย เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจของรัฐบาลต่อไป

3.4 ด้านการป้องกันและแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อม

(1) การติดตามแก้ไขปัญหาการพิจารณารายงานการศึกษา ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (โครงการ BLCP) ในบริเวณมาบตาพุด เนื่องจากติดปัญหาคุณภาพอากาศในบริเวณพื้นที่มาบตาพุด จึงต้องมีการประเมินผลกระทบคุณภาพอากาศในบรรยากาศ ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และศักยภาพการรองรับมลพิษในบริเวณดังกล่าวให้ได้ข้อยุติ ก่อนที่จะมีการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ ซึ่งในขณะนี้ได้ข้อยุติแล้ว และคาดว่าการพิจารณารายงานการศึกษาของโครงการ สามารถดำเนินการต่อไปได้ อย่างไรก็ตาม โครงการ BLCP อยู่ระหว่างการพิจารณาทางเลือก ที่จะเปลี่ยนจากโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหิน มาเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง รวมทั้งพิจารณาเปลี่ยนสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า เพื่อให้เหมาะสมกับเชื้อเพลิงที่จะใช้ต่อไป

(2) การติดตามการแก้ไขปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อม จากโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา ซึ่งได้รับการคัดค้านจากกลุ่มอนุรักษ์ ขณะนี้ได้ข้อยุติแล้ว และโครงการสามารถดำเนินการ ต่อไปได้ โดยเมื่อวันที่ 29 กรกฎาคม 2541 ประเทศไทยเริ่มรับก๊าซฯ จากแหล่งยาดานาเข้าระบบเป็นครั้งแรก ซึ่งในช่วง 3-4 เดือนแรกมีปริมาณความต้องการใช้ก๊าซฯ ประมาณ 5-10 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

(3) การผ่อนปรนแนวทางและมาตรการการใช้เชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งมาตรการหนึ่ง ได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ใช้น้ำมันเตากำมะถันไม่เกิน 1% ตั้งแต่เดือนมกราคม 2541 เป็นต้นไป แต่เนื่องจากน้ำมันเตากำมะถันไม่เกิน 1% หายาก โดยต้องนำเข้าจากต่างประเทศ และมีราคาแพง ประกอบกับ รัฐมีนโยบายให้ลดการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ ดังนั้น จึงได้ขอความร่วมมือให้โรงกลั่นบางจากจัดหาน้ำมันเตากำมะถัน 1.4%

ให้ทดลองใช้กับโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และให้มีการวัดผลการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ว่าจะอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานการระบาย ของกรมควบคุมมลพิษหรือไม่ หากเกินกว่าเกณฑ์มาตรฐาน จะได้พิจารณาปรับปรุงมาตรการต่อไป

การพิจารณาปรับปรุงแผนงาน/โครงการลงทุนด้านพลังงาน ที่ชะลอหรือเลื่อนออกไปดังกล่าวข้างต้น เป็นการดำเนินการเพื่อให้สอดคล้องกับ ปริมาณความต้องการพลังงาน ของประเทศที่ลดลง และสอดคล้องกับฐานะการเงินของประเทศ รวมทั้ง การพิจารณาให้ความช่วยเหลือภาคเอกชน ในเรื่องภาระต้นทุนด้านพลังงาน เพื่อเสริมสภาพคล่องให้กับภาคเอกชน อย่างไรก็ตาม การลงทุนต่างๆ ก็ได้คำนึงถึงความมั่นคงด้านพลังงาน และความสามารถในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอ ต่อความต้องการในอนาคต ที่อาจเพิ่มขึ้นเมื่อเศรษฐกิจของประเทศเริ่มฟื้นตัวด้วย

ส่วนที่ 2
สถานการณ์พลังงานในช่วงปี 2542-2554

1. สมมติฐาน (Assumptions)
2. ศักยภาพการผลิตพลังงาน
3. ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์
4. การนำเข้าและส่งออกพลังงาน
5. ความต้องการพลังงานแยกตามภาคการผลิต (Final Energy Demand by Sectors)
6. ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

1. สมมติฐาน (Assumptions)

ในการจัดทำประมาณการความต้องการพลังงานของประเทศในอนาคต ได้คำนึงถึงปัจจัยหลักที่เป็น ตัวกำหนดความต้องการพลังงานของประเทศ เช่น การขยายตัวของเศรษฐกิจแยกตามภาคการผลิตต่างๆ และราคาเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ โดยมีรายละเอียดของสมมติฐานปัจจัยต่างๆ ดังนี้

1.1 การขยายตัวของเศรษฐกิจ

การขยายตัวของเศรษฐกิจในภาคการผลิตต่างๆ ใช้ผลการพยากรณ์ทางเศรษฐกิจของสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (tdRI) ในกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง (Moderate Economic Recovery : MER) ทั้งนี้ได้มีการปรับตัวเลขปี 2541 และ 2542 ให้ใกล้เคียงตัวเลขจริงมากขึ้น มีรายละเอียดดังนี้

การขยายตัวของเศรษฐกิจแยกตามสาขาการผลิต

หน่วย : ร้อยละ

สาขาการผลิต	2541	2542	แผนฯ 8	แผนฯ 9	แผนฯ 10
			2540-44	2545-49	2550-54
เกษตร	1.97	1.96	2.25	2.54	2.60
เหมืองแร่	-4.90	-0.68	0.43	3.26	3.14

สาขาการผลิต	2541	2542	แผนฯ 8	แผนฯ 9	แผนฯ 10
			2540-44	2545-49	2550-54
อุตสาหกรรม	-9.33	-1.40	0.08	6.05	5.85
ก่อสร้าง	-11.82	2.40	0.24	8.58	7.38
ไฟฟ้าและประปา	-2.10	0.06	2.57	5.95	5.71
ที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์	-8.69	-0.35	-0.81	3.34	3.60
คมนาคมขนส่ง	10.22	-0.47	-0.63	4.06	3.28
รวม	**-7.84**	**-0.23**	**-0.01**	**4.63**	**4.63**

1.2 ราคาเชื้อเพลิง

ราคาเชื้อเพลิงใช้สมมุติฐานเดียวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2542-2554 (99-01 ฉบับปรับปรุง) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ราคาเชื้อเพลิง (ราคาคงที่ปี 2541)

ปี	ก๊าซธรรมชาติ (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)	น้ำมันเตา (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)	ถ่านหิน นำเข้า (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)
2542	2.61	2.54	1.89
2543	2.81	2.49	1.86
2544	3.20	2.46	1.85
2545	3.16	2.44	1.84
2546	3.18	2.41	1.82
2547	3.21	2.39	1.81
2548	3.21	2.37	1.80
2549	3.23	2.36	1.78
2550	3.27	2.34	1.76
2551	3.31	2.33	1.75
2552	3.33	2.32	1.73

ปี	ก๊าซธรรมชาติ (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)	น้ำมันเตา (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)	ถ่านหิน นำเข้า (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)
2553	3.32	2.31	1.71
2554	3.36	2.29	1.71

2. ศักยภาพการผลิตพลังงาน

2.1 แหล่งภายในประเทศ (Indigenous Sources)

2.1.1 ปริมาณสำรอง (Reserves)

(1) ก๊าซธรรมชาติ

กรมทรัพยากรธรณีได้ประเมินปริมาณสำรอง ของก๊าซธรรมชาติ ณ สิ้นปี 2540 พบว่ามีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proven Reserves) 12.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ปริมาณสำรองที่สามารถนำมาพัฒนาได้ในเชิงพาณิชย์อีกจำนวน 16.8 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต รวมเป็นปริมาณสำรองทั้งสิ้น 29.3 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต

(2) น้ำมันดิบ

ณ สิ้นปี 2540 ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้ว (Proven Reserves) มีจำนวน 106.7 ล้านบาร์เรล และคาดว่าจะมีปริมาณสำรอง ที่สามารถนำมาพัฒนาได้ในเชิงพาณิชย์ อีกจำนวน 292.6 ล้านบาร์เรล รวมเป็นปริมาณสำรองทั้งสิ้น 399.3 ล้านบาร์เรล

(3) คอนเดนเสท

คอนเดนเสทมีการค้นพบพร้อมๆ กับก๊าซธรรมชาติ จากข้อมูลของกรมทรัพยากรธรณี ณ สิ้นปี 2540 พบว่ามีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proven Reserves) จำนวน 189.6 ล้านบาร์เรล และคาดว่าจะมีปริมาณที่สามารถพัฒนานำมาใช้ได้เชิงพาณิชย์อีกจำนวน 324.1 ล้านบาร์เรล รวมเป็นปริมาณสำรองทั้งสิ้น 513.7 ล้านบาร์เรล

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบและคอนเดนเสท

(ณ สิ้นปี 2540)

แหล่งพลังงาน	Proven	Probable and Possible	รวม
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	12.479	16.817	29.296
- บนบก	0.803	1.073	1.876
- ในทะเล	11.676	15.744	27.420
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	106.7	292.6	399.3
- บนบก	58.9	59.9	118.8
- ในทะเล	47.8	232.7	280.5
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล)	189.6	324.1	513.7
- บนบก	-	-	-
- ในทะเล	189.6	324.1	513.7

ที่มา : กรมทรัพยากรธรณี

(4) ลิกไนต์

จากข้อมูลกรมทรัพยากรธรณี ณ สิ้นปี 2540 ปริมาณสำรองลิกไนต์ ของแหล่งที่มีการพัฒนาแล้วมีจำนวน 1,441.6 ล้านตัน โดยเป็นปริมาณสำรองของ กฟผ. ที่แหล่งแม่เมาะ 1,285.7 ล้านตัน และที่แหล่งกระบี่ 112.1 ล้านตัน ที่เหลือเป็นแหล่งเอกชนอีกจำนวน 43.8 ล้านตัน โดยมีแหล่งแม่ตันเป็นแหล่งใหญ่ที่สุดมีปริมาณสำรอง 28.1 ล้านตัน

ปริมาณสำรองลิกไนต์ที่ประเมินแล้วของแหล่งที่มีการพัฒนาในปัจจุบัน

(ณ สิ้นปี 2540)

แหล่ง	ล้านตัน
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	1,397.8
- แม่เมาะ	1,285.7
- กระบี่	112.1

แหล่ง	ล้านตัน
เอกชน	43.8
- แม่ตีบ	10.1
- ลี้	2.9
- แม่ตัน	28.1
- อื่นๆ	2.7
รวม	**1,441.6**

ที่มา: กรมทรัพยากรธรณี

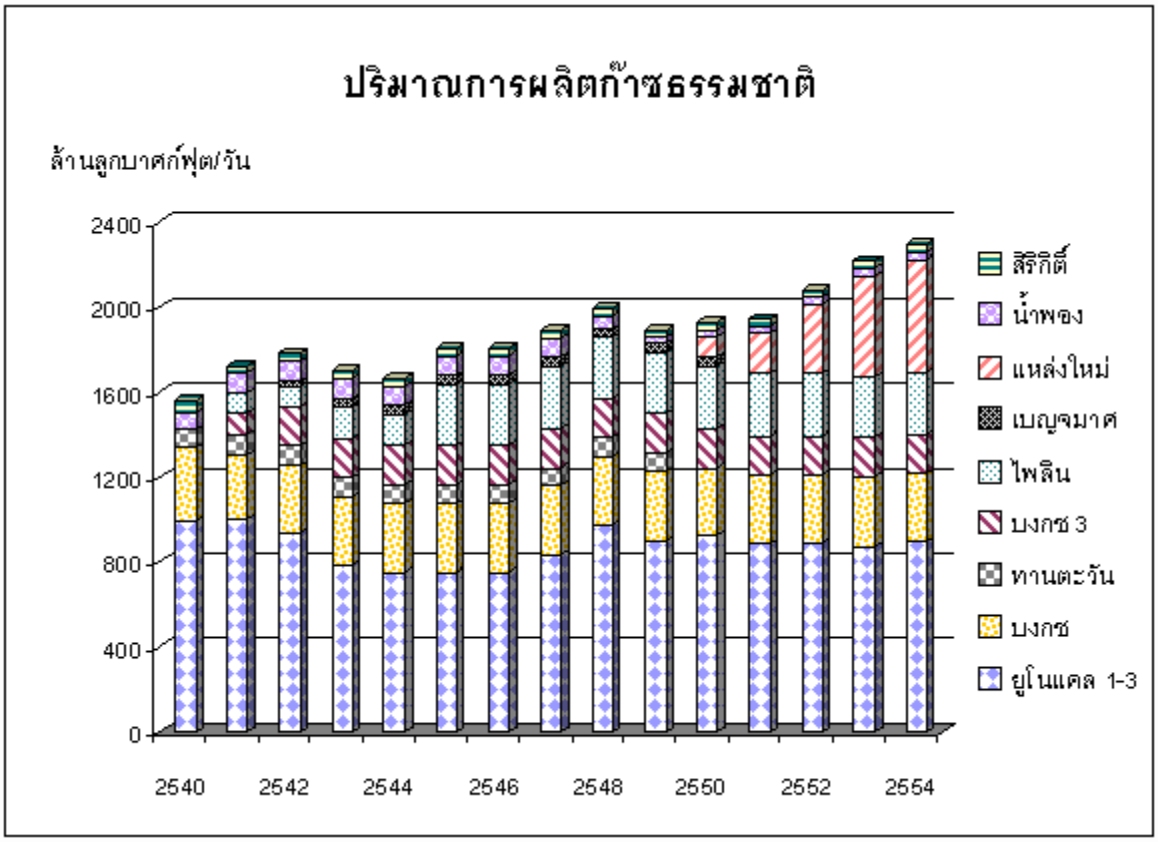
นอกจากนี้ยังมีแหล่งที่มีการสำรวจแล้ว แต่ยังไม่ได้มีการพัฒนาขึ้นมาใช้ ได้แก่ เวียงแหง สะบ้าย้อย สินปุน แม่ละมาด เชียงม่วน และอื่นๆ รวมกันมีปริมาณสำรองที่คาดคะเน จำนวน 870.6 ล้านตัน โดยเป็นปริมาณสำรองที่ประเมินแล้วจำนวน 661.6 ล้านตัน

2.1.2 ปริมาณการผลิต (Production)

(1) ก๊าซธรรมชาติ

- ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่จะผลิตได้จากแหล่งในทะเล คาดว่าปริมาณการผลิตจะเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จากระดับ 1,552 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2541 มาอยู่ในระดับ 2,015-2,225 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในช่วงปี 2552-54

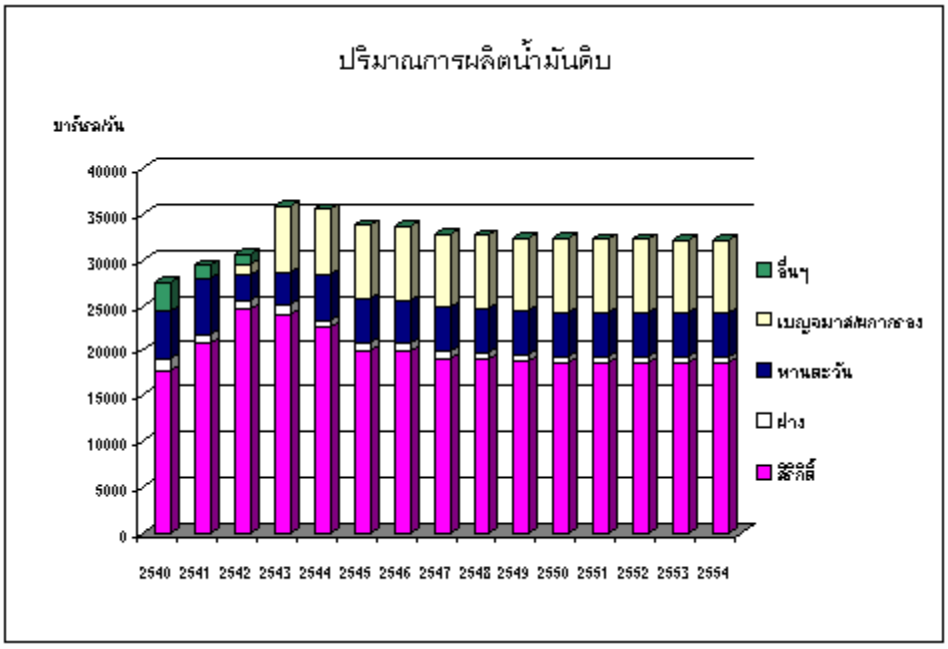
- การผลิตจากแหล่งบนบกจะอยู่ในระดับ 130-135 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในช่วงปี 2542-2547 หลังจากนั้นระดับการผลิตจะลดลงมาอยู่ในระดับ 67 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในช่วงปี 2548-2554



(2) น้ำมันดิบ

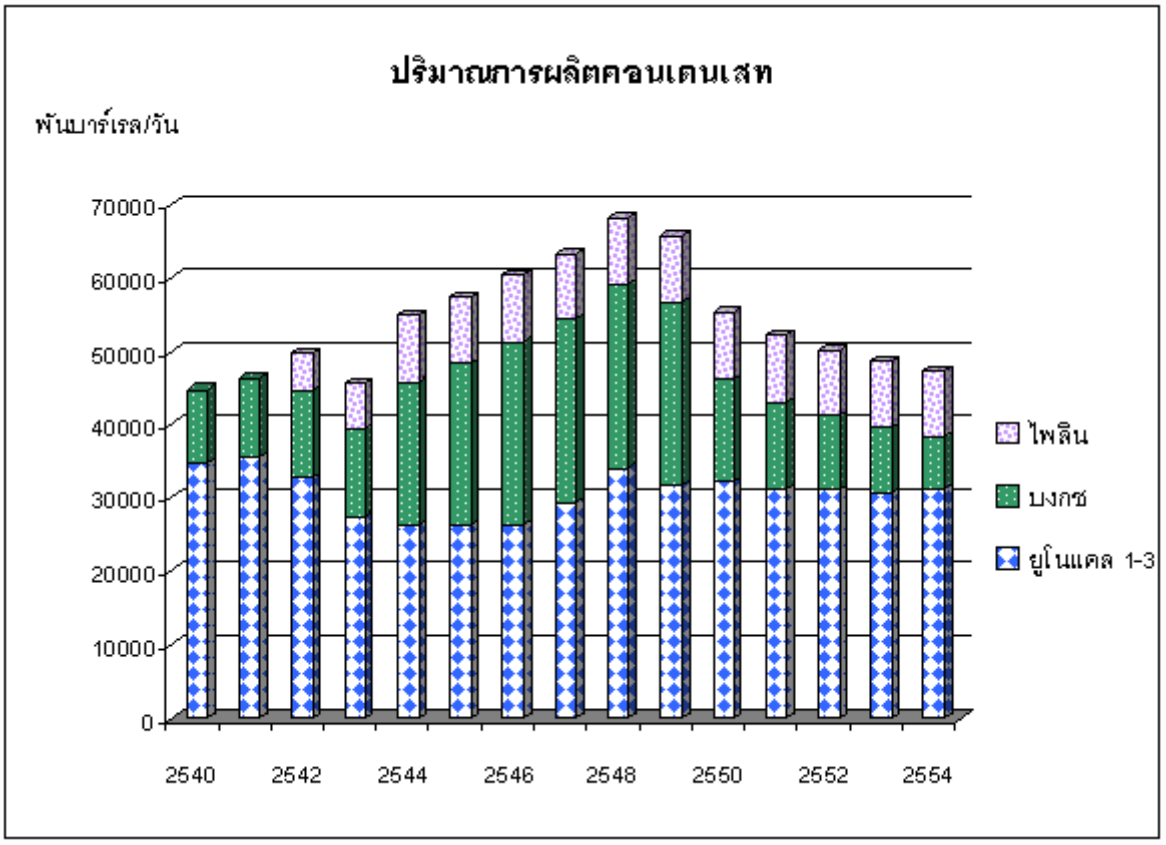
- แหล่งสิริกิติ์เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบใหญ่ที่สุดของประเทศ คาดว่าระดับการผลิตจะ ลดลงจากระดับ 20,650 บาร์เรล/วันในปี 2541 มาอยู่ในระดับ 18,600 บาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2549 - 2554

- การผลิตจากแหล่งในทะเล เช่น แหล่งทานตะวัน และเบญจมาศ ทั้งนี้แหล่งเบญจมาศจะเริ่มทะยอยผลิตได้ตั้งแต่ปี 2541 เป็นต้นไป ทำให้มีปริมาณผลิตรวมเพิ่มขึ้นเป็น 30,614-35,775 บาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2542-2554



