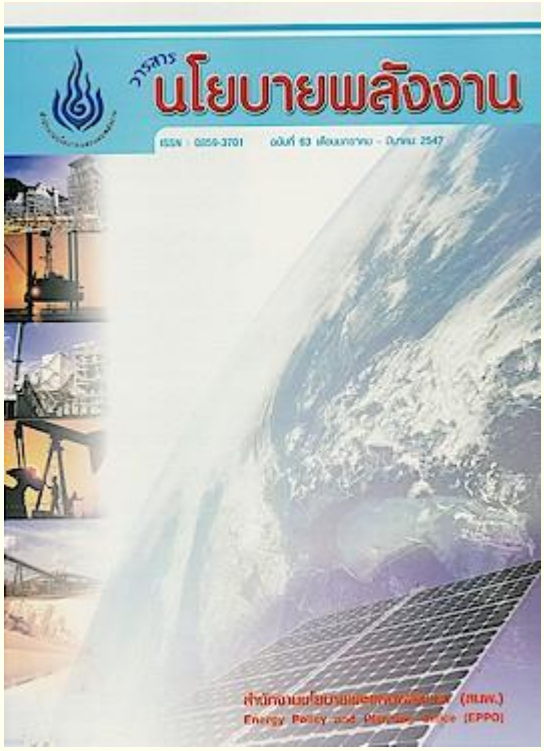
EPPO Journal
วารสารนโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 63
มกราคม-มีนาคม 2547



ในช่วงต้นปี 2547 สถานการณ์การใช้พลังงานต่างๆ ของไทยมีอัตราการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ตามภาวะเศรษฐกิจที่กำลังเติบโต แม้จะมีผลกระทบจากราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น การระบาดของไข้หวัดนก และปัญหาความไม่สงบในสามจังหวัดชายแดนภาคใต้ มากระทบบ้างก็ตาม แต่รัฐบาลก็ได้เข้ามา แก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชน ทั้งการตรึงราคาน้ำมัน ตลอดจนรณรงค์การประหยัดพลังงาน ที่จะเพิ่มสูงขึ้นในหน้าร้อนนี้ ก็ขอให้ทุกท่านช่วยกันประหยัดพลังงาน เพื่อลดรายจ่ายในการนำเข้าน้ำมันของประเทศ

วารสารนโยบายพลังงาน ได้นำเสนอบทความเรื่องมาตรการตรึงราคาน้ำมัน ปี 2547 เชื้อเพลิงชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ในส่วนเกร็ดพลังงาน ก็มีเรื่องผลการศึกษา แนวทางการผลิตไฟฟ้า จากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงไตรมาสที่ 1 ปี 2547 และ

สถานการณ์พลังงาน ในปี 2546
มานำเสนอ ไว้ในเล่ม

คณะทำงาน

- การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโส และระดับรัฐมนตรี ภายใต้กรอบความร่วมมือ BIMST-EC
- การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้า โดยอัตโนมัติ (Ft)
- มาตรการการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2547
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

- เกร็ดพลังงาน
  - สรุปผลการศึกษาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้า จากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ไตรมาสที่ 1 ปี 2547
- สถานการณ์พลังงานของไทย ปี 2546

ไปวารสารฉบับที่ 62 กลับหน้าวารสารหลัก ไปวารสารฉบับที่ 64

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่

EPPO ONLINE
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
พฤษภาคม 2547

เจ้าของ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา
นายเมตตา บันเทิงสุข
นายวีระพล จิรประดิษฐกุล

จัดทำโดย
คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน

"
วารสารนโยบายพลังงาน
จัดทำขึ้น โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเผยแพร่
ข่าวสารเกี่ยวกับนโยบายพลังงาน
รวมทั้งข้อมูลพลังงานอื่น ๆ ที่น่าสนใจ
"

"บทความ/ข้อความ
หรือความเห็นใด ๆ ที่ปรากฏ
ในวารสารนโยบายพลังงาน
เป็นความคิดเห็นส่วนตัวของผู้เขียน
ซึ่งสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
และคณะทำงานฯ
ไม่จำเป็นต้องเห็นพ้องด้วย"

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0 2612 1555, 0 2612 1700-48,
โทรสาร 0 2612 1357-8
Web site: www.eppo.go.th