(3) คอนเดนเสท

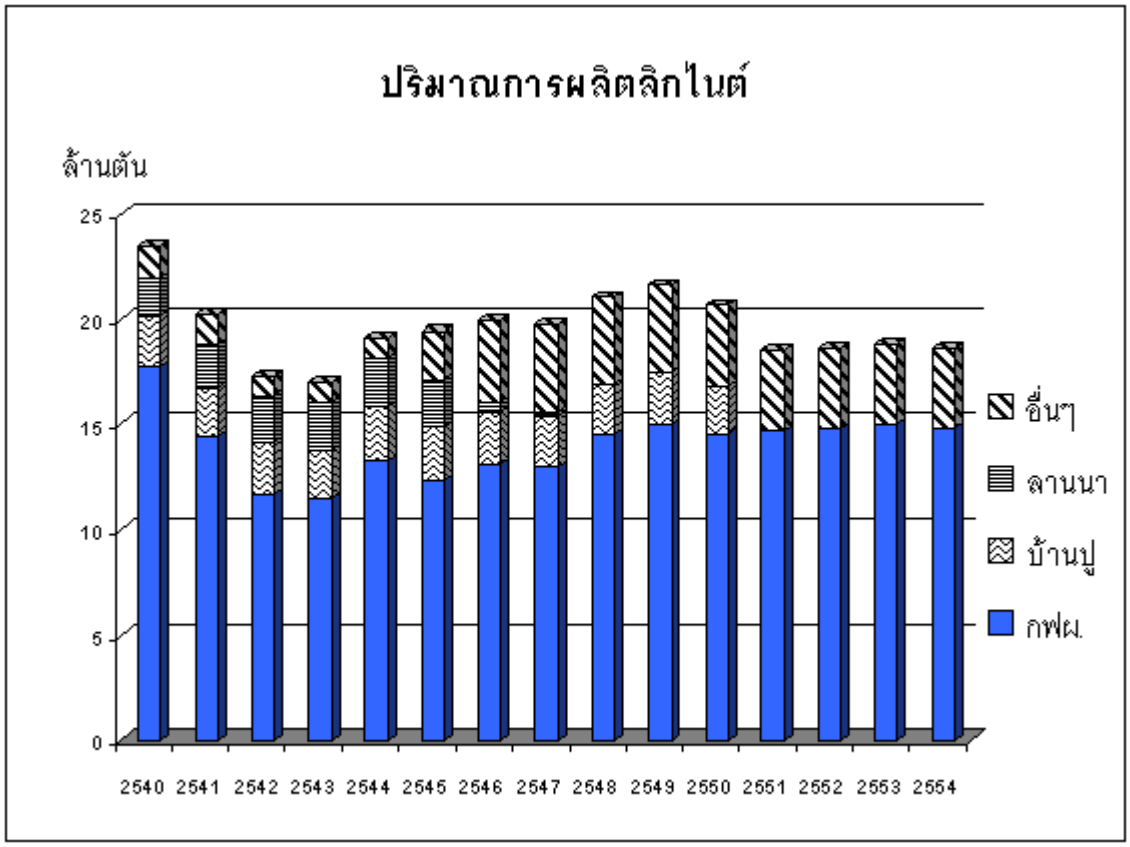
ปริมาณการผลิตคอนเดนเสท จะขึ้นอยู่กับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในอ่าวไทย คาดว่าปริมาณการผลิต จะเพิ่มขึ้นจากระดับ 46,340 บาร์เรล/วัน ในปี 2541 มาอยู่ในระดับ 45,615-68,160 บาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2543-2554



(4) ลิกไนต์

- ปริมาณการผลิตลิกไนต์จากแหล่งแม่เมาะของ กฟผ. เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า คาดว่าจะอยู่ในระดับ 11.4-11.6 ล้านตัน ในช่วงปี 2542-43 เนื่องจากการติดตั้งหน่วยกำจัดกำมะถัน ยังไม่แล้วเสร็จ จึงไม่สามารถใช้ลิกไนต์ได้เต็มที่เพราะจะก่อให้เกิดปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม หลังจากนั้นคาดว่าปริมาณการผลิตจะเพิ่มมาอยู่ในระดับ 12-14 ล้านตัน ในช่วงปี 2544-2554

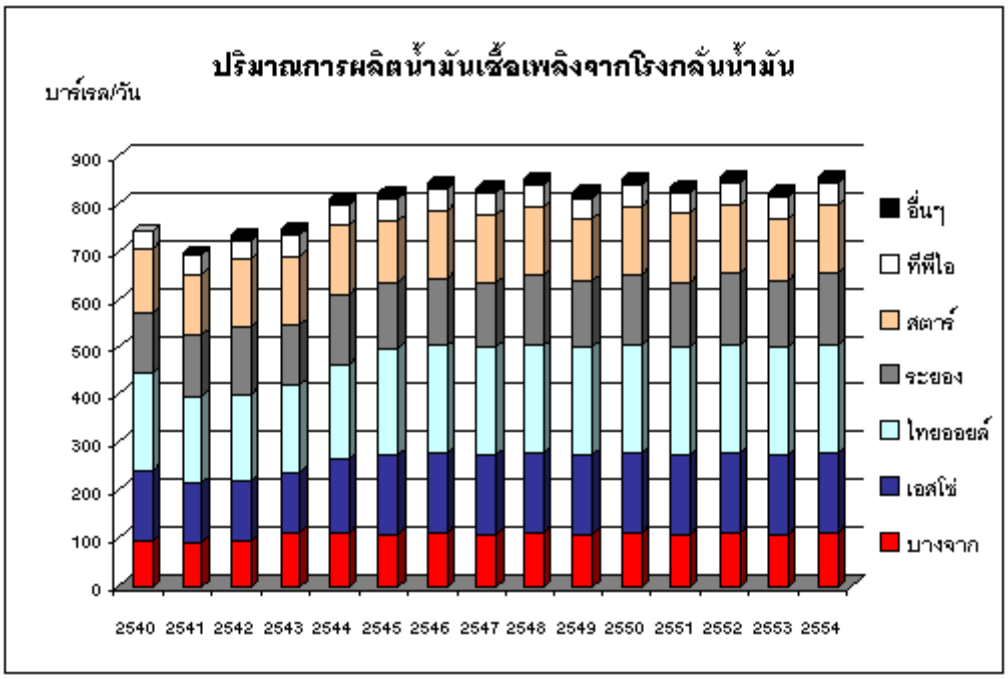
- ปริมาณการผลิตลิกไนต์ของเหมืองเอกชน ในกรณีที่ไม่มีการพัฒนาแหล่งใหม่ คาดว่าระดับการผลิตจะลดจาก 5.58 ล้านตัน ในปี 2541 เหลือ 3.85 ล้านตัน ในปี 2551 และเหลือ 0.61 ล้านตันในปี 2554 อย่างไรก็ตามคาดว่าจะมีแหล่งลิกไนต์แหล่งใหม่ ที่คาดว่าจะพัฒนามาใช้ได้ ได้แก่ แหล่งเวียงแหงเชียงม่วน แจ้ห่ม และเสริมงาม โดยคาดว่าจะมีปริมาณการผลิตรวม 3.2 ล้านตัน ตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นไป



2.1.3 การผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง

ปริมาณการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงจากโรงกลั่นในประเทศทั้ง 6 แห่ง ในปี 2541 มีจำนวน 692 พันบาร์เรล/วัน ลดลงจากปี 2540 ร้อย 7.0 คาดว่าปริมาณการผลิตเชื้อเพลิง ปี 2542-43 จะอยู่ในระดับ 730พันบาร์เรล/วัน ปริมาณการผลิตจะเพิ่มขึ้นมาอยู่ในระดับ 810-840 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2549-2554 อย่างไรก็ตาม หากมีการก่อสร้างโรงกลั่นสุโขทัย คาดว่าปริมาณการผลิตจะอยู่ในระดับ 930-958 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงเดียวกัน

ปริมาณการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) จากโรงแยกก๊าซจะอยู่ในระดับ 32.0 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2541 ปริมาณการผลิตจะเพิ่มขึ้นในปี 2547 เมื่อโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 5 ก่อสร้างแล้วเสร็จ โดยปริมาณการผลิตจะเพิ่มมาอยู่ในระดับ 63.6-66.1 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2549-2554 นอกจากนี้ยังมีก๊าซ LPG จากโรงงาน Bangkok Synthetic (BST) และ Thai Aromatic (TAC)อีกจำนวน 7.7 พันบาร์เรล/วัน

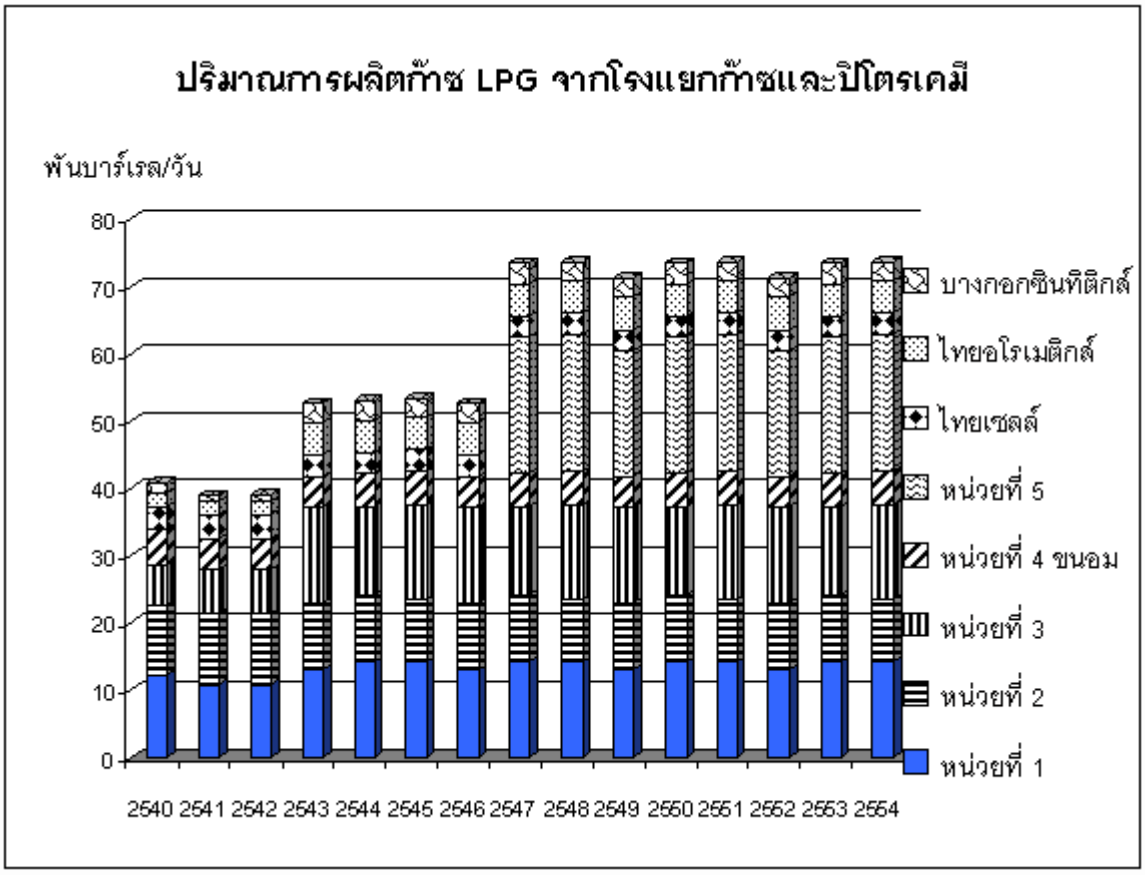


ปริมาณการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงจากโรงกลั่นน้ำมัน

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

โรงกลั่น	2540	2541	2544	2549	2554
ไทยออยล์	200.1	181.1	198.0	226.0	227.0
เอสโซ่ฯ	147.0	122.5	150.6	162.7	162.7
บางจาก	95.8	92.6	113.6	109.5	113.6
ระยองฯ	129.5	130.0	150.1	141.6	152.3
สตาร์ฯ	135.1	128.0	142.0	127.5	142.1
ทีพีไอ	36.8	38.21	44.1	44.1	44.1
รวม	**744.2**	**692.4**	**798.5**	**811.4**	**841.8**

หมายเหตุ ไม่รวมปริมาณการผลิตจากโรงกลั่นฝาง ซึ่งมีกำลังการผลิตประมาณ 1,000 บาร์เรล/วัน



ปริมาณการผลิตก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซและปิโตรเคมี

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

	2540	2541	2544	2549	2554
โรงแยกก๊าซ	37.3	36.0	45.5	63.6	66.1
- หน่วยที่ 1	12.2	10.9	14.1	12.9	14.1
- หน่วยที่ 2	10.3	10.4	10.2	10.2	9.3
- หน่วยที่ 3	5.8	6.7	13.0	14.2	14.2
- หน่วยที่ 4 (ขนอม)	5.5	4.6	5.0	4.5	5.0
- หน่วยที่ 5	-	-	-	18.6	20.3
- ไทยเซลล์ฯ	3.5	3.4	3.2	3.2	3.2
ไทยอะโรเมติกส์	2.0	1.4	4.8	4.8	4.8

	2540	2541	2544	2549	2554
บางกอกซินทีติกส์	1.7	**1.0**	2.9	2.9	2.9
รวม	**41.0**	**38.5**	**53.2**	**71.3**	**73.8**

ที่มา : การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

2.1.4 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP)

ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2542-2554 (ฉบับปรับปรุง) กฟผ.จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน จำนวน 5,973.6 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2542-2550 ตามประกาศเชิญชวนรอบแรก และหลังจากนั้นมีแผนจะซื้ออีกประมาณปีละ 1,000 เมกะวัตต์ มีรายละเอียด ดังนี้

ปีงบประมาณ	เมกะวัตต์
2542	700
2543	700
2545	1,063
2546	2,134
2550	1,347
2551-2554 (เฉลี่ย)	1,000

2.1.5 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และ Cogeneration

ในปี 2541 มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เสนอขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วจำนวน 30 ราย คิดเป็นกำลังการผลิตที่ขายให้ กฟผ. จำนวน 562 เมกะวัตต์ และจากมติของคณะรัฐมนตรีที่กำหนดให้ กฟผ. รับซื้อกระแส ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ในช่วงปี 2539-2543 จำนวน 3,200 เมกะวัตต์ นั้น แต่เนื่องจากสถานที่ตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ส่วนมากตั้งอยู่ทางภาคตะวันออก ซึ่งประสบปัญหาการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. และประกอบกับปัญหาการชะลอตัวของเศรษฐกิจ จึงคาดว่าจะมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. ในช่วงปี 2541-2546 ดังนี้

ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP

ปีงบประมาณ	เมกะวัตต์สะสม
2541	562
2542	1,407
2543	1,567
2544	1,807
2545	1,867
2546	2,097
2547-2554	2,097

2.2 แหล่งต่างประเทศ (Foreign Sources)

2.2.1 ก๊าซธรรมชาติ

ปตท. ได้ทำการประเมินศักยภาพในการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้าน คาดว่า จะสามารถนำเข้าก๊าซธรรมชาติมาใช้ในประเทศสรุปได้ ดังนี้

- นำเข้าจากแหล่งยาดานา (พม่า) โดยเริ่มนำเข้าในปี 2541 จำนวน 2 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วันเพิ่มเป็น 428-441 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ตั้งแต่ปี 2543-2546 และลดลงมาอยู่ในระดับ 383 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ตั้งแต่ปี 2547-2554
- นำเข้าจากแหล่งเยตากุน (พม่า) ในปริมาณ 103 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วันในปี 2543 และเพิ่มเป็น 206 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2544 - 2554
- นอกจากนี้ คาดว่าจะมีการนำเข้าจากสหภาพพม่าเพิ่มเติมอีกในปี 2549 ในระดับ 230 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน และจะเพิ่มเป็น 402 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2553-2554

2.2.2 ไฟฟ้า

ในปี 2541 มีการนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ที่ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจไว้เมื่อวันที่4 มิถุนายน 2536 จากโครงการน้ำเทิน-หินบุน จำนวน 187 เมกะวัตต์ และการนำเข้าจะเพิ่มขึ้นเป็น 3,300เมกะวัตต์ ภายในปี 2549-2551

นอกจากนี้รัฐบาลไทยยังได้มีการเจรจาซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซีย โดยได้มีการก่อสร้างสายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2 ซึ่งมาเลเซียจะขายไฟฟ้าให้แก่ไทยในจำนวน 300 เมกะวัตต์ คาดว่าจะเริ่มขายให้ได้ในต้นปี 2543

3. ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์

3.1 ภาพรวมความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์

ภาวะวิกฤติเศรษฐกิจในช่วงต้นแผนฯ 8 ส่งผลให้ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ในช่วงแผนฯ 8 ชะลอตัวลงมากในช่วง 3 ปีแรก หลังจากนั้น คาดว่าความต้องการจะเริ่มสูงขึ้นเฉลี่ย ร้อยละ 5.1 และ 4.9 ต่อปี ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ โดยน้ำมันเชื้อเพลิง ยังคงเป็นพลังงานหลักของประเทศ แต่สัดส่วนต่อการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์จะลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยจะลดลงจากระดับร้อยละ 56.4 ในปี 2541 เหลือร้อย 49.8 และ 49.4 ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

ในขณะเดียวกัน ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน/ลิกไนต์ จะเข้ามาแทนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยเฉพาะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และในอุตสาหกรรม ทั้งนี้ จะเริ่มมีการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตกระแสไฟฟ้ามากขึ้น ตั้งแต่ปลายแผนฯ 8 เป็นต้นไป แต่สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติ จะเริ่มลดลงในช่วงปลายแผนฯ 9 เมื่อมีการนำเข้าถ่านหินมาทดแทนในการผลิตไฟฟ้า

สำหรับการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/การนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน จะมีสัดส่วนค่อนข้างคงที่ในระดับร้อยละ 1.9 ในช่วงแผนฯ 8 และ 9 และในช่วงต้นแผนฯ 10 จะเริ่มมีการนำเข้าจาก สปป.ลาว เพิ่มมากขึ้น โดยจะมีสัดส่วนเพิ่มเป็นร้อยละ 2.9 ในช่วงแผนฯ 10

การผลิต ความต้องการและการนำเข้า (ส่งออก) พลังงานเชิงพาณิชย์

(Production Demand and Import (Export) of Primary Commercial Energy)

หน่วย:พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
การผลิต	**523.3**	**524.0**	**524.8**	**594.9**	**527.3**	**3.1**	**2.5**	**-2.4**
- น้ำมันดิบ	27.5	29.4	35.5	32.4	32.2	6.1	-1.8	-0.2
- คอนเดนเสท	40.8	42.2	51.3	61.0	43.1	9.6	3.5	-6.7
- ก๊าซธรรมชาติ	280.9	304.9	299.2	340.3	315.9	5.6	2.6	-1.5
- ลิกไนต์	142.7	124.9	121.4	137.2	109.7	-1.6	2.5	-4.4
- พลังน้ำ	31.4	22.6	17.4	23.9	26.5	-11.4	6.5	2.1
การนำเข้า(ส่งออก)	**719.9**	**609.9**	**789.5**	**1,057.1**	**1,487.1**	**1.2**	**6.0**	**7.1**
- น้ำมันดิบ	728.8	679.4	853.7	885.1	917.4	6.3	0.7	0.7
- ผลิตภัณฑ์น้ำมัน	-29.9	-76.6	-179.5	-44.7	152.6	-142.6	-24.3	-
- คอนเดนเสท	-21.4	-16.4	-43.6	-53.3	-35.4	14.7	4.1	-7.9
- ก๊าซธรรมชาติ	0.0	0.4	116.3	147.2	178.1	-	4.8	3.9
- ถ่านหิน	41.1	20.4	37.8	118.0	244.2	-5.0	25.6	15.7
- ไฟฟ้า	1.3	2.8	4.9	4.9	30.3	28.9	-	44.0
ความต้องการ	**1,175.6**	**1,089.4**	**1,199.0**	**1,534.1**	**1,950.3**	**1.4**	**5.1**	**4.9**
- น้ำมันเชื้อเพลิง	681.3	610.9	613.1	763.5	964.1	-2.2	4.5	4.8
- ก๊าซธรรมชาติ	281.0	305.3	404.5	486.6	575.6	12.2	3.8	3.4
- ถ่านหิน/ลิกไนต์	180.6	147.9	159.1	255.2	353.9	-1.8	9.9	6.8
- ไฟฟ้าพลังน้ำ	32.7	25.4	22.3	28.8	56.8	-7.7	5.2	14.5
สัดส่วนการนำเข้า/ความต้องการ	**61.2**	**56.0**	**65.8**	**68.9**	**76.3**	**-**	**-**	**-**

3.2 ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิง

(1) ภาพรวมความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิง

จากผลการชะลอตัวของเศรษฐกิจและมีการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นตั้งแต่ปี 2542 เป็นต้นไป ทำให้การใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในช่วงแผนฯ 8 ลดลงร้อยละ 2.0 อย่างไรก็ตามความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงจะเริ่มฟื้นตัวในช่วงแผนฯ 9 แต่ความต้องการจะไม่สูงมากนัก เพราะว่ายังมีการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนน้ำมันเตาอยู่

อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป เมื่อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรีก่อสร้างเสร็จ จะมีการใช้น้ำมันเตามากขึ้น ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น ร้อยละ 5.3 ในช่วงแผนฯ 10 แต่ถ้าหักการใช้น้ำมันเตาและดีเซลในการผลิตไฟฟ้าออกไป จะพบว่าความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.0 และ 5.3 ต่อปี ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ

ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิง

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ชนิดน้ำมัน	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
เบนซิน	126.7	123.6	142.1	190.4	257.7	3.6	6.0	6.2
- ธรรมดา	34.0	37.9	40.5	47.0	57.4	2.5	3.0	4.1
- พิเศษ	92.7	85.7	101.6	143.4	200.3	4.0	7.2	6.9
ดีเซล	302.5	263.4	282.6	355.1	454.4	-1.6	4.7	5.1
- กฟผ.	12.7	5.3	3.6	0.2	0.3	-30.9	-41.8	4.0
- อื่นๆ	289.8	258.1	279.0	354.9	454.1	-0.3	4.9	5.1
ก๊าด	1.5	0.9	0.9	1.0	1.2	-11.3	2.1	2.9
เครื่องบิน	61.0	57.1	65.3	83.3	102.3	2.2	5.0	4.2
เตา	156.9	136.8	81.0	94.7	126.3	-13.5	3.2	5.9
- กฟผ.	80.9	73.3	16.3	16.0	21.5	-28.5	-0.5	6.1
- อื่นๆ	76.0	63.6	64.6	78.7	104.8	-4.0	4.0	5.9
LPG	57.0	56.3	68.1	81.5	99.7	0.3	4.9	5.0

ชนิดน้ำมัน	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
รวมทั้งหมด	**705.7**	**638.2**	**640.0**	**806.0**	**1,041.6**	**-2.0**	**4.7**	**5.3**
รวม (ยกเว้น กฟผ.)	612.1	559.7	620.0	789.8	1,019.8	0.7	5.0	5.3

(2) ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงแยกตามภาคการผลิต

ภาคคมนาคมขนส่งใช้น้ำมันเชื้อเพลิงมากที่สุด โดยในปี 2541 มีการใช้คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 63.8 ของการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงทั้งหมด รองลงมาได้แก่ การใช้ในภาคอุตสาหกรรมและใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า คิดเป็นร้อยละ 12.4 และ 12.3 ตามลำดับ สำหรับการใช้ในภาคที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์ และภาคเกษตรและเหมืองแร่นั้น มีสัดส่วนน้อยมากเมื่อเทียบกับภาคการผลิตอื่นๆ

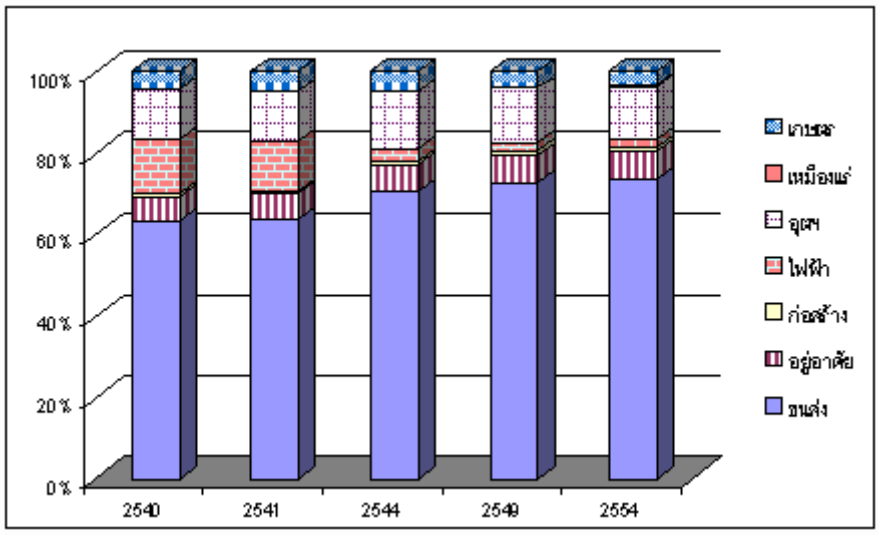
ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมจะลดลงร้อยละ 0.8 ในช่วงแผนฯ 8 และความต้องการจะยังคงเพิ่มขึ้นไม่มากนักในช่วงแผนฯ 9 คือ เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 3.4 ทั้งนี้ สาเหตุหลักมาจากมีการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนน้ำมันเตาในภาคอุตสาหกรรมมากขึ้น โดยเฉพาะในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลที่มีอุตสาหกรรมหนาแน่น อย่างไรก็ตาม คาดว่าความต้องการในช่วงแผนฯ 10 จะสูงขึ้นร้อยละ 5.1

ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงแยกตามภาคการผลิต

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ภาคการผลิต	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
เกษตรกรรม	29.7	29.0	30.1	32.6	34.7	-3.3	1.7	1.3
เหมืองแร่	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	-7.3	-4.0	-4.6
อุตสาหกรรม	85.9	79.1	89.5	106.0	135.6	-0.8	3.4	5.1
ไฟฟ้า	93.6	78.6	19.9	16.2	21.8	-30.0	-4.0	6.1
ก่อสร้าง	7.4	4.4	5.3	8.3	12.2	-3.3	9.4	7.9
ที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์	40.9	39.8	43.2	55.3	70.5	1.4	5.1	5.0

ภาคการผลิต	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
คมนาคมขนส่ง	447.5	406.9	451.4	587.1	766.5	1.4	5.4	5.5
รวม	**705.7**	**638.2**	**640.0**	**806.0**	**1,041.6**	**-2.0**	**4.7**	**5.3**



สัดส่วนความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงแยกตามภาคการผลิต

3.3 ความต้องการไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ได้ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ เมื่อเดือนกันยายน 2541 โดยจัดทำเป็น 3 กรณี คือ กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง (Moderate Economic Recovery : MER) กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว (Rapid Economic Recovery : RER) และกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า (Low Economic Recovery : LER) โดยในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (PDP 99-01) ได้ใช้ความต้องการชุดเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลางเป็นกรณีฐาน

ตามผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุด MER นั้น คาดว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงแผนฯ 8 จะชะลอตัวลงค่อนข้างมากจากในช่วงแผนฯ 7 ซึ่งมีความต้องการเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 10.6โดยเฉพาะในช่วงปี 2540-41 ความต้องการไฟฟ้าจะชะลอตัวลงมาก อย่างไรก็ตาม คาดว่าหลังจากปี 2543 ไปแล้วความต้องการจะเพิ่มขึ้นโดย

จะเพิ่มจากระดับ 97,858 GWh ในปี 2543 เป็น 141,300 และ 194,930 GWh ในปี 2549 และ 2554 หรือเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 6.4 และ 6.7 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ

ความต้องการไฟฟ้าในเขตภูมิภาคจะมีอัตราเพิ่มสูงกว่าในเขตนครหลวง โดยเฉพาะผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัยรวมทั้งภาคอุตสาหกรรม สาเหตุมาจากจำนวนผู้ใช้ไฟ ขนาดกลางและขนาดใหญ่ มีจำนวนมากขึ้นตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ และการกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาค

ในช่วงแผนฯ 7 ความต้องการไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นสูงมาก กฟผ. ได้มีการปรับแผนการลงทุน โดยได้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เอง รวมทั้ง ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้า รายเล็ก (SPP) ในช่วงกลางแผนฯ 7 เป็นจำนวนมาก ประกอบกับในช่วงต้นแผนฯ 8 ความต้องการไฟฟ้าได้ลดลงอย่างรวดเร็ว กฟผ. ได้มีการปรับแผนการลงทุนใหม่โดยการยกเลิกและชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เอง รวมทั้งพยายามเลื่อนโครงการ IPP และ SPP พร้อมทั้งชะลอการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ในส่วนที่ยังไม่ได้มีการเจรจาต่อรองราคา แต่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดในช่วงแผนฯ 8 และ 9 ก็ยังคงสูงอยู่ในระดับ ร้อยละ 43-52 อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด จะเริ่มลดลงตั้งแต่ปลายแผนฯ 9 เป็นต้นไป ทำให้ ในช่วงปลายแผนฯ 10 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด จะลดลงมาอยู่ในระดับร้อยละ 25 ตามเป้าหมายที่กำหนดไว้

ความต้องการไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด

ปีงบประมาณ	**ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)**		**ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)**		**กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)**
2540	14,506		92,725		8.4
2541	14,180		92,134		20.2
2544	16,214		103,685		50.0
2549	22,168		141,300		25.3
2554	30,587		194,930		25.0
อัตราเพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปี	**เมกะวัตต์**	**%**	**GWh**	**%**	
2535-39	1,053	10.6	7,340	11.8	
2540-44	581	4.0	3,552	3.8	

ปีงบประมาณ	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)		ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)		กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)
2545-49	1,191	6.5	7,523	6.4	
2550-54	1,684	6.7	10,726	6.7	

ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2542-2554 (PDP 99-01 ฉบับปรับปรุง)

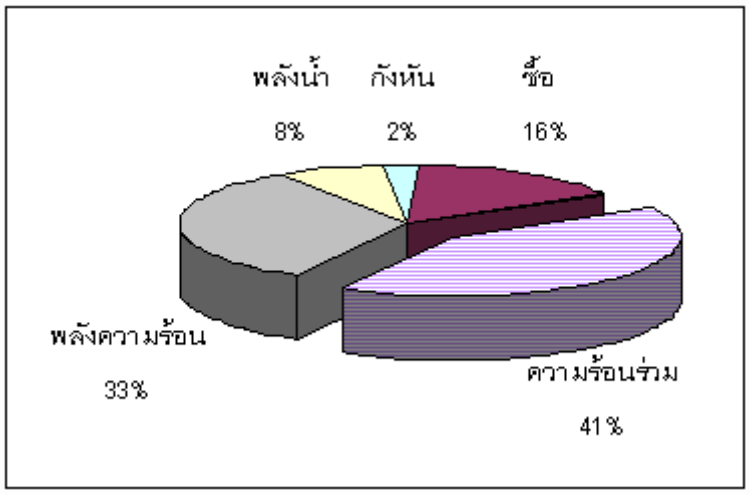
3.4 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

3.4.1 กำลังการผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

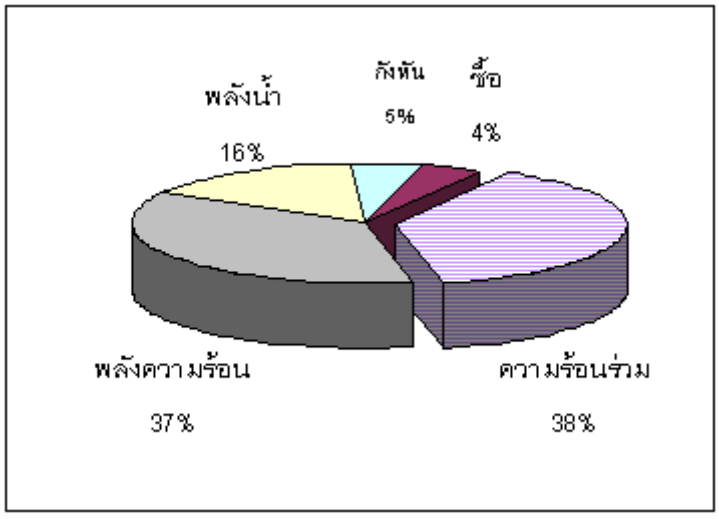
ในปี 2541 กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้ามีจำนวนทั้งสิ้น 18,175 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 6,980 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 38.4) พลังความร้อน 6,668 เมกะวัตต์(ร้อยละ 36.8) พลังน้ำ 2,874 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 15.8) กังหันก๊าซและดีเซล 892 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 4.9) และซื้อจากผู้ผลิตขนาดเล็กและจาก สปป.ลาว จำนวน 762 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 4.2)

เพื่อให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการ กฟผ. มีแผนที่จะติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสุทธิ (กำลังผลิตที่เพิ่มใหม่ทั้งหมดลบด้วยกำลังผลิตที่ผลิตออกจากระบบ) ประมาณ 21,216 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2542-2554 และเมื่อรวมกำลังผลิตติดตั้งในปัจจุบัน จำนวน 18,175 เมกะวัตต์ จะทำให้กำลังผลิตติดตั้งในปลายปี 2554 มีจำนวน 39,391 เมกะวัตต์ โดยจะมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มขึ้นมากที่สุดคือ จากระดับ 6,980 เมกะวัตต์ ในปี 2541 เพิ่มขึ้นเป็น 15,701 เมกะวัตต์ ในปี 2554 หรือเพิ่มขึ้นจำนวน 8,721 เมกะวัตต์ รองลงมาได้แก่การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยกำลังการผลิตติดตั้งจะเพิ่มจากระดับ 6,668เมกะวัตต์ ในปี 2541 เพิ่มเป็น 12,476 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นจำนวน 5,808 เมกะวัตต์ สำหรับกำลังการผลิต ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำ กังหันก๊าซและดีเซลจะค่อนข้างคงที่ในช่วงแผนฯ 8, 9 และ 10 ส่วนการซื้อไฟฟ้าของประเทศเพื่อนบ้านจะอยู่ในระดับ 1,733-2,723 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2542-2549 หลังจากนั้นจะเพิ่มขึ้นมาอยู่ในระดับ 6,023เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2551-2554

กำลังผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า



ปี 2541



ปี 2554

3.4.2 การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

ในปี 2541 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีจำนวนทั้งสิ้น 91,241 Gwh ประกอบด้วย พลังงานไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ 46,319 Gwh (ร้อยละ 50.8) น้ำมันเตา 17,543 Gwh (ร้อยละ 19.2) ลิกไนต์ 16,475 Gwh (ร้อยละ 18.1) พลังน้ำ 5,089 Gwh (ร้อยละ 5.6) และอื่นๆ อีก 5,824 Gwh (ร้อยละ 6.4)

ในช่วงปี 2542-2554 เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจะมีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงมากขึ้น โดยจะมีก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก ลิกไนต์และน้ำมันเตาซึ่งเคยเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าจะลดบทบาทลง ถ่านหินนำเข้าจากโรงไฟฟ้า IPP จะเริ่มเข้ามามีบทบาทมากขึ้นตั้งแต่ปี 2546 เป็นต้นไป และการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ซึ่งได้เริ่มตั้งแต่ปี 2541 นั้น ปริมาณการรับซื้อจะเริ่มมากขึ้นตั้งแต่ปี 2551 เป็นต้นไป

สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มขึ้นสูงมาก ในช่วงปลายแผนฯ 8 และ แผนฯ 9 และจะลดลงเล็กน้อยในช่วงแผนฯ 10 โดยสัดส่วนจะเพิ่มจากร้อยละ 50.8 ในปี 2541 เป็นร้อยละ 67.2 ในปี 2545 และจะลดลงมาอยู่ในระดับร้อยละ 59.1 และ 52.3 ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์จะลดลงตามลำดับ เพราะจะไม่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ แม่เมาะเพิ่มขึ้น โดยสัดส่วนการผลิตจะลดลงจากระดับร้อยละ 18.1 ในปี 2541 เหลือร้อยละ 11.8 และ 8.4 ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ ในขณะเดียวกันการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าของโครงการ IPP ซึ่งจะเริ่มตั้งแต่ปี 2546 จะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วจากระดับร้อยละ 7.4 ในปี 2546 เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 10.3 และ 17.2 ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อย โดยปริมาณการผลิตจะอยู่ในระดับ 3,925–5,972 Gwh ในช่วงแผนฯ 8-10 และปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว จะอยู่ในระดับ 2,374-2,863 Gwh ในปี 2542-2549 หลังจากนั้นปริมาณจะเพิ่มขึ้นมาอยู่ในระดับ 17,700 Gwh ในช่วงปี 2552-2554

การผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

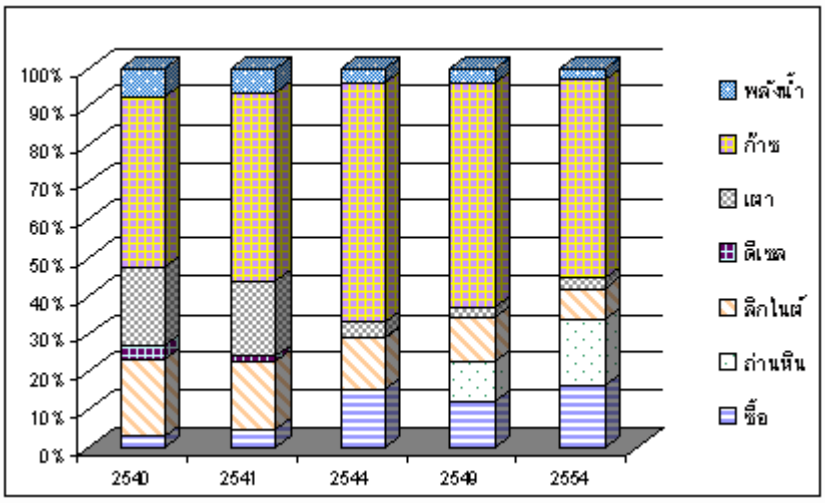
หน่วย : GWh

ปีงบประมาณ/ชนิดเชื้อเพลิง	2540	2541	2544	2549	2554	SHARE (%)				
						1997	1998	2001	2006	2011
พลังน้ำ	7,082	5,089	3,925	5,388	5,972	7.66	5.58	3.79	3.77	3.03
ก๊าซธรรมชาติ	42,768	46,319	65,676	84,440	103,076	46.28	50.77	63.34	59.05	52.25
ลิกไนต์	18,925	16,475	13,915	16,821	16,571	20.48	18.06	13.42	11.76	8.40
ถ่านหินนำเข้า	0	0	0	14,764	33,848	0.00	0.00	0.00	10.32	17.16
น้ำมันเตา	19,266	17,534	3,915	4,008	5,354	20.85	19.22	3.78	2.80	2.71
ดีเซล	1,441	989	542	0	0	1.56	1.08	0.52	0.00	0.00

ปีงบประมาณ/ชนิดเชื้อเพลิง	2540	2541	2544	2549	2554	SHARE (%)				
						1997	1998	2001	2006	2011
ซื้อ - สปป.ลาว	746	1,623	2,863	2,863	17,733	0.81	1.78	2.76	2.00	8.99
- SPP	2,151	3,196	12,830	14,696	14,696	2.33	3.50	12.37	10.28	7.45
- พพ. และ อื่นๆ	29	16	18	23	23	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01
รวมทั้งหมด	**92,407**	**91,241**	**103,684**	**143,003**	**197,273**	**100.00**	**100.00**	**100.00**	**100.00**	**100.00**

ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2542-2554 (PDP99-01 ฉบับปรับปรุง)

สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง



3.4.3 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

(1) ภาพรวมการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงแผนฯ 9 และ 10 จะมีการกระจายแหล่งและชนิดของพลังงานมากขึ้น โดยเฉพาะจะเริ่มมีการใช้ถ่านหินนำเข้าตั้งแต่ปี 2546 เป็นต้นไป การพึ่งพาแหล่งพลังงานจากต่างประเทศจะอยู่ในระดับสูงขึ้น โดยเฉพาะการนำเข้าถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ

ส่วนก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ ยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติจะสูงถึงร้อยละ 73.0 ในช่วงกลางแผนฯ 9 และสัดส่วนจะลดลงเล็กน้อยในช่วงแผนฯ 10

สำหรับถ่านหินนำเข้าจะเริ่มมามีบทบาทเป็นเชื้อเพลิง ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และรายเล็ก (SPP) โดยสัดส่วนจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วจากระดับร้อยละ 7.4 ในปี 2546 เป็นร้อยละ 17.2 ในปี 2554

ในขณะที่สัดส่วนการใช้น้ำมันเตา และดีเซลจะลดลงมาก ในช่วงตั้งแต่กลางแผนฯ 8 เป็นต้นไป โดยสัดส่วนจะลดลงมากเหลือร้อยละ 1.1-1.4 ในช่วงปี 2545-2548 เทียบกับร้อยละ 30.6 ในช่วงปลายแผนฯ 7 อย่างไรก็ตาม สัดส่วนการใช้น้ำมันเตา จะเพิ่มสูงขึ้นมาอยู่ในระดับ ร้อยละ 2.7-2.9 ในช่วงแผนฯ 10 เมื่อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรีก่อสร้างแล้วเสร็จ

(2) การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

การใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้า จะลดลงมากหลังปี 2542 เป็นต้นไป เนื่องจากมีการทดแทนโดยก๊าซธรรมชาติ การใช้น้ำมันเตา จะลดลงจากระดับ 73.3 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2541มาอยู่ในระดับ 5-6 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2545-2548 หลังจากนั้นการใช้จะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยมาอยู่ในระดับ 16-21 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงแผนฯ 10 ส่วนการใช้น้ำมันดีเซลนั้นจะลดลงมากตั้งแต่ปี 2542 เป็นต้นไป และจะมีการใช้เล็กน้อยในระดับ 0.3 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2547-2554 สำหรับการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. และบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด จะอยู่ในระดับคงที่ 1,100 และ 280 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในช่วงปี 2543-2554

ส่วนการใช้ลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าในปี 2542-2543 จะลดลงมาอยู่ในระดับ 11.4 ล้านตัน เมื่อเทียบกับจำนวน 19.0 และ 15.9 ล้านตัน ในปี 2540-2541 ทั้งนี้ เนื่องจากปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ และการติดตั้งเครื่องกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ที่โรงไฟฟ้ายังไม่เรียบร้อยทั้งหมด จนถึงต้นปี 2543 อย่างไรก็ตาม หลังจากการติดตั้งเครื่องกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์เสร็จแล้ว คาดว่าจะมีการใช้ลิกไนต์ เพิ่มมากขึ้นมาอยู่ในระดับ 14-15 ล้านตัน/ปี ในช่วงปี 2544-2554

การใช้พลังน้ำในการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในระดับ 4,000-5,000 Gwh ในช่วงปี 2542-2554 หรือคิดเป็นร้อยละ 3-4 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด

(3) การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP)

การใช้ก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) จะเริ่มตั้งแต่ปลายปี 2542 เป็นต้นไปโดยโรงไฟฟ้า Independent Power (Thailand) Co., Ltd. ขนาดกำลังผลิต 700 เมกะวัตต์ หลังจากนั้นจะมีโรงไฟฟ้าอีก 3 โรง เริ่มการผลิตได้ตั้งแต่กลางปี 2543 ถึงต้นปี 2545 โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 1,763 เมกะวัตต์ คาดว่าจะมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มจากระดับ 113 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2543 เป็น 328 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2549 หลังจากนั้นคาดว่า จะมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นอีกเป็น 729 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2554