ในช่วงต้นปี 2547 สถานการณ์การใช้พลังงานต่าง ๆ ของไทย มีอัตราการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามภาวะเศรษฐกิจที่กำลังเติบโต แม้จะมีผลกระทบจากราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น การระบาดของไข้หวัดนก และปัญหาความไม่สงบในสามจังหวัดชายแดนภาคใต้มากระทบบ้างก็ตาม แต่รัฐบาลก็ได้เข้ามาแก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชน ทั้งการตรึงราคาน้ำมันตลอดจนรณรงค์การประหยัดพลังงาน ที่จะเพิ่มสูงขึ้นในหน้าร้อนนี้ ก็ขอให้ทุกท่านช่วยกันประหยัดพลังงานเพื่อลดรายจ่ายในการนำเข้าน้ำมันของประเทศ

วารสารนโยบายพลังงาน ได้นำเสนอบทความเรื่องมาตรการตรึงราคาน้ำมัน ปี 2547 เชื้อเพลิงชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ในส่วนเกร็ดพลังงาน ก็มีเรื่องผลการศึกษา แนวทางการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงไตรมาสที่ 1 ปี 2547 และสถานการณ์พลังงาน ในปี 2546 มานำเสนอ ไว้ในเล่ม

คณะทำงาน

Contents

สารบัญ

- การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสและระดับรัฐมนตรี ภายใต้กรอบความร่วมมือ BIMST-EC.....3
- การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ(Ft).....8
- มาตรการการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2547.....10

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน.....12
- เกร็ดพลังงาน:
  - สรุปผลการศึกษาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์..... 23
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ไตรมาสที่ 1 ปี 2547..... 36
- สถานการณ์พลังงานของไทย ปี 2546..... 43
- กราฟ - ตาราง ข้อมูลพลังงาน..... 62
- เคล็ดลับพลังงาน.....103

การประชุมระดับเจ้าหน้าที่อาวุโสและระดับรัฐมนตรี ภายใต้กรอบความร่วมมือ BIMST - EC

ความเป็นมา

เมื่อกรอบความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศของกลุ่มเอเชียใต้และประเทศไทยได้ถูกจัดตั้งขึ้นในปี พ.ศ. 2540 เป็นต้นมา โดยเรียกว่ากรอบความร่วมมือ BIMST – EC หรือ Bangladesh – India – Myanmar –Sri Lanka – Thailand Economic Cooperation โดยมีคณะทำงานที่กรุงเทพฯ หรือ BIMST – EC Working Group (BWG) ทำหน้าที่ประสานงานคล้ายฝ่ายเลขานุการของกรอบความร่วมมือโดยมีที่ตั้งอยู่ที่กระทรวงการต่างประเทศ ทั้งนี้ได้มีการจัดแบ่งสาขาความร่วมมือของกรอบ ความร่วมมือออกเป็น 6 สาขาย่อย ได้แก่ สาขาการค้า และการลงทุน สาขาเทคโนโลยี สาขาคมนาคม ขนส่ง สาขาพลังงาน สาขาการท่องเที่ยว และสาขาประมง โดยการหมุนเวียนรับผิดชอบหน้าที่ในสาขาต่างๆ ระหว่างประเทศสมาชิกทุกๆ 3 ปี สำหรับสาขาพลังงาน จะมีประเทศพม่าทำหน้าที่ เป็นประเทศนำ (Lead Country) ของสาขา ส่วนกลไกที่สำคัญในการติดตามความก้าวหน้าและผลักดัน การดำเนินงานของประเทศสมาชิกของกรอบความร่วมมือนี้ คือการประชุมระดับต่างๆ ทั้งระดับผู้เชี่ยวชาญในสาขาต่างๆ (Experts/Officials Meeting) ระดับเจ้าหน้าที่

อาวุโสและระดับ รัฐมนตรีต่างประเทศ (Senior Officials and Ministerial Meeting) เพื่อให้บรรลุตามวัตถุประสงค์ของการจัดตั้ง