การนำถ่านหินเข้ามาใช้ในโรงไฟฟ้าเอกชน จะเริ่มตั้งแต่ปลายปี 2545 เป็นต้นไป เมื่อโรงไฟฟ้ายูเนียนเพาเวอร์ ดีเวลลอปเมนต์ จำกัด และโรงไฟฟ้ากัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งมีกำลังการผลิต 1,400 และ 734 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ก่อสร้างแล้วเสร็จ โดยคาดว่าจะมีการใช้ถ่านหินประมาณ 7.4 ล้านตัน และในปี 2550 เมื่อโรงไฟฟ้า BLCP ก่อสร้างแล้วเสร็จ การใช้ถ่านหินจะเพิ่มขึ้น 11.0 ล้านตัน ในช่วงปี 2550-2554

นอกจากนี้ ยังจะมีการใช้ถ่านหินในโรงไฟฟ้าทับสะแก กำลังการผลิต 2,000 เมกะวัตต์ซึ่งเดิม กฟผ. วางแผนจะเป็นผู้สร้างเอง แต่คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้เอกชนเป็นผู้สร้าง คาดว่าจะมีการใช้ถ่านหิน 1.2 ล้านตัน ในปี 2553 และเพิ่มเป็น 3.5 ล้านตัน ในปี 2554

(4) การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า SPP และ Cogeneration

ในปี 2541 มีโรงไฟฟ้า SPP ใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่ 6 ราย จำนวน 142 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน คาดว่าจะมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเป็น 349 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2546 และจะคงที่ไปจนถึงปี 2554

ส่วนโรงไฟฟ้า SPP ที่ใช้ถ่านหินและได้มีการลงนามในสัญญากับ กฟผ. แล้วในขณะนี้มี 8 ราย คาดว่าปริมาณการใช้ถ่านหินจะเพิ่มจากระดับ 0.7 ล้านตันในปี 2541 เป็น 2.15 ล้านตัน ในปี 2543 และจะคงที่อยู่ในระดับนี้จนถึงปี 2554

การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	2540	2541	2544	2549	2554
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ล.บ.ฟุต/วัน)					
- กฟผ.	771	837	1,069	1,180	1,091
- EGCO	399	372	240	299	280
- IPP	-	-	180	328	729
- SPP[1]/	87	142	324	349	349
ลิกไนต์ (ล้านตัน)	18.0	15.4	13.2	15.0	14.8
ถ่านหินนำเข้า (ล้านตัน)					
- IPP และทับสะแก	-	-	-	5.3	11.5
- SPP	0.68	0.70	2.15	2.15	2.15
น้ำมันเตา (พันบาร์เรล/วัน)	80.9	73.3	16.3	16.0	21.5
น้ำมันดีเซล (พันบาร์เรล/วัน)	12.7	5.3	3.6	0.2	0.3

[1]/ ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ใน SPP ทั้งหมด คือ SPP ที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองและที่ขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

3.5 ความต้องการก๊าซธรรมชาติ

ในปี 2541 มีการใช้ก๊าซธรรมชาติจำนวนทั้งสิ้น 1,699 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน แยกเป็นการใช้เป็น เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จำนวน 1,345 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (คิดเป็นร้อยละ 79.2 ของการใช้ทั้งหมด) ใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม จำนวน 92 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (ร้อยละ 5.4) และที่เหลืออีกจำนวน 262ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (ร้อยละ 15.4) ใช้ผลิตเป็นก๊าซ LPG ซึ่งใช้ในครัวเรือนอุตสาหกรรมและรถยนต์และใช้ผลิตเป็นโพรเพน และบิวเทน ซึ่งใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

สำหรับความต้องการก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้า (กฟผ. และ IPP) จะเพิ่มขึ้นมาก ในช่วงปลายแผนฯ 8 และตลอดแผนฯ 9 โดยคาดว่าความต้องการจะเพิ่มจากระดับ 1,205 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2541 เป็น 1,807 และ 2,100 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ ส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้า SPP และ Cogeneration คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากระดับ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วันในปี 2541 เป็น 349 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2547 และจะคงที่ตลอดไปจนถึงปี 2554

ส่วนความต้องการในภาคอุตสาหกรรมจะเพิ่มจากระดับ 92 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน เป็น 262 และ 353 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในช่วงเวลาเดียวกัน สำหรับความต้องการก๊าซธรรมชาติในการผลิตก๊าซ LPG และโพรเพนนั้น คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากระดับ 240 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน เป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2550ซึ่งจะมีการก่อสร้างโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 5

ความต้องการก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ผู้ใช้	2540	2541	2544	2549	2554
ผลิตไฟฟ้า	1,257	1,345	1,813	2,156	2,449
- กฟผ.	771	839	1,069	1,180	1,091
- IPP	-	-	180	328	729
- EGCO	399	366	240	299	280
- SPP	87	140	324	349	349
อุตสาหกรรม	91	92	164	262	353
โรงแยกก๊าซ	216	262	274	290	401
รวม	**1,564**	**1,699**	**2,251**	**2,708**	**3,203**

3.6 ความต้องการถ่านหิน/ลิกไนต์

ในปี 2541 ความต้องการถ่านหินมีจำนวนทั้งสิ้น22.3 ล้านตัน แยกเป็นความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้า จำนวน 16.1 ล้านตัน (15.4 ล้านตัน ใช้ในโรงไฟฟ้าแม่เมาะ และ 0.7 ล้านตัน ใช้ในโรงไฟฟ้า SPP) ใช้ในอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ 4.9 ล้านตัน อุตสาหกรรมบ่มใบยาสูบ 0.08 ล้านตัน และในอุตสาหกรรม boiler จำนวน 1.2 ล้านตัน

แนวโน้มความต้องการถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า ของ กฟผ. ที่แม่เมาะจะอยู่ในระดับคงที่ 12 – 14 ล้านตัน ในช่วงปี 2542 - 2554 ความต้องการถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าของ IPP และทับสะแก จะเริ่มในปี 2545 เป็นต้นไป โดยความต้องการจะเพิ่มจากระดับ 0.33 ล้านตัน ในปี 2545 เป็น 5.3 และ 11.5 ล้านตัน ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ และความต้องการถ่านหินของโรงไฟฟ้า SPP จะอยู่ในระดับ 2.2 - 2.6 ล้านตัน ในช่วงปี 2544 - 2554

ความต้องการถ่านหินในอุตสาหกรรมซึ่งส่วนใหญ่ (มากกว่าร้อยละ 75) ใช้ในอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์จะเพิ่มขึ้นไม่มากเหมือนในอดีตที่ผ่านมา กล่าวคือในช่วงปี 2533 - 2540 ความต้องการถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.2 โดยคาดว่าความต้องการถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมจะเพิ่มจากระดับ 6.0 ล้านตัน ในปี 2541 เป็น 8.1 และ 9.2 ล้านตัน ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

ความต้องการถ่านหิน/ลิกไนต์

หน่วย : ล้านตัน

ภาคการผลิต	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
ผลิตพลังงานไฟฟ้า	18.69	16.09	15.36	22.85	28.88	-1.8	3.8	4.8
- กฟผ.	18.01	15.39	13.21	15.00	18.25	-4.2	2.6	-0.3
- IPP และทับสะแก	-	-	-	5.28	8.07	-	-	16.9
- SPP	0.68	0.70	2.15	2.57	2.57	37.3	3.6	0.0
ภาคอุตสาหกรรม	7.01	6.19	6.71	8.15	9.22	-2.4	4.0	2.5
- ซีเมนต์	5.34	4.90	5.35	6.59	7.42	-1.5	4.3	2.4
- บ่มใบยาสูบ	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	-	-	-
- อุตสาหกรรมไอน้ำ	1.59	1.21	1.28	1.48	1.72	-5.9	3.0	3.1
	25.70	22.28	22.07	31.00	38.10	-2.0	7.0	4.2

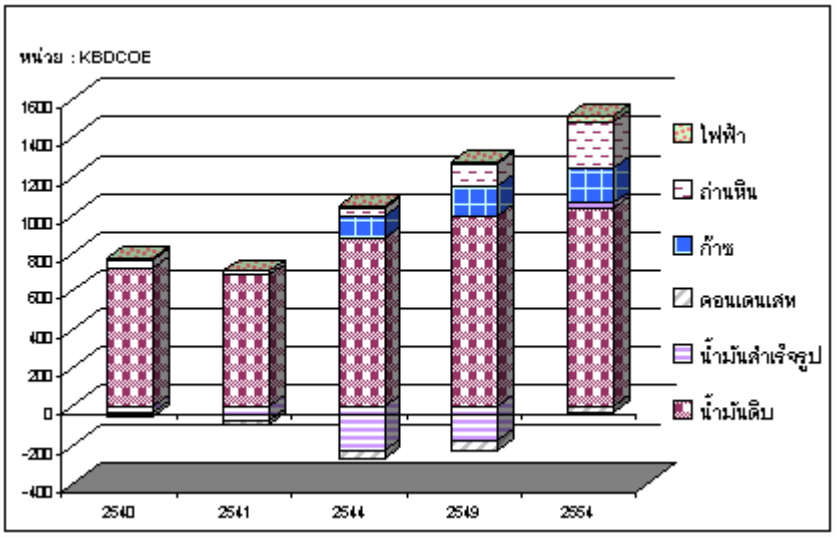
4. การนำเข้าและส่งออกพลังงาน

4.1 ภาพรวมการนำเข้าพลังงาน

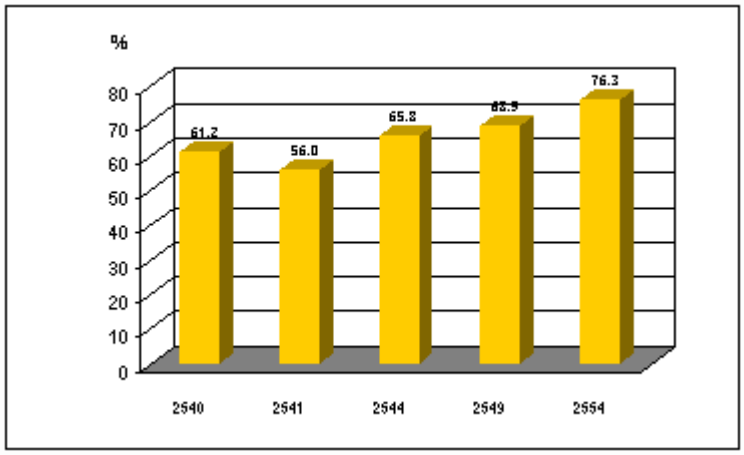
เนื่องจากแหล่งพลังงานในประเทศมีจำนวนจำกัด ในขณะที่ความต้องการพลังงานได้เพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงมาตลอด ประเทศไทยจึงต้องพึ่งพาแหล่งพลังงานจากต่างประเทศในระดับที่สูง แม้ว่าในปี 2540 และ 2541ความต้องการพลังงานได้ชะลอตัวลงมาก แต่สัดส่วนการพึ่งพาพลังงานเชิงพาณิชย์ (สุทธิ) ยังคงอยู่ในระดับสูงร้อยละ 56 ในปี 2541 การผลิตพลังงานในประเทศในอนาคต คงจะเพิ่มขึ้นได้ไม่มากนัก โดยเฉพาะลิกไนต์ ถึงแม้ว่าจะมีปริมาณสำรองอยู่มากพอสมควร แต่คุณภาพไม่ค่อยดี จึงไม่สามารถพัฒนาขึ้นมาใช้ได้ ดังนั้น สัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ คาดว่าจะเพิ่มขึ้น เป็นร้อยละ 69 และ 76 ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

ชนิดของพลังงานที่นำเข้าจะเปลี่ยนแปลงไปจากอดีต โดยสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบจะลดลง แต่จะมีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป เพิ่มมากขึ้นในช่วงแผนฯ 8 ต่อเนื่องจนถึงปลายแผนฯ 9 โดยสัดส่วนที่ลดลงนี้ จะถูกทดแทนโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่า และการนำเข้าถ่านหินมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จะเพิ่มมากขึ้นตั้งแต่ต้นแผนฯ 9 เป็นต้นไป

การนำเข้าและส่งออกพลังงานเชิงพาณิชย์



กราฟสัดส่วนการนำเข้าต่อการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

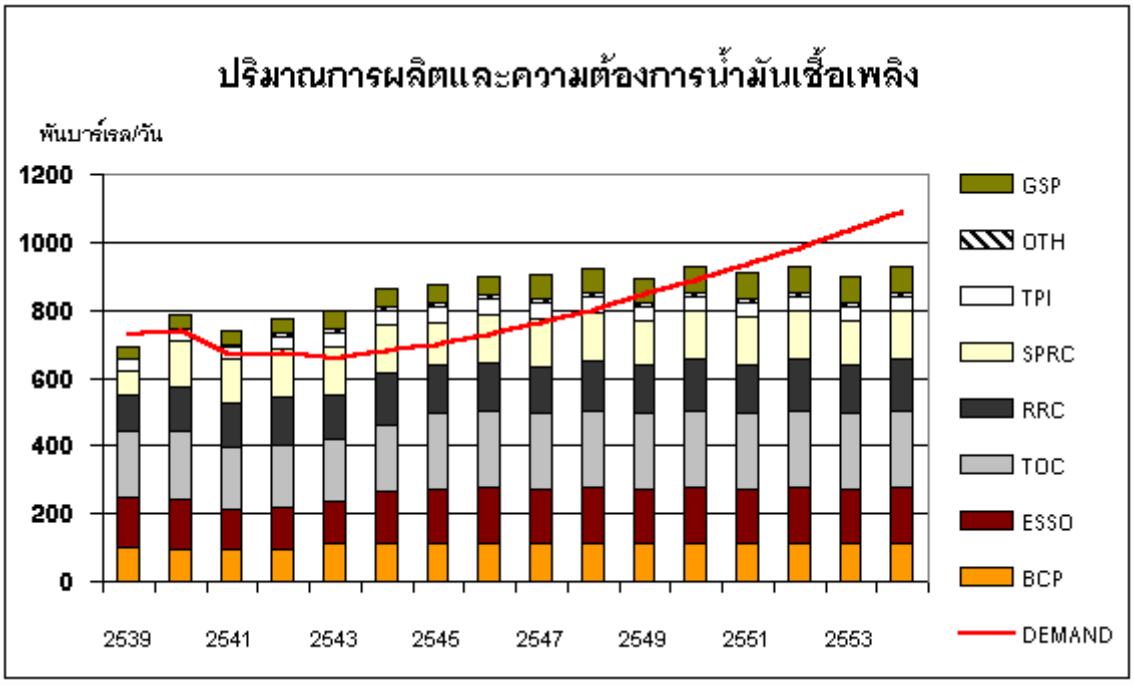


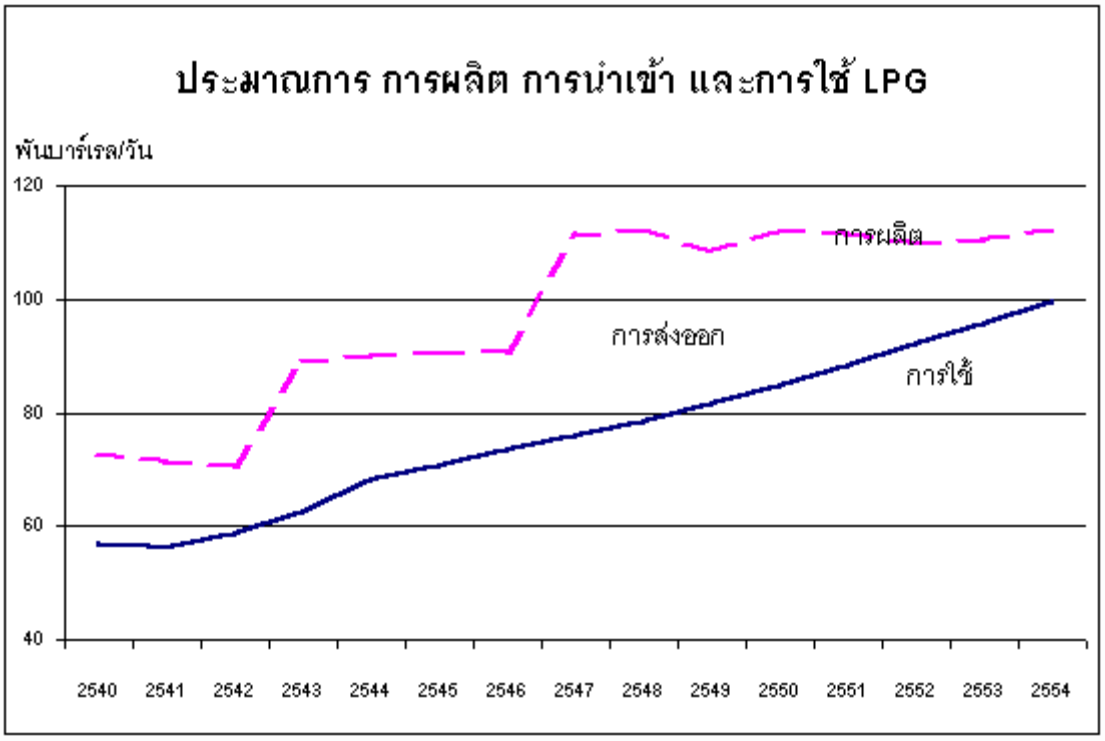
4.2 การนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง

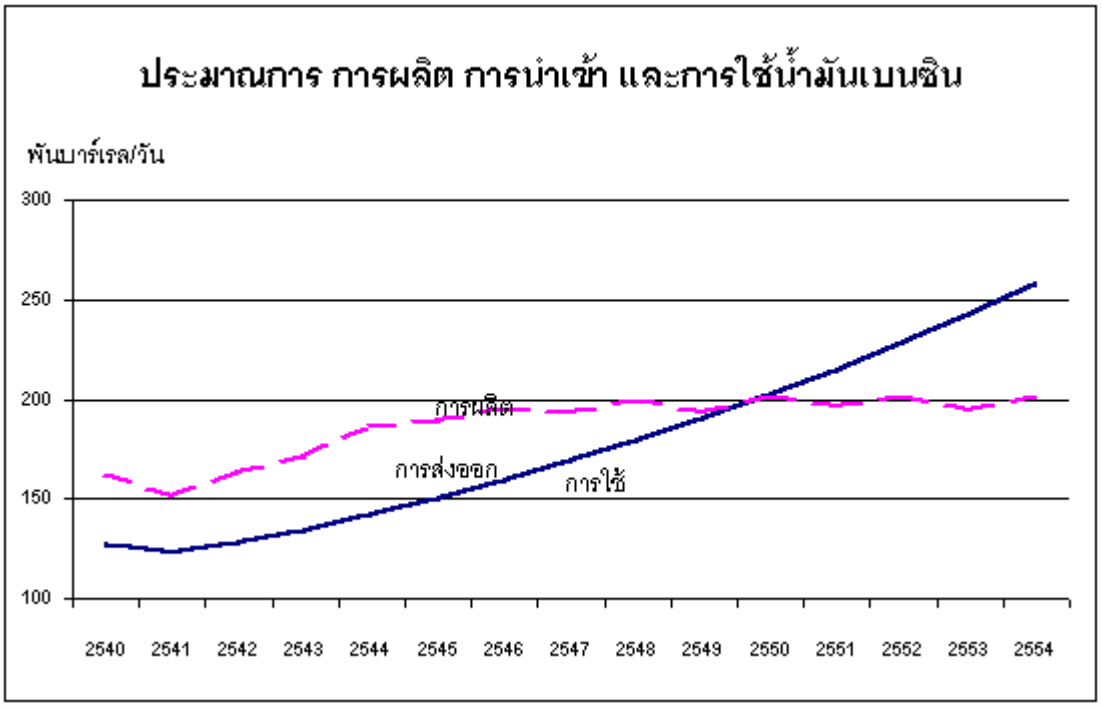
ในปี 2541 โรงกลั่นน้ำมันเชื้อเพลิงทั้ง 6 แห่ง และโรงแยกก๊าซธรรมชาติทั้ง 4 แห่ง สามารถผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงได้รวมทั้งสิ้น 739 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งยังต่ำกว่ากำลังการผลิตประมาณร้อยละ 7.0 ในขณะที่มี ความต้องการ 670 พันบาร์เรล/วัน จึงมีการส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิง (สุทธิ) จำนวน 68 พันบาร์เรล/วัน