สำหรับในปี 2546 ได้มีการจัดประชุมระดับต่างๆ หลายครั้ง โดยเฉพาะสาขาพลังงานได้มีการจัดประชุมคณะผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานครั้งที่ 4 (The Fourth Meeting on BIMST-EC Energy Sector Committee of Experts/Officials) ขึ้นที่ประเทศพม่า ระหว่างวันที่ 29 – 30 กันยายน 2546 โดยผลการประชุมได้อนุมัติให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นผู้ประสานงานหลัก (Coordinating Country) ของโครงการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติ (Development of Energy Infrastructure (Natural Gas) Project) ทำการศึกษาและประเมินผลการลงทุนในการดำเนินการเกี่ยวกับเส้นทาง เครือข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ (Routing of Natural Gas Pipeline) ระหว่างประเทศพม่า อินเดีย และบังคลาเทศ ในบริเวณอ่าวเบงกอลและท่อก๊าซธรรมชาติเชื่อมต่อระหว่างประเทศไทยและพม่า บริเวณแหล่งเยตากุน (Block M7/M9 – M10) นอกจากนี้ได้อนุมัติให้ประเทศอินเดียจัดทำข้อมูลเกี่ยวกับปริมาณก๊าซธรรมชาติในบริเวณแหล่ง Krishna – Gadavari พร้อมทั้งได้ขอให้ประเทศไทยทำหน้าที่ผู้ประสานงานหลักในโครงการด้านไฟฟ้าชื่อว่า "BIMST – EC Trans – Power Exchange and Development Project"

ต่อมาในช่วงต้นปี 2547 ประเทศไทยเป็นเจ้าภาพจัดประชุมระดับเจ้าหน้าที่อาวุโส ครั้งที่ 7 และระดับรัฐมนตรีด้านเศรษฐกิจภายใต้กรอบความร่วมมือ BIMST – EC ครั้งที่ 6 ระหว่างวันที่ 6 – 8 กุมภาพันธ์ 2547 ที่โรงแรม เลอ เมอริเดียน ภูเก็ต บีชรีสอร์ท จังหวัดภูเก็ต และการประชุมครั้งนี้ประเทศเนปาลและประเทศภูฏาน ซึ่งเป็นประเทศสมาชิกใหม่ได้เข้าร่วมประชุมเป็นครั้งแรก จึงทำให้ ณ ปัจจุบันกรอบความร่วมมือ BIMST –EC ประกอบด้วยประเทศสมาชิกรวม 7 ประเทศ

การประชุมระดับเจ้าหน้าที่อาวุโสของกรอบความร่วมมือ BIMST-EC ครั้งที่ 6

การประชุมระดับเจ้าหน้าที่อาวุโสภายใต้กรอบความร่วมมือ BIMST – EC ครั้งที่ 6 จัดขึ้นในวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2547 เพื่อเตรียมผลการดำเนินงานในสาขาต่างๆและประเด็นเรื่องต่างๆที่ควรเร่งผลักดันในปี 2547 เสนอต่อการประชุมระดับรัฐมนตรี ซึ่งมีปลัดกระทรวงการต่างประเทศเป็นหัวหน้าคณะผู้แทนไทย และผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นผู้แทนฝ่ายไทยสาขาพลังงาน เข้าร่วมประชุมครั้งนี้ด้วย และผลการประชุม สรุปได้ดังนี้

1. ให้นำ Priority Projects ของสาขาความร่วมมือต่างๆ ทั้ง 6 สาขา เสนอต่อที่ประชุมระดับรัฐมนตรี เพื่อให้เกิดการเร่งดำเนินการอย่างเป็นรูปธรรมยิ่งขึ้น สำหรับด้านพลังงาน โครงการที่เป็น Priority Projects มี 5 โครงการ ได้แก่

- BIMST-EC Trans-Power Exchange and Development Project (พม่า อินเดีย และ ไทย)
- Strengthening Education Infrastructure through the use of Renewable Energy Technologies (พม่า)
- Demonstration Project for Small and Medium Scale Industries Using Biomass Gasfier System as Energy Source (อินเดีย)
- Study on Reduction of Transmission and Distribution Losses, Energy Audit, Sharing of Technical and management Expertise and Training Facilities Available in the BIMST-EC Sub-region (อินเดีย)
- Development of Hydrocarbon and Hydropower Potential in the region (อินเดีย)

2. ส่วนความก้าวหน้าการดำเนินการความร่วมมือสาขาต่างๆ ที่ประชุมเห็นพ้องให้ประเทศพม่าทำหน้าที่ประเทศนำของสาขาพลังงานต่อไป (ช่วงปี