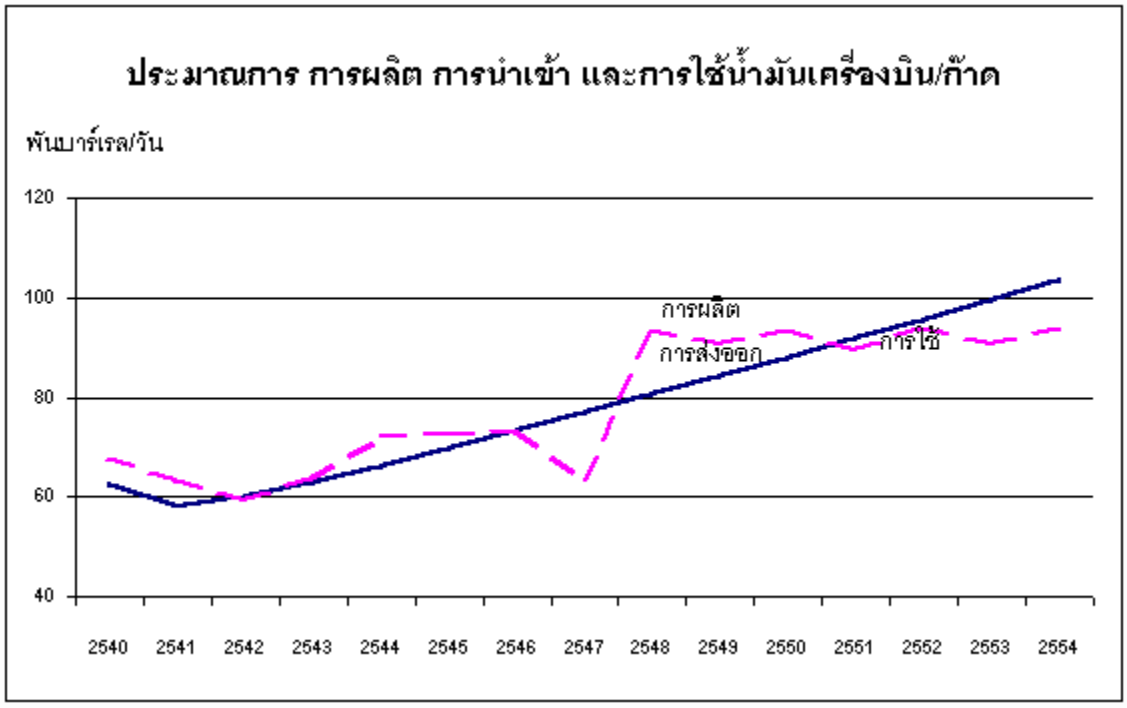
ในปี 2542-43 คาดว่าปริมาณการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงของโรงกลั่นจะอยู่ในระดับ 730 พันบาร์เรล/วัน ซึ่งยังต่ำกว่ากำลังการผลิต เนื่องจากความต้องการยังคงอยู่ในระดับต่ำ อย่างไรก็ตามคาดว่าปริมาณการผลิตจะเริ่มสูงขึ้นตั้งแต่ปี 2544 เป็นต้นไป โดยปริมาณการผลิตจะอยู่ในระดับ 810-840 พันบาร์เรล/วัน ประเทศไทยจะมีกำลังการผลิต (สุทธิ) เกินความต้องการไปจนถึงปี 2550 หลังจากนั้นจะมีการนำเข้าน้ำมันสุทธิอีกครั้งหนึ่ง ในช่วงปี 2551-54 โดยมีรายละเอียดของน้ำมันเชื้อเพลิงแต่ละชนิด ดังนี้

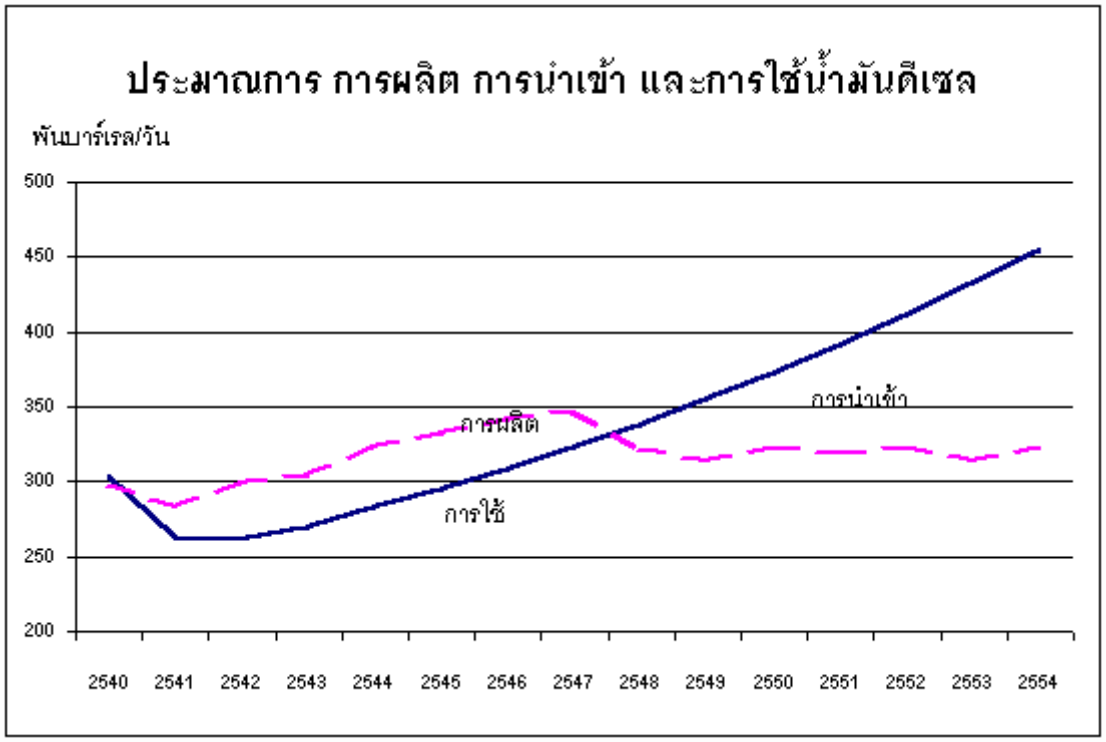
- **ก๊าซ LPG** คาดว่าจะมีการส่งออกก๊าซ LPG ในระดับ 12-34 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2542-2554
- **น้ำมันเบนซิน** คาดว่าจะมีการส่งออกเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จากระดับ 34 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2542 ถึงระดับ 44 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2544 หลังจากนั้นระดับการส่งออก จะลดลงจนกระทั่งมีการนำเข้าอีกครั้ง ในช่วงปี 2550-54 ในระดับ 1-56 พันบาร์เรล/วัน
- **น้ำมันเครื่องบิน** คาดว่าจะมีความสมดุลระหว่างการผลิตและความต้องการในช่วงปี 2542-45 หลังจากนั้นคาดว่าจะต้องส่งออกน้ำมันเครื่องบิน 5-12 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2546-2550 และจะต้องมีการนำเข้าอีกครั้งหนึ่งในระดับ 8-10 พันบาร์เรล/วัน ในช่วงปี 2553-54
- **น้ำมันดีเซล** คาดว่าจะมีการส่งออกน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากระดับ 37 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2542 เป็น 41 พันบาร์เรล/วัน ในปี 2544 หลังจากนั้นการส่งออกจะลดลงเรื่อยๆ จนถึงมีการนำเข้าน้ำมันดีเซลอีกครั้ง ตั้งแต่ปี 2548 เป็นต้นไป
- **น้ำมันเตา** คาดว่าจะมีการส่งออกน้ำมันเตาตั้งแต่ปี 2542 เป็นต้นไป ปริมาณการส่งออกจะเพิ่มมากขึ้นตั้งแต่ปี 2543 เป็นต้นไป ทั้งนี้เนื่องจากมีการลดการใช้น้ำมันเตาของ กฟผ. แม้ว่าจะมีการใช้น้ำมันเตาเพิ่มมากขึ้นในโรงไฟฟ้าราชบุรี ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไปก็ตาม แต่ปริมาณการใช้อยู่ในระดับ 20 พันบาร์เรล/วัน เท่านั้น จึงยังทำให้ต้องมีการส่งออกน้ำมันเตาอยู่ต่อไป

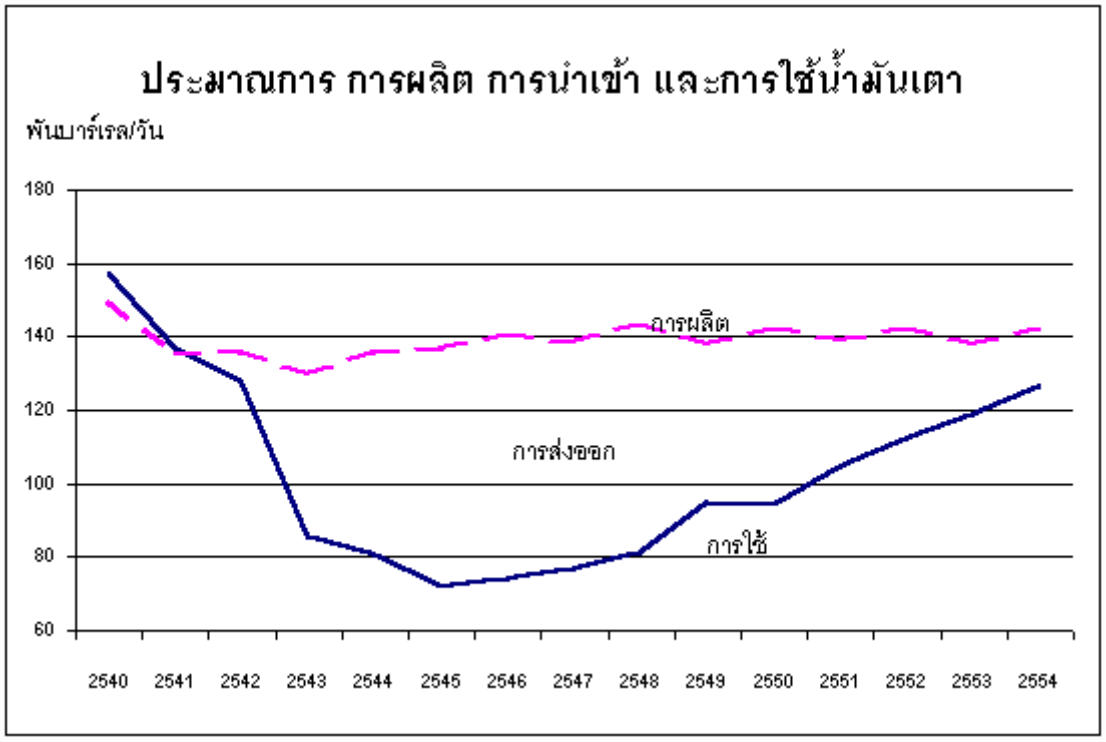

ปริมาณการผลิตและความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิง
พันบาร์เรล/วัน
1200
1000
800
600
400
200
0
2539
2541
2543
2545
2547
2549
2551
2553
GSP
OTH
TPI
SPRC
RRC
TOC
ESSO
BCP
DEMAND


ประมาณการ การผลิต การนำเข้า และการใช้ LPG
พันบาร์เรล/วัน
120
100
80
60
40
2540
2541
2542
2543
2544
2545
2546
2547
2548
2549
2550
2551
2552
2553
2554
การผลิต
การส่งออก
การใช้


ประมาณการ การผลิต การนำเข้า และการใช้น้ำมันเบนซิน
พันบาร์เรล/วัน
300
250
200
150
100
การผลิต
การส่งออก
การใช้
2540 2541 2542 2543 2544 2545 2546 2547 2548 2549 2550 2551 2552 2553 2554


ประมาณการ การผลิต การนำเข้า และการใช้น้ำมันเครื่องบิน/ก๊าด
พันบาร์เรล/วัน
120
100
80
60
40
การผลิต
การส่งออก
การใช้
2540 2541 2542 2543 2544 2545 2546 2547 2548 2549 2550 2551 2552 2553 2554


ประมาณการ การผลิต การนำเข้า และการใช้น้ำมันดีเซล
พันบาร์เรล/วัน
500
450
400
350
300
250
200
การนำเข้า
การผลิต
การใช้
2540
2541
2542
2543
2544
2545
2546
2547
2548
2549
2550
2551
2552
2553
2554

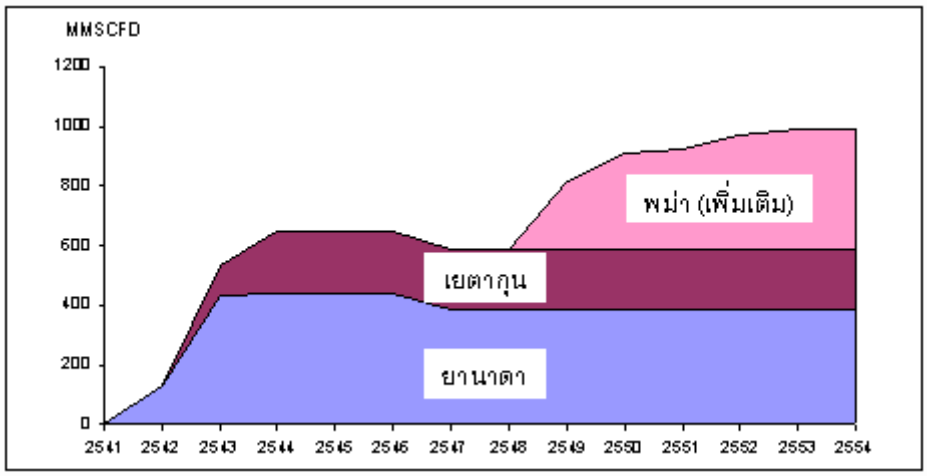

ประมาณการ การผลิต การนำเข้า และการใช้น้ำมันเตา
พันบาร์เรล/วัน
180
160
140
120
100
80
60
การผลิต
การส่งออก
การใช้
2540
2541
2542
2543
2544
2545
2546
2547
2548
2549
2550
2551
2552
2553
2554

4.3 การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ

ความต้องการก๊าซธรรมชาติคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากระดับ 1,877 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน ในปี 2542 เป็น 3,203 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน ในปี 2554 ในขณะที่การผลิตในประเทศจากอ่าวไทยจะอยู่ในระดับ 1,649-2,225 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน และจากแหล่งบนบกจะอยู่ในระดับ 130 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน ในช่วงปี 2542-2547 และจะลดลงมาอยู่ในระดับ 67 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน ในช่วงปี 2548-2554 ทำให้ต้องมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ โดยคาดว่าจะมีการนำเข้าจากแหล่งยานาดาในระดับ 127 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2542 และจะเพิ่มมาอยู่ในระดับ 383 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน ในปี 2547-2554 และจากแหล่งเยตากุน โดยคาดว่าจะเริ่ม นำเข้าในปี 2543 ในระดับ 103 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน และจะเพิ่มมาอยู่ในระดับ 206 ล้านลูกบาศ์กฟุต/วัน ในช่วงปี 2544-2554 นอกจากนั้นคาดว่าจะมีการนำเข้า จากแหล่งของสหภาพพม่า (เพิ่มเติม) อีกในปี 2549 เป็นต้นไปในระดับ 300-400 ล้านลูกบาศ์ฟุต/วัน

สำหรับการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซธรรมชาติจากแหล่งนาทูนาของอินโดนีเซียนั้น คาดว่าคงจะยังไม่เกิดขึ้นก่อนปี 2554 ทั้งนี้ เนื่องจากในช่วงที่ผ่านมาพบว่า ปริมาณก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่แหล่งผลิตในปัจจุบัน มีปริมาณมากขึ้นจากที่ได้คาดการณ์ไว้ ในขณะเดียวกันความต้องการได้ชะลอตัวลง

ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติ



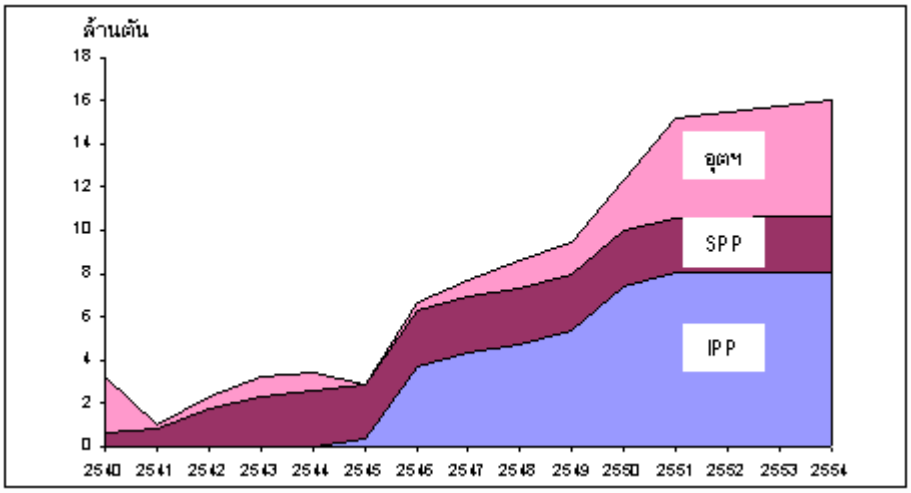
4.4 การนำเข้าถ่านหิน

ความต้องการถ่านหิน/ลิกไนต์ที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรม จะเพิ่มขึ้นจากระดับ 6.19 ล้านตันในปี 2542 เป็น 8.15 และ 9.22 ล้านตัน ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ ในขณะที่การผลิตลิกไนต์ในประเทศคาดว่า จะอยู่ในระดับ 5-6 ล้านตัน ทำให้ต้องมีการนำเข้ามาใช้ในภาคอุตสาหกรรมในระดับ 1.58 และ 5.41 ล้านตัน ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

ส่วนการนำเข้าถ่านหินมาใช้ในโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) จะเริ่มในปี 2545 ในระดับ 3.33 ล้านตันหลังจากนั้นจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว มาอยู่ในระดับ 5.28 และ 11.54 ล้านตัน ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ

สำหรับการนำเข้าถ่านหินมาใช้ในโรงไฟฟ้า SPP จะเพิ่มจากระดับ 0.70 ล้านตัน ในปี 2541 เป็น 2.15 ล้านตัน ในปี 2544 หลังจากนั้นจะคงที่อยู่ในระดับ 2.15 - 2.57 ล้านตัน ในช่วงปี 2545-2554

ปริมาณการนำเข้าถ่านหิน



5. ความต้องการพลังงานแยกตามภาคการผลิต (Final Energy Demand by Sectors)

5.1 ภาพรวมความต้องการพลังงาน

ในปี 2541 การใช้พลังงานในสาขาการผลิตต่างๆ (Final Energy Demand) มีจำนวนทั้งสิ้น 970.5 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ประกอบด้วย ภาคคมนาคมขนส่งซึ่งใช้พลังงานมากที่สุด จำนวน 388.9 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อ

วัน (ร้อยละ 40.1) รองลงมาได้แก่ ภาคอุตสาหกรรม จำนวน 315.0 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน(ร้อยละ 32.5) ภาคที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์ จำนวน 237.5 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน (ร้อยละ 24.5) และภาคเกษตร จำนวน 29.1 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน (ร้อยละ 3.0)

น้ำมันเชื้อเพลิงเป็นพลังงานหลัก โดยในปี 2541 มีสัดส่วนการใช้ถึงร้อยละ 54.2 ของพลังงานทั้งหมด รองลงมาได้แก่ พลังงานหมุนเวียน (ร้อยละ 23.5) ไฟฟ้า (ร้อยละ 12.3) ถ่านหิน/ลิกไนต์ (ร้อยละ 6.1) และก๊าซธรรมชาติ (ร้อยละ 3.8)

จากภาวะวิกฤติเศรษฐกิจในช่วงต้นแผนฯ 8 ส่งผลให้ความต้องการพลังงาน ชะลอตัวลงในช่วง 3ปีแรก หลังจากนั้นคาดว่าความต้องการจะเพิ่มสูงขึ้น โดยเฉลี่ยร้อยละ 4.8 และ 4.7 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ

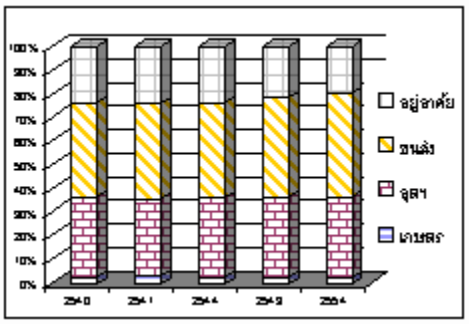
แนวโน้มความต้องการพลังงานในภาคคมนาคมขนส่งและภาคอุตสาหกรรม จะเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าภาคการผลิตอื่นๆ ส่งผลให้สัดส่วนการใช้พลังงานในภาคคมนาคมขนส่ง เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 42.2 และ 43.6 ในปี 2549 และ 2554 ตามลำดับ และสัดส่วนการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรม เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 33.9 และ 34.5 ในช่วงเวลาเดียวกัน น้ำมันเชื้อเพลิง ยังคงเป็นพลังงานหลัก โดยสัดส่วนการใช้ยังคงอยู่ในระดับร้อยละ 54-57 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน จะลดลงเรื่อยๆ แต่จะมีก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้าเข้ามาทดแทน

ความต้องการพลังงานแยกตามภาคการผลิต

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

ภาคการผลิต	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
เกษตร	29.8	29.1	30.3	32.9	35.0	-3.3	1.7	1.3
อุตสาหกรรม	359.6	315.0	344.6	450.7	578.1	-1.2	5.5	5.1
คมนาคมขนส่ง	428.9	388.9	431.0	560.3	730.6	1.3	5.4	5.5
ที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์	248.1	237.5	248.1	285.3	330.8	-0.7	2.8	3.0
รวม	1,066.5	970.5	1,053.9	1,329.1	1,674.5	-0.2	4.7	4.7

สัดส่วนความต้องการพลังงานแยกตามภาคการผลิต



ความต้องการพลังงานแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

ชนิดเชื้อเพลิง	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
น้ำมันเชื้อเพลิง	581.7	526.4	574.6	735.4	953.4	0.2	5.1	5.3
ก๊าซธรรมชาติ	29.8	37.0	51.9	79.1	94.9	13.3	8.8	3.7
ไฟฟ้า	130.6	119.4	130.9	174.1	228.9	0.3	5.9	5.6
ถ่านหิน	82.9	59.4	61.9	77.2	101.0	-7.2	4.5	5.5
พลังงานหมุนเวียน	241.4	228.3	234.8	263.4	296.2	-1.0	2.3	2.4
รวม	**1,066.5**	**970.5**	**1,053.9**	**1,329.1**	**1,674.5**	**-0.2**	**4.7**	**4.7**

5.2 ภาคการเกษตร

ภาคการเกษตรมีการใช้พลังงานน้อยมาก เมื่อเทียบกับภาคการผลิตอื่นๆ โดยในปี 2541 มีการใช้พลังงานเพียง 29.1 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 3.0 ของการใช้พลังงานทั้งหมด น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงหลักในภาคการเกษตร รองลงมาคือน้ำมันเบนซิน โดยในปี 2541 มีการใช้น้ำมันดีเซลถึงร้อยละ 95 ของการใช้พลังงานทั้งหมด ซึ่งในจำนวนนี้ส่วนมากใช้ในสาขาประมง

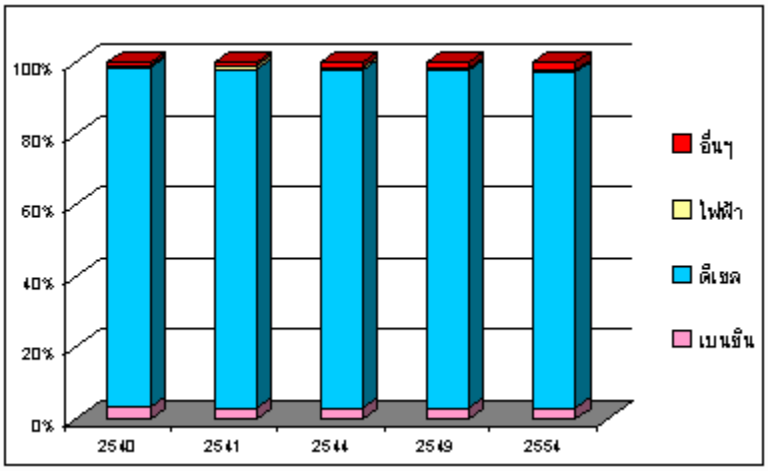
ความต้องการพลังงานในภาคเกษตร คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.7 และ 1.3 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ โดยในปี 2554 จะมีการใช้พลังงานทั้งสิ้น 35.0 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

ความต้องการพลังงานในภาคเกษตร

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

ชนิดพลังงาน	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
น้ำมันเชื้อเพลิง	29.7	28.9	30.1	32.6	34.7	-3.3	1.7	1.3
- เบนซิน	1.0	0.9	0.9	1.0	1.1	-1.1	0.8	0.9
- ดีเซล	28.5	27.6	28.7	31.0	32.9	-3.3	1.6	1.2
- อื่นๆ	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	-9.9	6.3	5.5
ไฟฟ้า	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	-	-	-
รวม	**29.8**	**29.1**	**30.3**	**32.9**	**35.0**	**-3.3**	**1.7**	**1.3**

สัดส่วนการใช้พลังงานในภาคเกษตร



5.3 ภาคอุตสาหกรรม

ภาคอุตสาหกรรมใช้พลังงานมากเป็นอันดับสอง รองจากภาคคมนาคมขนส่ง โดยในปี 2541 มีการใช้พลังงานทั้งสิ้น 315 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน โดยแยกเป็นการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) จำนวน 84.6 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 26.9) ซึ่งส่วนใหญ่ จะเป็นฟืนและถ่านที่ใช้ในอุตสาหกรรมอาหาร เป็นเชื้อเพลิง จำนวน 78.4 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 24.9) ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นน้ำมันเตา เป็นถ่านหิน/ลิกไนต์ จำนวน 59.4 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 18.9) เป็นไฟฟ้า จำนวน 55.5 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 17.6) และเป็นก๊าซธรรมชาติ จำนวน 37.0 พันบาร์เรล น้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 11.7)

แนวโน้มความต้องการพลังงานในภาคอุตสาหกรรม จะไม่สูงขึ้นมากเหมือนในอดีต ซึ่งสูงขึ้นถึงร้อยละ 10 โดยคาดว่าความต้องการจะลดลงร้อยละ 1.2 ในช่วงแผนฯ 8 และจะเพิ่มโดยเฉลี่ย ร้อยละ 5.5 และ 5.1ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ พลังงานหมุนเวียน (ได้แก่ ฟืน, ถ่าน, แกลบ และชานอ้อย) เป็นเชื้อเพลิงหลัก ในภาคอุตสาหกรรม แนวโน้มจะลดบทบาทลงเรื่อยๆ โดยจะมีพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ไฟฟ้า และน้ำมันเตา จะมีบทบาทมากขึ้น ดังนี้

(1) <u>ก๊าซธรรมชาติ</u> ความต้องการก๊าซธรรมชาติจะมากขึ้นตั้งแต่ปี 2541 เป็นต้นไป เมื่อโครงการระบบท่อก๊าซวงแหวนรอบกรุงเทพมหานคร (Bangkok Gas Pipeline) ก่อสร้างแล้วเสร็จในช่วงปลายปี 2540 โดยความต้องการจะเพิ่มอย่างรวดเร็วในช่วงแผนฯ 8 และ 9 โดยเพิ่มขึ้นเฉลี่ย ร้อยละ 13.3 และ 8.8 หลังจากนั้นความต้องการจะเพิ่มขึ้นในอัตราที่ชะลอตัวลง ทั้งนี้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติมีข้อจำกัดเกี่ยวกับระบบท่อ และ อุตสาหกรรมที่จะใช้ได้จะมีเฉพาะในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล และโรงงานเองก็มีข้อจำกัดที่ไม่สามารถตั้งเพิ่มขึ้นได้ในเขตที่ไม่มีท่อผ่าน

(2) <u>ถ่านหิน</u> ในช่วง 5 ปีที่ผ่านมาความต้องการถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมสูงขึ้นโดยเฉลี่ย ร้อยละ 23.9 โดยส่วนใหญ่มากกว่าร้อยละ 65 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตปูนซีเมนต์ ความต้องการถ่านหินลดลงมากในปี 2540-2541 ตามการชะลอตัวลงของภาคอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ อย่างไรก็ตาม ความต้องการถ่านหินจะเริ่มเพิ่มขึ้นตั้งแต่ปี 2544 เป็นต้นไป แต่อัตราการขยายตัวคงจะไม่สูงเหมือนในอดีต โดยคาดว่าจะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 4.5 และ 5.5 ในช่วงปีแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ แหล่งลิกไนต์ในประเทศ สำหรับใช้ในภาคอุตสาหกรรม มีไม่เพียงพอกับความต้องการ จึงต้องนำเข้าจากต่างประเทศ คาดว่าจะต้องมีการนำเข้าถ่านหิน มาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมจำนวน 19.8 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน ในปี 2549 และจะเพิ่มเป็น 67.7 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน ในปี 2554

(3) <u>น้ำมันเตา</u> ความต้องการน้ำมันเตา จะชะลอตัวลงมากในช่วงปี 2540-2542 และจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยในช่วงปี 2549-2550 ส่วนหนึ่งมาจากการชะลอตัวลงของภาคอุตสาหกรรม และอีกส่วนหนึ่งมาจากการทดแทนโดยก๊าซธรรมชาติ หลังจากนั้นคาดว่าความต้องการน้ำมันเตา จะสูงขึ้นในระดับร้อยละ 7-8

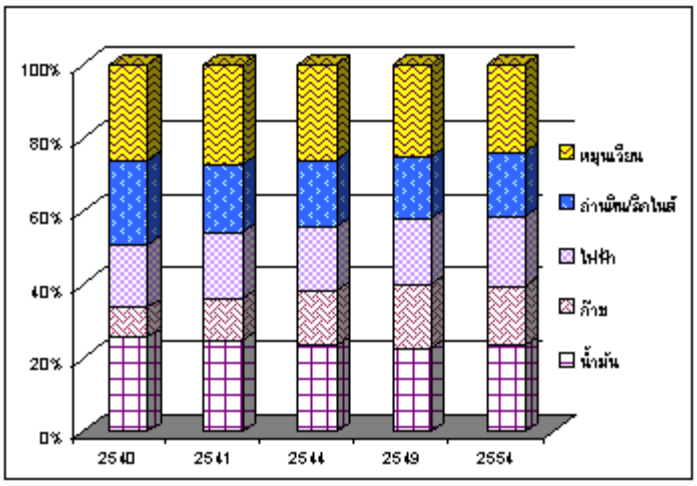
(4) <u>ไฟฟ้า</u> ความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ประเภทอุตสาหกรรม จะเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยในช่วงปี 2541-2543 หลังจากนั้นความต้องการไฟฟ้า จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 6.0

ความต้องการพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

พลังงาน	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
น้ำมันเชื้อเพลิง	92.9	78.4	81.0	101.1	135.4	-4.1	4.5	6.0
- เตา	68.5	54.4	54.8	66.6	90.3	-5.2	4.0	6.3
- ดีเซล	16.4	15.8	17.3	22.8	29.9	-0.9	5.7	5.6
- อื่นๆ	8.0	8.2	8.9	11.7	15.2	-7.4	5.6	5.4
ก๊าซธรรมชาติ	29.7	37.0	51.7	78.7	94.5	13.3	8.8	3.7
ไฟฟ้า	60.7	55.5	60.8	82.1	109.5	0.3	6.2	5.9
ถ่านหิน/ลิกไนต์	82.9	59.4	61.9	77.2	101.0	-7.2	4.5	5.5
พลังงานหมุนเวียน	93.3	84.6	89.1	111.6	137.7	0.1	4.6	4.3
รวม	**359.6**	**315.0**	**344.6**	**450.7**	**578.1**	**-1.2**	**5.5**	**5.1**

สัดส่วนความต้องการพลังงานในภาคอุตสาหกรรม



5.4 ภาคคมนาคมขนส่ง

(1) ยานพาหนะและปริมาณการเดินทาง

พลังงานเกือบทั้งหมดที่ใช้ในภาคคมนาคมขนส่ง เป็นน้ำมันเชื้อเพลิง (ยกเว้นมีการใช้ก๊าซธรรมชาติ จำนวนเล็กน้อยในรถโดยสาร ขสมก.) โดยความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคคมนาคมขนส่ง ส่วนใหญ่มาจากการขนส่งทางบก ซึ่งประกอบด้วย การขนส่งโดยรถยนต์ส่วนบุคคล ปิคอัพ รถจักรยานยนต์ รถโดยสาร และรถบรรทุก รองลงมาได้แก่ การขนส่งทางน้ำ รถไฟ และอากาศ ตามลำดับ

ในช่วงแผนฯ 8 คาดว่าจำนวนยานพาหนะ และปริมาณการเดินทางของยานพาหนะ จะชะลอตัวลงค่อนข้างมาก แต่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วงแผนฯ 9 และ 10 โดยเฉพาะรถยนต์ส่วนบุคคลและรถปิคอัพ เมื่อมีการขยายตัวของเศรษฐกิจ และประชาชนกลับมามีรายได้เพิ่มมากขึ้น ส่วนการขนส่งทางรถไฟและทางน้ำ คาดว่าจะเพิ่มขึ้นในอัตราที่ต่ำเมื่อเทียบกับการขนส่งทางบก

ปริมาณการเดินทาง/ขนส่งของยานพาหนะ

หน่วย : ล้านคัน-กิโลเมตร

ประเภทการขนส่ง	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
การขนส่งทางบก								
- รถยนต์	19,974	19,369	21,520	30,641	44,165	1.9	7.3	7.6

ประเภทการขนส่ง	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
- ปิคอัพ	33,496	30,476	34,188	48,170	68,524	0.5	7.1	7.3
- รถจักรยานยนต์	49,985	49,364	54,606	69,632	87,235	2.2	5.0	4.6
- แท็กซี่	10,898	9,993	10,408	12,689	15,863	-1.1	4.0	4.6
- รถโดยสาร	6,594	5,412	5,866	7,628	9,962	-2.9	5.4	5.5
- รถบรรทุก	29,670	24,792	26,170	32,966	41,710	-3.1	4.7	4.8
การขนส่งทางรถไฟ (1,000 ตัน-กม.)	4,987	4,900	5,137	5,517	5,797	0.7	1.4	1.0
การขนส่งทางน้ำ (1,000 ตัน)	2,641	2,534	2,664	3,125	3,703	0.2	3.2	3.4
การขนส่งทางอากาศ (1,000 ตัน)	4,173	4,131	4,726	6,033	7,370	3.2	5.0	4.1

(2) ภาพรวมความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิง

ภาคคมนาคมขนส่งเป็นภาคที่มีการใช้พลังงานมากที่สุด ในปี 2541 การใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในภาคคมนาคมขนส่ง มีจำนวนทั้งสิ้น 388.9 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน โดยมีเชื้อเพลิงหลักที่สำคัญ ได้แก่ น้ำมันดีเซล จำนวน 215.3 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 55.4) เบนซิน จำนวน 104.8 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน(ร้อยละ 26.9) และน้ำมันเครื่องบิน จำนวน 54.3 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน (ร้อยละ 14.0)

ผลกระทบของวิกฤตเศรษฐกิจทำให้จำนวนพาหนะ และปริมาณการเดินทางชะลอตัวลงอย่างมากในปี 2541 และต่อเนื่องไปจนถึงปี 2542 หลังจากนั้น คาดว่าจำนวนยานพาหนะและปริมาณการเดินทาง จะเพิ่มขึ้น โดยการขนส่งทางรถยนต์และปิคอัพ จะเพิ่มขึ้นสูงกว่าการขนส่งหมวดอื่นๆ โดยคาดว่าปริมาณการเดินทาง จะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 7.2 และ 7.4 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ

ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคคมนาคมขนส่ง ชะลอตัวลงมากในช่วงปี 2541 และ 2542 คาดว่าแนวโน้มความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิง จะอยู่ในระดับเฉลี่ยร้อยละ 5.4 และ 5.8 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10

(3) ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงแยกตามชนิดน้ำมัน

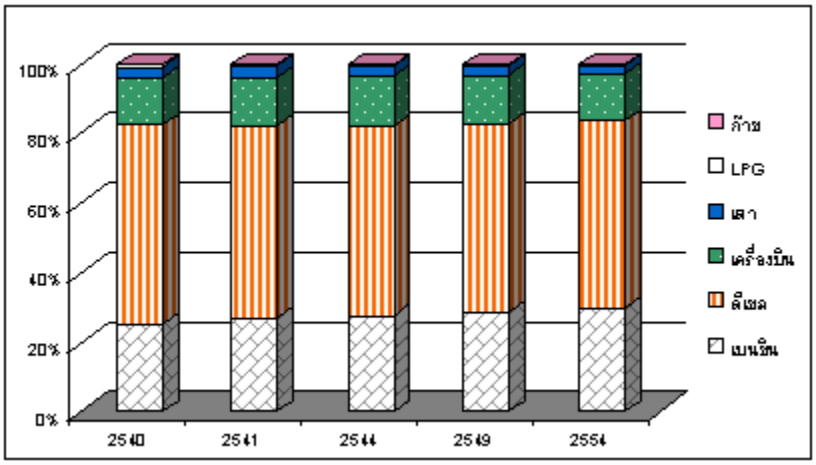
- **น้ำมันเบนซินพิเศษ** จะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 7.2 ในช่วงปี 2544-2549 และจะชะลอตัวลงเล็กน้อยในช่วงปี 2550-2554 โดยจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 ความต้องการน้ำมันเบนซินธรรมดา จะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 3.0 และ 4.1 ในช่วงระยะเวลาเดียวกัน
- **น้ำมันดีเซล** จะเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าน้ำมันเบนซินพิเศษ โดยจะเพิ่มขึ้นตามจำนวนรถปิคอัพ รถโดยสาร และรถบรรทุก ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นหลัก คาดว่าจะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 5.3 และ 5.0 ตามลำดับ
- **LPG** ในการขนส่งส่วนใหญ่จะมีเฉพาะรถแท็กซี่ และรถสามล้อเครื่อง ในเขตกรุงเทพมหานครเท่านั้น และจะลดลงตามลำดับ เพราะรถแท็กซี่รุ่นใหม่ๆ ที่ใช้เครื่องหัวฉีดจะไม่นิยมใช้ LPG
- **น้ำมันเตา** ในการขนส่งซึ่งใช้กับเรือ คาดว่าความต้องการจะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 4.2 และ 4.7 ตามลำดับ
- **น้ำมันเครื่องบิน** ซึ่งชะลอตัวลงในปี 2541 คาดว่าความต้องการจะเริ่มฟื้นตัวตั้งแต่ปี 2542 เป็นต้นไป โดยความต้องการจะเพิ่มขึ้นในระดับร้อยละ 5.0 และ 4.2 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ

ความต้องการน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคคมนาคมขนส่ง

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

ชนิดน้ำมัน	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี/(%)		
						2540-44	2545-49	2550-54
เบนซิน								
- พิเศษ	79.8	73.2	86.9	122.9	171.9	4.3	7.2	6.9
- ธรรมดา	28.4	31.6	33.7	39.1	47.8	2.9	3.0	4.1
ดีเซล	245.7	215.3	233.7	301.8	392.3	0.1	5.3	5.4
เครื่องบิน	58.1	54.3	62.1	79.2	97.3	2.2	5.0	4.2
เตา	14.2	12.1	12.7	15.7	19.7	-0.2	4.2	4.7
LPG	2.7	2.2	1.7	1.2	1.2	-12.2	-6.6	-0.5
ก๊าซธรรมชาติ	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4	27.7	11.3	0.0
รวม	**428.9**	**388.9**	**431.0**	**560.3**	**730.6**	**1.3**	**5.4**	**5.5**

สัดส่วนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในภาคคมนาคมขนส่ง



5.5 ที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์

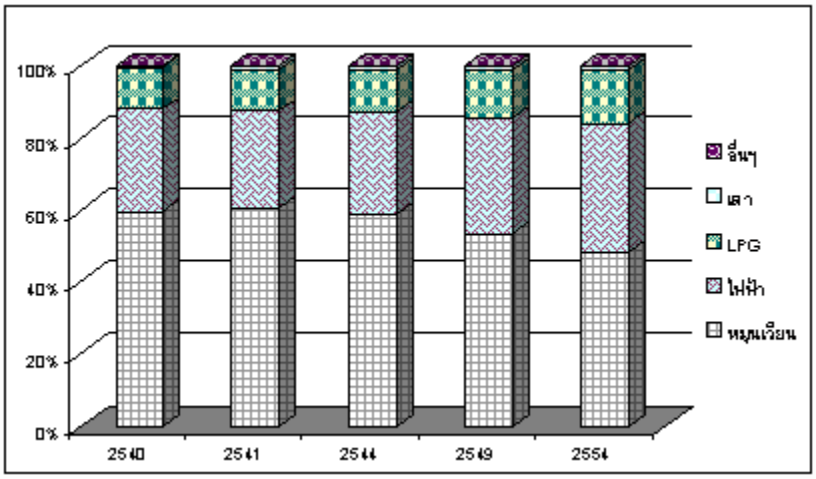
ในปี 2541 ภาคที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์ใช้พลังงานทั้งสิ้น 237.5 พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน คิดเป็นร้อยละ 24.5 ของการใช้พลังงานทั้งหมด พลังงานหมุนเวียน (ฟืนและถ่านไม้) เป็นเชื้อเพลิงหลักของครัวเรือน (ร้อยละ 60.5 ของการใช้ทั้งหมด) รองลงมา ได้แก่ ไฟฟ้า ร้อยละ 26.8 และก๊าซหุงต้ม (LPG) ร้อยละ 11.3 วิกฤติเศรษฐกิจส่งผลกระทบต่อการใช้พลังงานของสาขานี้ไม่มากนัก โดยในช่วงปี 2541 การใช้ลดลงร้อยละ 4.3 และ ในปี 2542 คาดว่าการใช้จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 หลังจากนั้น คาดว่าความต้องการจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 และ 3.0 ในช่วงแผนฯ 9 และ 10 ตามลำดับ

ความต้องการพลังงานหมุนเวียนคงจะเพิ่มขึ้นในระดับที่น้อย คือ ร้อยละ 0.9 ตลอดช่วงแผนฯ 9 และ 10 ทั้งนี้เนื่องจากฟืนและถ่านหาได้ยาก มีความไม่สะดวกในการใช้และราคาแพงกว่าก๊าซ LPG ในขณะเดียวกันจะมีการใช้ไฟฟ้าและก๊าซ LPG ในครัวเรือนมากขึ้น โดยความต้องการใช้ไฟฟ้า ฟืน และถ่านหินจะเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ยร้อยละ 5.2-5.4 ต่อปี ในช่วงแผนฯ 9 และ 10

ความต้องการพลังงานในภาคที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์

หน่วย : พันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

พลังงาน	2540	2541	2544	2549	2554	อัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปี (%)		
น้ำมันเชื้อเพลิง	30.3	30.2	32.7	41.8	53.1	1.6	5.0	4.9
- LPG	29.2	26.9	29.4	37.9	48.5	1.0	5.2	5.1
- เตา	0.4	2.7	2.8	3.4	4.0	12.5	3.5	3.7
- อื่นๆ	0.7	0.6	0.5	0.5	0.6	-6.5	0.0	3.7
ไฟฟ้า	69.7	63.7	69.9	91.8	119.2	0.2	5.6	5.4
พลังงานหมุนเวียน	148.1	143.7	145.4	151.7	158.5	-1.6	0.9	0.9
รวม	**248.1**	**237.5**	**248.1**	**285.3**	**330.8**	**-0.7**	**2.8**	**3.0**



สัดส่วนการใช้พลังงานภาคที่อยู่อาศัยและการพาณิชย์

6. ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ จากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