2547 – 2549) อีกวาระหนึ่ง พร้อมทั้งให้มีการพัฒนาแผนงานความร่วมมือเกี่ยวกับศักยภาพพลังงานด้าน Hydrocarbon และ Hydropower เพิ่มขึ้นด้วย

3. ยินดีในการที่ International Institute for Trade and Development (ITD) จะจัดการอบรมและประชุมเชิงปฏิบัติการด้านการค้า การลงทุนและการเงินระหว่างประเทศให้กับประเทศสมาชิก พร้อมทั้งประเทศไทยและอินเดียได้เสนอให้ทุนฝึกอบรมสาขาต่างๆ ให้แก่ประเทศสมาชิกจำนวน 100 ทุน และ 150 ทุน ตามลำดับ

4. เห็นชอบให้ประเทศสมาชิกเร่งสนับสนุนความร่วมมือด้านเทคนิค การจัดการและการใช้ประโยชน์อย่างยั่งยืนเกี่ยวกับทรัพยากรทางประมงในอ่าวเบงกอล การค้าทางทะเล และการเชื่อมโยงคมนาคมระหว่างประเทศ ตลอดจนการเปิดเสรีด้านขนส่งทางอากาศภายในภูมิภาค โดยให้นำเสนอต่อที่ประชุมระดับรัฐมนตรีด้วย

5. ส่วนโครงการปีท่องเที่ยว Visit BIMST-EC 2004 ซึ่งได้มีการเปิดตัว อย่างเป็นทางการเมื่อวันที่ 23 มกราคม 2547 ที่กรุงนิวเดลี แล้วได้ตกลงให้มีการประชาสัมพันธ์ แหล่งท่องเที่ยวของประเทศสมาชิก รวมทั้งประเทศสมาชิกใหม่ทั้งสองในสื่อต่างๆให้มากขึ้นทั้งในรูปแบบ CD ROM แผ่นพับ และ Website พร้อมทั้งกำหนดให้จัดการแข่งขันฟุตบอลเยาวชน BIMST-EC ขึ้นเป็นครั้งแรกในระหว่างวันที่ 3 – 8 กุมภาพันธ์ 2547 ที่จังหวัดภูเก็ต

6. สำหรับทิศทางการดำเนินการในอนาคตได้สนับสนุนให้มีการจัดตั้ง Technical Support Facility (TSF) ขึ้นที่กรุงเทพฯ เป็นเวลา 2 ปี เพื่อทำหน้าที่ฝ่ายเลขานุการการประชุม BIMST – EC อีกทั้งให้นำข้อเสนอเกี่ยวกับ people to people contact และ Balance Scorecard มาใช้ในการดำเนินการโครงการต่างๆ ของ BIMST – EC

การประชุมระดับรัฐมนตรีของกรอบความร่วมมือ BIMST-EC ครั้งที่ 6

การประชุมระดับรัฐมนตรี จัดขึ้นในวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2547 โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศของประเทศไทยเป็นประธานในการประชุมและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงต่างประเทศของประเทศสมาชิกทั้ง 7 ประเทศ เข้าร่วมประชุมครั้งนี้ โดยได้มีพิธีการต้อนรับประเทศเนปาลและภูฏานเข้าเป็นสมาชิกใหม่อย่างเป็นทางการ ซึ่งผลการประชุม ดังนี้

1. การจัดทำความตกลงเขตการค้าเสรี BIMST – EC ในวันที่ 7 กุมภาพันธ์ 2547 ได้มีการจัดประชุมระดับรัฐมนตรีการค้าและการลงทุนขึ้นและได้ตกลงที่จะลงนามร่วมกันใน Framework Agreement on BIMST – EC Free Trade Area ระหว่างประเทศสมาชิก โดยมีจุดมุ่งหมายของข้อตกลงเพื่ออำนวยความสะดวกทางการค้า และเพิ่มการลงทุนระหว่างประเทศสมาชิก อันจะนำไปสู่การเปิดเสรีทางการค้าสินค้าและบริการให้มีความโปร่งใสและขยายตลาดการค้าและการลงทุนระหว่างภูมิภาคและเศรษฐกิจของสมาชิก (Parties) ให้มากขึ้น โดยข้อตกลงต่างๆ จะอยู่ภายใต้ WTO (World Trade Organization) ซึ่งจะมี BIMST – EC Trade Negotiating Committee เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งนี้ได้กำหนดระยะเวลาในการเจรจาเพื่อลดอัตราภาษีของสินค้าจะเริ่มต้นในปี 2547 และสิ้นสุดในปี 2548 ส่วนการเจรจาข้อตกลงเพื่อการศึกษาและการลงทุนจะเริ่มต้นในปี 2548 และสิ้นสุดในปี 2550 แต่ทั้งนี้มีเพียงไทย อินเดีย พม่า และศรีลังกา ที่ลงนามในกรอบความตกลงครั้งนี้ และได้มีพิธีลงนาม ในค่ำวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2547 โดยมี นายกรัฐมนตรีไทยเป็นสักขีพยาน