การใช้พลังงานที่มาจากฟอสซิลโดยส่วนใหญ่มักจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ ในการผลิตไฟฟ้าและในอุตสาหกรรม เช่น ลิกไนต์ น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซลในช่วงแผนพัฒนาฉบับต่างๆ ที่ผ่านมา รัฐบาลได้มีการกำหนดเป้าหมาย ในการลดปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ พร้อมทั้งกำหนดนโยบายและการดำเนินการอย่างต่อเนื่อง เช่นการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล การติดตั้งระบบกำจัดก๊าซ

ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 4-11 และการกำหนดมาตรฐานการระบายของโรงไฟฟ้าเก่าของ กฟผ. โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.1 ปริมาณกำมะถันในน้ำมันเตาและดีเซล

(1) ลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันเตาชนิดที่ 1-4 จากระดับ 2.5 - 3.2% โดยน้ำหนัก เหลือไม่เกิน 2.0–3.2% โดยน้ำหนัก และน้ำมันเตาชนิดที่ 5 ไม่เกิน 0.5% โดยน้ำหนัก โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 1 มกราคม 2541 เป็นต้นไป

(2) ปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลต่อเนื่องจากแผนฯ 7 โดยกำหนดปริมาณกำมะถันไว้ไม่สูงกว่า 0.5% โดยน้ำหนัก ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2536 ลดลงไม่เกิน 0.25% โดยน้ำหนัก เมื่อวันที่ 1 มกราคม 2539 และไม่เกิน 0.05% โดยน้ำหนัก มีผลบังคับใช้วันที่ 1 มกราคม 2542

(3) กรมควบคุมมลพิษ ได้กำหนดมาตรฐานการระบายก๊าซพิษต่างๆ เช่น ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนไดออกไซด์ และฝุ่นละอองจากโรงไฟฟ้าเก่าของ กฟผ. ซึ่งมีผลทำให้ กฟผ. ต้องใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น และเชื้อเพลิงที่มีคุณภาพดีขึ้น รวมทั้งปรับปรุงโรงไฟฟ้า ให้สามารถควบคุมมลภาวะที่ปล่อยออกมา มาตรการดังกล่าวทำให้โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ต้องใช้น้ำมันเตาที่มีกำมะถันไม่เกิน 1.4% โดยน้ำหนัก โรงไฟฟ้าพระนครใต้ใช้น้ำมันเตา (High Pour Point) มีกำมะถันไม่เกิน 0.5% และน้ำมันเตากำมะถันไม่เกิน 2% โดยน้ำหนัก และ โรงไฟฟ้าบางปะกงใช้น้ำมันเตากำมะถันไม่เกิน 2% โดยน้ำหนัก และติดตั้งเครื่องกำจัดฝุ่นละออง

6.2 ปริมาณกำมะถันในลิกไนต์และถ่านหิน

(1) ลิกไนต์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. มีปริมาณกำมะถันโดยเฉลี่ย 3.3% โดยน้ำหนัก

(2) ลิกไนต์ที่ผลิตจากเหมืองเอกชนมีปริมาณกำมะถันเฉลี่ยอยู่ในช่วง 0.9-1.5% โดยน้ำหนัก

(3) ถ่านหินนำเข้ามาใช้กับโรงไฟฟ้าเอกชน และใช้ในภาคอุตสาหกรรม กำหนดให้มีปริมาณกำมะถัน 0.5% โดยน้ำหนัก ทั้งนี้ปริมาณกำมะถันดังกล่าว จะสอดคล้องกับมาตรฐานการระบายมลพิษที่กำหนดไว้ ให้โรงไฟฟ้าเอกชนต้องปฏิบัติตาม

มาตรฐานการระบายสารพิษของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน)	ออกไซด์ของไนโตรเจน (ส่วนในล้านส่วน)	ฝุ่นละออง (มิลลิกรัม/ลูกบาศก์เมตร)
1. โรงไฟฟ้าของ IPP และ SPP (ที่ใช้ถ่านหิน)			
- ขนาดโรงไฟฟ้า > 500 เมกะวัตต์	320	350	120
- ขนาดโรงไฟฟ้า 300-500 เมกะวัตต์	450	350	120
- ขนาดโรงไฟฟ้า < 300 เมกะวัตต์	640	350	120
2. โรงไฟฟ้าแม่เมาะ			
- หน่วย 1-3 : ไม่ติด เอฟ.จี.ดี.	3,800	500	250
- หน่วย 4-11 : ไม่ติด เอฟ.จี.ดี	320	500	250
- หน่วย 12-13 : ติด เอฟ.จี.ดี.	350	350	250
3. บางปะกง	800	250	350
4. พระนครใต้	800	180	240

หมายเหตุ:มาตรฐานการระบายในข้อ 2-4 ยังไม่ประกาศใช้ อยู่ระหว่างการพิจารณาของคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ

ปริมาณกำมะถันในน้ำมันเตา ดีเซล และลิกไนต์

หน่วย : % โดยน้ำหนัก

ชนิดเชื้อเพลิง	2541	2542	2544	2549	2554
น้ำมันเตา					
ชนิดที่ 1	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)
ชนิดที่ 2	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)	2.0 (2.0)
ชนิดที่ 3	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)
ชนิดที่ 4	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)	3.0 (2.0)

ชนิดเชื้อเพลิง	2541	2542	2544	2549	2554
ชนิดที่ 5	2.5 (0.5)	2.5 (0.5)	2.5 (0.5)	2.5 (0.5)	2.5 (0.5)
ดีเซล	0.25	0.05	0.05	0.05	0.05
ลิกไนต์					
- กฟผ.	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
- บ้านปู	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
- ลานนา	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
- อื่นๆ	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
ถ่านหินนำเข้า	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

( ) เฉพาะในเขตกรุงเทพและสมุทรปราการ

6.3 การติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ

สำหรับโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 2,625 เมกะวัตต์ ใช้ลิกไนต์ที่ผลิตภายในประเทศเป็นเชื้อเพลิงนั้น กฟผ. ได้ดำเนินการติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Flue Gas Desulphurization : FGD) เครื่องที่ 4-11 ส่วนเครื่องที่ 12-13 ได้มีการออกแบบให้มีการติดตั้ง FGD ตั้งแต่เริ่มสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งได้มีการก่อสร้างแล้วเสร็จในปี 2538 สำหรับเครื่องที่ 1-3 มีกำลังการผลิตเครื่องละ 75 เมกะวัตต์ รวมเป็น 225 เมกะวัตต์ ไม่มีการติดตั้ง FGD เพราะเป็นเครื่องที่เก่ามากแล้ว และมีกำลังการผลิตต่ำ โดยมีผลการดำเนินงานดังนี้

- โรงไฟฟ้าเครื่องที่ 8-11 ติดตั้งเรียบร้อยแล้วในปี 2541
- โรงไฟฟ้าเครื่องที่ 4-7 คาดว่าจะติดตั้งแล้วเสร็จในปลายปี 2542

ในระหว่างที่การติดตั้ง FGD ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ 4-7 ยังไม่เรียบร้อย ได้มีการกำหนดมาตรการเสริม โดยให้มีการผลิตไฟฟ้า จากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ 1-7 ได้ไม่เกิน 500 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้า 1-7 มีกำลังการผลิต ติดตั้งรวมกัน 825 เมกะวัตต์ นอกจากนั้นยังกำหนดปริมาณ การระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ที่ปากปล่องไม่เกิน 7 ตัน/ชั่วโมง ในช่วงเวลา 06.00 น. – 12.00 น. และไม่เกิน 15 ตัน/ชั่วโมง ในช่วงเวลา 12.00 น. – 06.00 น.

6.4 ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์

มาตรการในการลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล การติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ และมาตรการเสริมต่างๆ ซึ่งได้ดำเนินการมาตั้งแต่แผนฯ 7 ได้มีผลทำให้ ภาพรวมปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ที่ปล่อยสู่บรรยากาศ จากการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ลดลงเป็นลำดับ จากระดับ 1,062 พันตัน ในปี 2539 (สิ้นแผนฯ 7) เหลือ 760 พันตัน ในปี 2541 และเหลือ 331 พันตัน เมื่อสิ้นแผนฯ 8 ในปี 2544 ซึ่งต่ำกว่าที่แผนฯ 8 ได้วางเป้าหมายไว้ไม่เกิน 555 พันตัน

จากการประมาณการพบว่า ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เมื่อสิ้นแผนฯ 9 จะอยู่ในระดับ 440 พันตัน และเพิ่มเป็น 642 พันตัน เมื่อสิ้นแผนฯ 10 ในปี 2554 โดยส่วนใหญ่จะเกิดจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยสู่บรรยากาศ แยกตามสาขาการผลิต

หน่วย : พันตัน

ปี	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม+อื่นๆ	ขนส่ง	รวม
2540	823	219	59	1,101
2541	518	190	52	760
2544	135	185	11	332
2549	197	228	15	440
2554	341	281	20	642

หมายเหตุ : น้ำมันเตาที่ใช้ในอุตสาหกรรมมีปริมาณกำมะถันร้อยละ 2 โดยน้ำหนัก

ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยสู่บรรยากาศ แยกตามชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : พันตัน

ปี	ถ่านหิน/ลิกไนต์	น้ำมันเตา	น้ำมันดีเซล	รวม
2540	696	329	75	1,101
2541	408	286	66	760
2544	141	176	15	332

ปี	ถ่านหิน/ลิกไนต์	น้ำมันเตา	น้ำมันดีเซล	รวม
2549	215	207	18	440
2554	342	276	23	642

หมายเหตุ : น้ำมันเตาที่ใช้ในอุตสาหกรรมมีปริมาณกำมะถันร้อยละ 2 โดยน้ำหนัก

ส่วนที่ 3
แนวทางการพัฒนาพลังงานปี 2542 - 2544

---

1. เป้าหมายการพัฒนาพลังงาน
2. แนวทางการพัฒนาพลังงาน

1. เป้าหมายการพัฒนาพลังงาน

จากสภาพทางเศรษฐกิจและสถานการณ์พลังงาน ที่เปลี่ยนแปลงไปดังที่ได้กล่าวไว้ในส่วนที่ 1 และส่วนที่ 2 ได้ส่งผลกระทบต่อเป้าหมาย และแนวทางการพัฒนาพลังงานของประเทศ ในระยะต่อไป จึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาทบทวน ปรับปรุงเป้าหมาย แนวทาง และแผนงาน เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจของประเทศ และสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

ดังนั้น เพื่อให้เป้าหมายการพัฒนาพลังงานของประเทศ สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจ และช่วยสนับสนุนการพัฒนากิจกรรม ทางเศรษฐกิจของประเทศ จึงได้กำหนดเป้าหมายการพัฒนาพลังงานในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ไว้ดังนี้

1.1 เพิ่มการผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ในอัตราร้อยละ 3.0 ต่อปีในช่วงแผนฯ 8

1.2 กำหนดให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ของประเทศ เพิ่มขึ้นในอัตราใกล้เคียงกับอัตราการขยายตัว ของผลิตภัณฑ์มวลรวมในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ที่ได้รับการปรับปรุงใหม่

1.3 รักษาสัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศให้อยู่ในระดับไม่เกิน ร้อยละ 64 ในปี 2544

1.4 กำหนดเป้าหมายการผลิตก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ คอนเดนเสท และถ่านหิน/ลิกไนต์ในประเทศดังนี้

	2539	2544
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน)	1,270	1,700
คอนเดนเสท (บาร์เรล/วัน)	35,700	54,900
น้ำมันดิบ (บาร์เรล/วัน)	26,500	35,000
ถ่านหิน/ลิกไนต์ (ล้านตัน/ปี)	21.7	19.0
• เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า	16.4	13.2
• เพื่อใช้ในภาคอุตสาหกรรม	5.3	5.8

1.5 กำหนดเป้าหมายการนำเข้าพลังงานจากแหล่งต่างประเทศ ดังนี้

	2544
การรับซื้อไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	
• สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว	373
(โครงการน้ำเทิน-หินบุน, ห้วยเฮาะ, น้ำงึม และน้ำลึก)	
• มาเลเซีย (ซื้อ/แลกเปลี่ยน)	300
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน)	
• สหภาพพม่า	647

1.6 กำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่ชะลอตัวลง โดยกำหนดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำนวน 5,600 เมกะวัตต์ และซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ในรูปของ Independent Power Producers (IPP) จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ และรับซื้อจากผู้ผลิต

ไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ซึ่งผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานนอกรูปแบบ หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังความร้อน และไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) ในระดับ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8

1.7 เพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ให้อยู่ในระดับไม่ต่ำกว่า 4 เมกะวัตต์ ทั่วประเทศ ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8

1.8 กำหนดเป้าหมายการลดการใช้ไฟฟ้า จากมาตรการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ในระดับ 1,400 เมกะวัตต์ ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 และลดการใช้พลังงานจากการดำเนินงาน ตามพระราชบัญญัติการ ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในระดับเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประมาณ 1 ล้านตันต่อปี ในปีสุดท้ายของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8

1.9 กำหนดมาตรฐานความมั่นคงของระบบไฟฟ้าดังนี้

(1) กำหนดจำนวนไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในรอบปี ดังนี้

หน่วย : จำนวนครั้ง/ปี/ผู้ใช้หนึ่งราย

	2539	**2544**
ในเขต กฟน.		
ไฟฟ้าดับถาวร	5.42	3.72
-เขตอุตสาหกรรม	5.60	4.47
-เขตเมืองและธุรกิจ	4.71	3.23
-เขตชนบท	8.47	5.81
ในเขต กฟภ.		
ไฟฟ้าดับถาวร	19.10	17.50
-เขตอุตสาหกรรม	5.20	4.40
-เขตเมืองและธุรกิจ	13.90	12.70
-เขตชนบท	20.10	18.30

(2) กำหนดระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟหนึ่งรายในรอบปี ดังนี้

หน่วย : นาที/ปี/ผู้ใช้หนึ่งราย

	2539	2544
ในเขต กฟน.		
ไฟฟ้าดับถาวร	132.93	99.65
-เขตอุตสาหกรรม	153.94	115.40
-เขตเมืองและธุรกิจ	113.89	85.38
-เขตชนบท	240.84	180.54
ในเขต กฟภ.		
ไฟฟ้าดับถาวร	1,719.00	1,050.00
-เขตอุตสาหกรรม	208.00	132.00
-เขตเมืองและธุรกิจ	1,042.50	635.00
-เขตชนบท	1,869.30	1,152.90

1.10 จำกัดระดับการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ จากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ ดังนี้

หน่วย : พันตัน

	2539	2544
• ยานพาหนะ	59	15
• การผลิตไฟฟ้า	677	150
• อุตสาหกรรมและอื่นๆ	246	200
รวม	982	365

2. แนวทางการพัฒนาพลังงาน

เพื่อให้การบริหารและพัฒนาพลังงานบรรลุเป้าหมายดังกล่าวข้างต้น อย่างมีประสิทธิภาพ จึงได้กำหนดแนวทางการพัฒนาพลังงาน ในช่วงปี พ.ศ. 2542-2544 ภายใต้แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ไว้ดังนี้

2.1 จัดหาพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการ มีคุณภาพ มีความมั่นคง และในระดับราคาที่เหมาะสมโดย

2.1.1 ส่งเสริมและสนับสนุนการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมและถ่านหิน

(1) ส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ รวมทั้ง สนับสนุนให้มีการใช้ประโยชน์ข้อมูลปิโตรเลียม และเทคโนโลยีที่ทันสมัย เพื่อให้การสำรวจ และพัฒนาปิโตรเลียมของประเทศ เป็นไปอย่างต่อเนื่อง และมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น

(2) ส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการสำรวจและพัฒนาก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียขึ้นมาใช้ประโยชน์ โดยให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการของประเทศ และการพัฒนาโครงการที่เกี่ยวเนื่อง ได้แก่ โครงการร่วมทุนใช้ประโยชน์ก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่ดังกล่าว และโครงการร่วมทุนท่อก๊าซธรรมชาติ trans-Thailand-Malaysia เป็นต้น

(3) ส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการสำรวจหาแหล่งถ่านหินเพิ่มเติม เพื่อจัดหาปริมาณสำรองใช้เป็นพลังงานพื้นฐานต่อไปในอนาคต และเร่งดำเนินการนำแหล่งถ่านหิน ที่กรมทรัพยากรธรณีได้สำรวจไว้แล้ว เปิดให้เอกชนลงทุน รวมทั้ง เร่งรัดให้มีการจัดหาเทคโนโลยีสมัยใหม่ เพื่อการใช้ประโยชน์ถ่านหินทั้งด้านการผลิตกระแสไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรม โดยให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

2.1.2 ให้มีการเจรจาและพัฒนาพลังงานกับประเทศเพื่อนบ้าน

(1) ให้มีการเจรจาซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว(สปป.ลาว) สหภาพพม่า และสาธารณรัฐประชาชนจีน ดังนี้

(1.1) เลื่อนการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ในปริมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ตามกรอบบันทึกความเข้าใจ จากเดิมที่กำหนดไว้ภายในปี 2549 ออกไปเป็น 2 ช่วง คือ รับซื้อไฟฟ้า จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 และอีกจำนวน 1,700 เมกะวัตต์ ภายในปี 2551 เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศที่ลดลงตามภาวะเศรษฐกิจที่ถดถอย รวมทั้ง ให้มีการติดตามและทบทวนแผนการซื้อขายไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว อย่างใกล้ชิด เพื่อให้สะท้อนถึงสถานการณ์และความต้องการไฟฟ้าที่แท้จริง

(1.2) พิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่สหภาพพม่าจะเสนอขายให้ไทยตามกรอบของบันทึกความเข้าใจ ซึ่งได้มีการลงนามแล้วระหว่างรัฐบาลของทั้ง 2 ประเทศอย่างเหมาะสม

(1.3) เจรจาขายไฟฟ้าให้กับสหภาพพม่าในปริมาณ 100-150 เมกะวัตต์ โดยส่งไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมโยง จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงฝั่งไทยที่อำเภอแม่สอด จังหวัดตาก ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงฝั่งพม่าที่เมือง Bago (หงสาวดี) ภายในปี 2544-2545

(1.4) ประสานกับสาธารณรัฐประชาชนจีน เพื่อแต่งตั้งคณะกรรมการผู้มีอำนาจ ในการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าของทั้ง 2 ฝ่าย เพื่อให้ทำหน้าที่ในการเจรจาในรายละเอียด ของบันทึกความเข้าใจรับซื้อไฟฟ้า จากสาธารณรัฐประชาชนจีน

(2) สนับสนุนการพัฒนาความร่วมมือ ด้านการสร้างเครือข่ายของสายส่ง และการซื้อขายไฟฟ้า ในอนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขง 6 ประเทศ

(3) สนับสนุนความร่วมมือในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydropower Project) และการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชน ในการพัฒนาโครงการในอนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขง 6 ประเทศ

(4) เจรจาทบทวนการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ จากแหล่งทั้งในประเทศและนำเข้า เพื่อให้ปริมาณการรับซื้อสอดคล้องกับความต้องการที่เปลี่ยนแปลงไป

(5) เร่งรัดการเจรจาแก้ไขปัญหาทรัพยากรปิโตรเลียมในเขตไหล่ทวีป ในอ่าวไทยที่ทับซ้อนกันระหว่างไทยกับเวียตนาม และระหว่างไทยกับกัมพูชา เพื่อนำไปสู่การสำรวจและพัฒนาต่อไป

2.1.3 ศึกษาปริมาณการสำรองน้ำมันของประเทศที่เหมาะสมในระยะยาว เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ

2.1.4 ศึกษาการวางระบบการขนส่งน้ำมันเชื่อมต่อจากประเทศไทยผ่านประเทศ สปป.ลาว ขึ้นไปยังมณฑลยูนนานของสาธารณรัฐประชาชนจีน เพื่ออำนวยประโยชน์ให้กับประเทศทั้งสอง โดยประเทศไทยจะสามารถส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมไปยังตลาดในมณฑลยูนนาน ซึ่งมีอัตราความต้องการผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในระดับสูงได้อย่างต่อเนื่อง

2.1.5 กำหนดปริมาณสำรองการผลิตไฟฟ้าของประเทศที่เหมาะสม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะทางเศรษฐกิจ และความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป

2.1.6 สนับสนุนให้ธุรกิจทางด้านพลังงานของไทยไปร่วมลงทุนและพัฒนาพลังงานในต่างประเทศ ซึ่งจะมีส่วนช่วยในการสร้างเสริมความมั่นคงในการจัดหาพลังงาน

2.1.7 ปรับปรุงระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเขตอุตสาหกรรม และพื้นที่เศรษฐกิจใหม่ในภูมิภาคต่างๆ และให้เร่งนำสายไฟฟ้าลงใต้ดินในเขตกรุงเทพฯ รวมทั้ง ให้พิจารณาศึกษาการนำสายไฟฟ้าลงใต้ดิน มาใช้ในเขตเมืองใหญ่ในภูมิภาค โดยให้การไฟฟ้าประสานงาน และร่วมมือกับหน่วยงานผังเมืองอย่างใกล้ชิด เพื่อให้การรวมระบบสาธารณูปโภคสอดคล้องกับการวางผังเมือง

2.1.8 กำหนดมาตรฐานคุณภาพบริการของกิจการไฟฟ้า เป็นเงื่อนไขในการให้บริการ และในการประเมินผลการปฏิบัติงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดยกำหนดระบบจูงใจให้การไฟฟ้าปรับปรุงคุณภาพบริการ และมีการกำหนดบทปรับ ในกรณีที่การไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขได้

2.2 ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด

การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด จะช่วยลดทั้งการลงทุนในการจัดหาพลังงาน และค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงของกิจกรรมการผลิต ซึ่งจะส่งผลให้กิจกรรมการผลิต สามารถเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในตลาดโลกได้ และยังช่วยประหยัดเงินตราต่างประเทศ ในภาวะที่ประเทศประสบปัญหาวิกฤตทางเศรษฐกิจ ทั้งนี้มาตรการทางด้านราคา ซึ่งจะสร้างแรงจูงใจให้มีการใช้พลังงาน อย่างมีประสิทธิภาพ เป็นมาตรการแรกที่จะต้องดำเนินการ ควบคู่ไปกับมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งจะประกอบด้วย การให้สิ่งจูงใจ การสร้างจิตสำนึก และการบังคับ ดังนี้

2.2.1 รักษาระบบการกำหนดราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในปัจจุบัน ให้ราคาเปลี่ยนแปลงไปตามกลไกตลาด และสภาวะการแข่งขัน โดยปราศจากการตัดสินใจระดับการเมือง รวมทั้ง ให้มีการปรับปรุงมาตรการกำกับดูแล การกำหนดราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง ให้สอดคล้องกับสภาวะตลาดน้ำมันเชื้อเพลิง ที่เปลี่ยนแปลงไปเพื่อให้ราคาสะท้อนถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์มากยิ่งขึ้น และเพื่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด

2.2.2 กำกับดูแลราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว ให้มีการแข่งขันกันอย่างเพียงพอ และหากพื้นที่ใดมีการแข่งขันไม่เพียงพอ ให้หน่วยงานที่เป็นกลไกของรัฐทำหน้าที่แทรกแซงราคา เพื่อเพิ่มการแข่งขัน

2.2.3 ปรับปรุงระบบการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ให้สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง มีโครงสร้างราคาที่โปร่งใส มีความคล่องตัว และแยกออกจากการตัดสินใจทางการเมืองอย่างแท้จริง ในขณะเดียวกันมีแรงจูงใจให้การไฟฟ้า ปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน และคุณภาพบริการ ตลอดจนส่งเสริมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า และการเพิ่มบทบาทเอกชน

2.2.4 กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการออกใบอนุญาตต่างๆ รวมทั้ง การกำกับดูแลราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราค่าบริการท่อก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้ราคาสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง และมีอัตราค่าบริการที่โปร่งใสเป็นธรรมแก่ทั้งผู้จัดหา ผู้ให้บริการท่อ และผู้บริโภค ภายใต้หลักเกณฑ์โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราค่าบริการท่อก๊าซธรรมชาติที่ได้กำหนดขึ้น

2.2.5 เร่งรัดให้มีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า และการอนุรักษ์พลังงานตามพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 เพื่อให้มีการนำแผนงานอนุรักษ์พลังงานสู่การปฏิบัติอย่างจริงจัง โดยเฉพาะ

(1) เร่งดำเนินการอนุรักษ์พลังงานในโรงงานควบคุมและอาคารควบคุม โรงงานควบคุมที่กำลังใช้งาน และส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในอาคารของรัฐ

(2) ให้การสนับสนุนเจ้าของโรงงานและอาคารทั่วไปที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน (ที่ไม่ใช่โรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม) ที่มีความประสงค์จะดำเนินการอนุรักษ์พลังงานในโรงงานและอาคาร

(3) ส่งเสริมและสนับสนุนกิจกรรมเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน ทั้งในด้านการใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย การดำเนินกิจกรรมต่างๆ เพื่อให้เกิดความต้องการใช้วัสดุ อุปกรณ์และเครื่องจักร ที่มีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานสูง ตลอดจนส่งเสริมระบบตลาดให้สามารถเข้ามารองรับการดำเนินงานตามแผนงานอนุรักษ์พลังงานได้อย่างมีประสิทธิผล

(4) ส่งเสริมการใช้พลังงานพลอยได้ในประเทศ และพลังงานนอกรูปแบบในการผลิตไฟฟ้า เช่น วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้า ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ให้มีผลตอบแทนที่สูงเพียงพอที่จะจูงใจให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น

(5) สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และ พลังงานหมุนเวียน การถ่ายทอด และการนำเทคโนโลยีที่ได้มีการรับรองแล้วมาประยุกต์ใช้

(6) ส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในการขนส่ง

(7) ส่งเสริมให้มีการนำวัสดุหรือผลิตภัณฑ์ใช้แล้ว หมุนเวียนมาใช้ประโยชน์ได้อีก (Recycle) เพื่อลดการใช้พลังงานในการแปรรูปวัตถุดิบ

2.2.6 เร่งรัดให้มีการกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพการใช้พลังงานสำหรับเครื่องจักร อุปกรณ์ และวัสดุที่ใช้ไฟฟ้าที่เทียบเคียงกับต่างประเทศ และกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นต่ำ รวมทั้ง การติดฉลากแสดงระดับประสิทธิภาพพลังงาน และส่งเสริมให้มีการจัดตั้งศูนย์ทดสอบประสิทธิภาพพลังงานที่มีมาตรฐาน

2.2.7 สนับสนุนการจัดตั้งเครือข่ายสารสนเทศด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม (Thailand Energyand Environment Network : TEE-Net) เพื่อให้มีการเผยแพร่และแลกเปลี่ยนข้อมูลสารสนเทศด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

2.2.8 สนับสนุนการพัฒนาบุคลากรให้มีปริมาณและคุณภาพ เพียงพอที่จะเป็นผู้ดำเนินงานอนุรักษ์พลังงาน ทั้งในด้านการพัฒนาหลักสูตร การฝึกอบรม การให้ทุนการศึกษาและทุนวิจัย รวมทั้ง การสนับสนุนการเปิดสอนสาขาวิชาที่เกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน

2.2.9 ส่งเสริมและรณรงค์ให้เกิดการประหยัดพลังงานในระดับชาติ ที่มุ่งให้เกิดการตื่นตัวต่อการแก้ไขวิกฤตทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยดำเนินการประชาสัมพันธ์ เพื่อกระตุ้นให้ประชาชนทุกระดับทั่วประเทศ เกิดกระแสความร่วมมือในการอนุรักษ์พลังงาน และสร้างจิตสำนึกด้านการอนุรักษ์พลังงาน ให้กับกลุ่มเป้าหมายทุกกลุ่มอย่างต่อเนื่อง

2.2.10 เร่งรัดการดำเนินการตามมาตรการต่างๆ ของโครงการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเพื่อให้ประชาชนและผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มต่างๆ ใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ โดยการส่งเสริมให้มีการใช้ เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง การปรับเปลี่ยนระดับมาตรฐานประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้า ของผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมให้ดีขึ้น การดำเนินโครงการระบบปรับอากาศแบบกักเก็บความเย็น การส่งเสริมการใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง และการส่งเสริมธุรกิจเอกชนที่ให้บริการด้านพลังงาน เข้าร่วมโครงการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ตลอดจนการเสริมสร้างทัศนคติประหยัดไฟฟ้า ในโรงเรียนระดับต่างๆ ทั่วประเทศ

2.3 ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการพลังงานและเพิ่มบทบาทของภาคเอกชน

การเพิ่มการแข่งขันในกิจการทางด้านพลังงานและการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชน จะนำไปสู่การจัดหา การจำหน่าย และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดจนลดภาระการลงทุนของรัฐ ส่งเสริมการพัฒนาตลาดทุนและการระดมเงินออมจากภาคเอกชน และให้ประชาชนมีส่วนร่วมพัฒนาพลังงานด้วย โดย

2.3.1 **ปิโตรเลียม**

(1) ปรับโครงสร้างและแปรรูปการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ให้มีประสิทธิภาพและความคล่องตัวในการปฏิบัติงาน สามารถแข่งขันกับภาคเอกชนได้ และนำไปสู่ระบบการค้าปิโตรเลียม ที่มีประสิทธิภาพและการแข่งขันมากยิ่งขึ้น โดยการแปรรูป ปตท. เป็นบริษัทจำกัด และมีการจัดโครงสร้างแบบ Operating Holding โดยกิจการก๊าซธรรมชาติและกิจการน้ำมัน จะถูกดำเนินการโดยหน่วยธุรกิจ ที่อยู่ภายใต้องค์กรทางกฎหมาย เดียวกันเช่นในปัจจุบัน แต่ให้มีการปรับปรุงโครงสร้าง ให้สอดคล้องกับการเปิดเสรีธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ซึ่งกำหนดให้มีการแยกระบบท่อส่งและท่อจำหน่าย (transportation & Distribution Pipelines) และการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ (Gas traders) ออกจากกัน โดยการจัดตั้งบริษัทที่ดำเนินการด้านท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ออกต่างหาก และเมื่อภาวะตลาดมีความเหมาะสม ก็จะดำเนินการจดทะเบียนบริษัท ปตท. จำกัด ในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยต่อไป

(2) ส่งเสริมให้มีการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยเปิดให้มีการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติใหม่ (New Gas Supply) ได้โดยตรงระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ และการให้สัมปทานเอกชนเข้าร่วมในการลงทุนในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลัก (transmission Pipeline) เส้นใหม่ทั้งหมด และระบบท่อจำหน่ายก๊าซธรรมชาติปลายทาง (Down Stream) โดยให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการ (Operation and Maintenance) ระบบท่อก๊าซธรรมชาติหลักดังกล่าว รวมทั้ง การให้บริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access) เพื่อช่วยลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และช่วยขยายเครือข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ให้เป็นไปอย่างกว้างขวางและรวดเร็วยิ่งขึ้น โดยเร่งศึกษาจัดทำรายละเอียดเงื่อนไขการให้สัมปทาน และเงื่อนไขการให้บริการขนส่ง และในระยะแรกให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในปัจจุบัน และในอนาคต ให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลขององค์กรกำกับดูแลอิสระ ที่จะจัดตั้งขึ้น

(3) ส่งเสริมกิจการกลั่นน้ำมันในประเทศ ให้สามารถแข่งขันกับต่างประเทศได้ ภายใต้วิกฤติการณ์เศรษฐกิจ โดยการส่งเสริมการลงทุน และการแก้ไขผ่อนผันกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้กิจการกลั่นน้ำมัน สามารถเปลี่ยนแปลงรูปแบบการบริหารงาน เพื่อลดต้นทุนในการดำเนินงาน และเพิ่มประสิทธิภาพในการแข่งขันกับโรงกลั่นต่างประเทศได้ ตลอดจนสนับสนุนให้มีการใช้องค์ประกอบพื้นฐาน ของกิจการกลั่นน้ำมัน เช่นคลังเก็บปิโตรเลียม คลังจำหน่ายปิโตรเลียม ให้สามารถเพิ่มประโยชน์ในเชิงธุรกิจ ให้แก่กิจการกลั่นน้ำมันได้มากขึ้น

(4) ส่งเสริมตลาดการค้าน้ำมันสำเร็จรูป ให้มีการแข่งขันอย่างเสรีต่อเนื่องจากที่ได้ดำเนินการมาแล้ว และให้มีการแข่งขันกันอย่างเป็นธรรม โดยการปรับปรุงขั้นตอนการขออนุญาต ตั้งสถานีบริการน้ำมันให้มีความรวดเร็ว และแก้ไขกฎเกณฑ์การตั้งสถานีบริการ ให้มีความเหมาะสมสอดคล้องกับสภาวะเศรษฐกิจสังคม และเทคโนโลยีปัจจุบัน เพื่อกระจายสถานีบริการสู่ภูมิภาค และลดต้นทุนในการประกอบกิจการในเขตเมือง ซึ่งที่ดินมีราคาแพง ตลอดจนให้มีการแก้ไขปัญหาการลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง ให้ได้ผลอย่างจริงจัง โดยปรับปรุงมาตรการการป้องกันและ

ปราบปราม การลักลอบนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง ให้มีประสิทธิภาพสามารถป้องกันการกระทำผิดกฎหมาย ในทุกรูปแบบ เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมในระบบการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง

(5) ส่งเสริมให้มีการแข่งขันในธุรกิจอุตสาหกรรมก๊าซปิโตรเลียมเหลวโดยเสรี เพื่อนำไปสู่มาตรฐานการให้บริการที่ดีของผู้ประกอบการ ในธุรกิจการค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวในทุกระดับ และมีความรับผิดชอบต่อผู้บริโภคในการปรับปรุงการให้บริการ โดยเร่งดำเนินการยกเลิกการควบคุมราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ให้ไปสู่ระบบลอยตัวเต็มที่โดยสมบูรณ์ เพื่อให้มีการเปิดเสรีทั้งด้านการจัดหา และจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลว พร้อมไปกับการปรับปรุงระบบการค้า และมาตรฐานความปลอดภัยก๊าซปิโตรเลียมเหลว ทั้งนี้ เพื่อให้ระบบราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวเปลี่ยนแปลงไปตามราคาตลาดโลก และราคาก๊าซหุงต้มภายในประเทศ ปรับเปลี่ยนไปตามกลไกตลาด ซึ่งจะนำไปสู่การแข่งขัน และมีการปรับปรุงมาตรฐาน ในระบบการค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลว ทั้งมาตรฐานการให้บริการและมาตรฐานด้านความปลอดภัย

(6) เชิญชวนผู้ลงทุนต่างประเทศ และผู้ลงทุนไทยเข้าร่วมลงทุนและพัฒนาพลังงาน ขึ้นมาใช้ประโยชน์ร่วมกันในโครงการต่างๆ อย่างเป็นระบบครบวงจร ได้แก่ โครงการระบบท่อขนส่งน้ำมันดิบ โรงกลั่นน้ำมัน คลังเก็บปิโตรเลียม คลังจำหน่ายปิโตรเลียม และสิ่งก่อสร้างองค์ประกอบพื้นฐานต่างๆ เป็นต้น

(7) ปรับปรุงระบบการขนส่งน้ำมัน และก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศให้มีประสิทธิภาพ เพื่อลดต้นทุนการขนส่งน้ำมันในระยะยาว โดยกระจายศูนย์กลางการจ่ายน้ำมัน และก๊าซปิโตรเลียมเหลวออกจากกรุงเทพมหานคร รวมทั้งพิจารณาดำเนินการขยายโครงข่ายท่อขนส่งน้ำมัน เพิ่มเติมจากระบบปัจจุบันไปยัง ภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

2.3.2 **ไฟฟ้า**

(1) ติดตามการดำเนินงานของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ตามที่ได้มีการคัดเลือกแล้วให้สามารถดำเนินการได้ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยเฉพาะกำหนดการจ่ายไฟฟ้าตามสัญญา และให้มีการพิจารณาเลื่อนวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้า เข้าระบบได้เป็นรายๆ ตามความเหมาะสม

(2) การปรับโครงสร้างและแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

(2.1) แปรสภาพ กฟผ. เป็นบริษัทจำกัด โดยมีหน่วยธุรกิจต่างๆ ที่มีอำนาจบริหารงานเอง และดำเนินงานในลักษณะศูนย์กำไร (Profit centers) โดยในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 กฟผ. ยังคงดำรงสถานะเป็นผู้ซื้อและผู้

จัดหาไฟฟ้าแบบขายส่ง และมีการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทำหน้าที่จัดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าในเขตรับผิดชอบเดิม

(2.2) ให้มีการระดมทุนจากภาคเอกชน ในโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี ตามแผนการแปรรูปโรงไฟฟ้าราชบุรี โดยมีการจัดตั้งบริษัท ราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด และบริษัทในเครือ 2 บริษัท คือ บริษัทราชบุรี พลังความร้อนร่วม และบริษัทราชบุรีพลังงานความร้อน ให้แล้วเสร็จภายในปี 2543 และดำเนินการลดสัดส่วนการถือหุ้นของ กฟผ. ในบริษัทราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด ในระยะต่อไป

(2.3) กำหนดให้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในระยะยาว มีการแข่งขันอย่างเสรีทั้งในระดับขายส่งไฟฟ้า และในระดับขายปลีกผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) โดยส่งไฟฟ้าผ่านระบบส่ง ของบริษัทระบบสายส่ง และบริษัทระบบสายจำหน่าย ซึ่งมีองค์กรกำกับดูแลอิสระ เป็นผู้กำกับดูแลบริษัทระบบสายส่ง และระบบสายจำหน่าย และกำกับดูแลหลักเกณฑ์การให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า และอัตราค่าใช้บริการ โดยในกรณีที่ไม่มีการแยกระบบการผลิต และระบบสายส่งออกจากกันอย่างชัดเจน จะมีการจัดตั้งศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (Independent System Operator : ISO) ทำหน้าที่ในการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ควบคุมระบบไฟฟ้า และรับผิดชอบในการวางแผนระบบไฟฟ้าของประเทศ แต่ในกรณีที่มีการแยกกิจการผลิต และกิจการสายส่งออกจากกันอย่างชัดเจน อาจให้ศูนย์ควบคุมระบบ (System Operatior : SO) รวมอยู่กับกิจการระบบส่งก็ได้

(2.4) ดำเนินการศึกษาเรื่องโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้า และการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า เพื่อกำหนดกฎเกณฑ์กติกาต่างๆ ในการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า เช่น การจัดตั้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator) การจัดตั้งศูนย์ประสานงานการดำเนินงานของตลาด (Market Operator) และศูนย์ชำระค่าซื้อไฟฟ้า (Settlement Administrator) เพื่อเตรียมการไปสู่การจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ให้เกิดผลเป็นรูปธรรมในปี 2546

2.4 ป้องกันและแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมจากการพัฒนาและการใช้พลังงาน รวมทั้ง ปรับปรุงให้กิจการทางด้านพลังงาน ดำเนินการอย่างมีความปลอดภัยมากยิ่งขึ้น

2.4.1 พิจารณาความเหมาะสมในการลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันเตาลงจากเดิม ที่กำหนดให้น้ำมันเตาชนิดที่ 1-4 มีกำมะถันไม่เกิน 2.0% และชนิดที่ 5 มีกำมะถันไม่เกิน 0.5% ตามสภาพความรุนแรงของปัญหา ในเขตกรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และจังหวัดอื่นๆ ที่มีโรงงานอุตสาหกรรมตั้งอยู่อย่างหนาแน่น

2.4.2 พิจารณาปรับปรุงข้อกำหนดคุณภาพน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว เพื่อลดมลภาวะเพิ่มเติมจากที่ได้ดำเนินการไปแล้ว เช่น ลดความดันไอ ลดปริมาณกำมะถัน เพิ่มค่าออกซิเจน เพิ่มค่าซีเทน และลดความ

ถ่วงจำเพาะ ลดค่าความหนืด ลดอุณหภูมิการกลั่น และลดสารอะโรมาติก เป็นต้น และให้มีการกำหนดเวลาบังคับใช้ที่เหมาะสมต่อไป

2.4.3 จัดทำแผนปฏิบัติการเพื่อให้มีการควบคุมและกำกับดูแลการจัดเก็บและกำจัดกากน้ำมันหล่อลื่น และน้ำมันหล่อลื่นใช้แล้ว รวมทั้งส่งเสริมการลงทุนในการนำน้ำมันหล่อลื่นใช้แล้ว กลับมาใช้ประโยชน์อย่างถูกต้องตามหลักวิชาการ

2.4.4 กำหนดให้คลังน้ำมัน รถบรรทุกน้ำมัน สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง ในเขตกรุงเทพมหานคร และเมืองใหญ่ต้องติดตั้งอุปกรณ์กักเก็บไอน้ำมัน

2.4.5 ส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงที่สะอาด เช่น ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น ในโรงงานอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีโรงงานหนาแน่นและในภาคขนส่ง โดยเร่งดำเนินการ ขยายการใช้ก๊าซธรรมชาติในยานพาหนะในเชิงพาณิชย์ เพื่อช่วยลดมลพิษทางอากาศ โดยเฉพาะในเขตกรุงเทพมหานคร ตลอดจนสนับสนุนการกำจัดขยะ เพื่อลดปัญหาสิ่งแวดล้อมเป็นพิษตามแหล่งชุมชน โดยมีพลังงานเป็นผลพลอยได้

2.4.6 ปรับปรุงมาตรฐานและกฎระเบียบที่เกี่ยวกับความปลอดภัยในการขนส่ง การเก็บรักษา และในการใช้พลังงาน โดยเฉพาะรถบรรทุกปิโตรเลียม เรือบรรทุกปิโตรเลียม และการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และให้มีการบังคับใช้อย่างจริงจัง

2.5 พัฒนากฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานและกลไกการบริหารงานด้านพลังงาน

2.5.1 เร่งดำเนินการออกพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. .... เพื่อใช้แทน พระราชบัญญัติว่าด้วยการเก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2474 ที่ล้าสมัยมาก และดำเนินการแก้ไข พระราชบัญญัติน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2521 ซึ่งได้ผ่านการพิจารณาของคณะรัฐมนตรีแล้ว เพื่อให้มีผลบังคับใช้ในทางปฏิบัติโดยเร็ว

2.5.2 แก้ไขประกาศคณะปฏิวัติฉบับที่ 28 กฎหมายและกฎระเบียบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพื่อให้ธุรกิจก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีความปลอดภัย และเป็นไปอย่างมีระบบ และมีความเสมอภาค ระหว่างผู้ประกอบการ

2.5.3 ดำเนินการยกร่างกฎหมายจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระในสาขาพลังงานให้แล้วเสร็จในกลางปี 2543 เพื่อให้สามารถจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลกิจการพลังงาน ภายหลังการแปรรูป เพื่อทำหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้า และก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพ

กองนโยบายและแผนพลังงาน

4 ตุลาคม 2542