2. ความร่วมมือในสาขาต่างๆ ได้มีความตกลงให้มีการจัดลำดับความสำคัญและดำเนินการของโครงการภายใต้ 6 สาขาหลักของความร่วมมือที่กำหนดไว้ โดยไม่จำเป็นต้องมีหลายโครงการแต่ต้องเกิดผลเป็นรูปธรรมโดยเร็ว เพื่อสร้างแรงผลักดันให้ BIMST – EC

www.mfa.go.th

เป็นกลุ่มความร่วมมือที่น่าเชื่อถือได้ และที่ประชุมได้ร่วมกันตัดสินใจกำหนดนโยบายในโครงการที่สำคัญดังนี้

2.1 การเชื่อมโยงด้านการคมนาคม โดยกำหนดให้มีการเชื่อมโยงทั้งทางอากาศ ทางบก และทางน้ำ ระหว่างประเทศสมาชิก BIMST – EC เช่น การเปิดเสรีการบินเชื่อมโยงจุดต่างๆ ในประเทศของ BIMST – EC และการพัฒนาถนนเชื่อมต่อระหว่าง ไทย – พม่า – อินเดีย และ ไทย – พม่า – บังคลาเทศ เพื่อให้เกิดการคมนาคมทางบกจากอ่าวเบงกอลไปยังทะเลจีนใต้ โดยผ่านไทยเป็นไปได้อย่างสะดวก ตลอดจนด้านคมนาคมทางน้ำไทยเสนอให้มีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการเดินเรือพาณิชย์ตามแนวชายฝั่งระหว่างประเทศสมาชิก และประเทศอินเดียได้เสนอที่จะสนับสนุนการศึกษา ความเป็นไปได้ของโครงการท่าเรือน้ำลึกที่เมืองทวาย (Dawei) ในประเทศพม่า

2.2 โครงการปีท่องเที่ยว BIMST – EC 2004 กำหนดให้มีการจัดทำแผนการตลาดและประชาสัมพันธ์ร่วมกัน โดยผสมผสานจุดขายที่เป็นแหล่งท่องเที่ยวเดียวกัน เช่น การท่องเที่ยวในเชิงพุทธศาสนา วัฒนธรรม และนิเทศน์วิทยา และให้ขยายระยะเวลา ของโครงการจนถึงปี 2548

2.3 ความร่วมมือด้านประมง ให้สนับสนุน โครงการ Ecosystem Based Fishery Management in the Bay of Bengol ของกรมประมงไทย โดยให้เน้นบริหารจัดการ ทรัพยากรประมงในอ่าวเบงกอลอย่างยั่งยืน

2.4 ความร่วมมือด้านพลังงาน ให้มีการพัฒนาศักยภาพความร่วมมือด้านพลังงาน Hydrocarbon และ Hydropower ในภูมิภาคขึ้น พร้อมทั้งให้เชื่อมโยงการดำเนินการในการศึกษาเกี่ยวกับท่าเรือน้ำลึกที่เมืองทวายของพม่า เข้ากับโครงการ Trans – BIMST – EC Natural Gas Pipeline

2.5 การส่งเสริมการติดต่อระหว่างประชาชน (People to People Contact) ให้เป็นส่วนสำคัญของกิจกรรมที่จะช่วยกระชับความสัมพันธ์ระดับประชาชน เช่น การแลกเปลี่ยนวัฒนธรรม และการจัดแข่งขันฟุตบอลเยาวชน BIMST – EC ที่ไทยจัดขึ้นเป็นครั้งแรก และให้มีการจัดการแข่งขันกีฬาดังกล่าวเป็นประเพณีต่อเนื่องต่อไป

3.การดำเนินการในอนาคต ได้ตกลงให้มีการดำเนินงานด้านต่างๆ ดังนี้

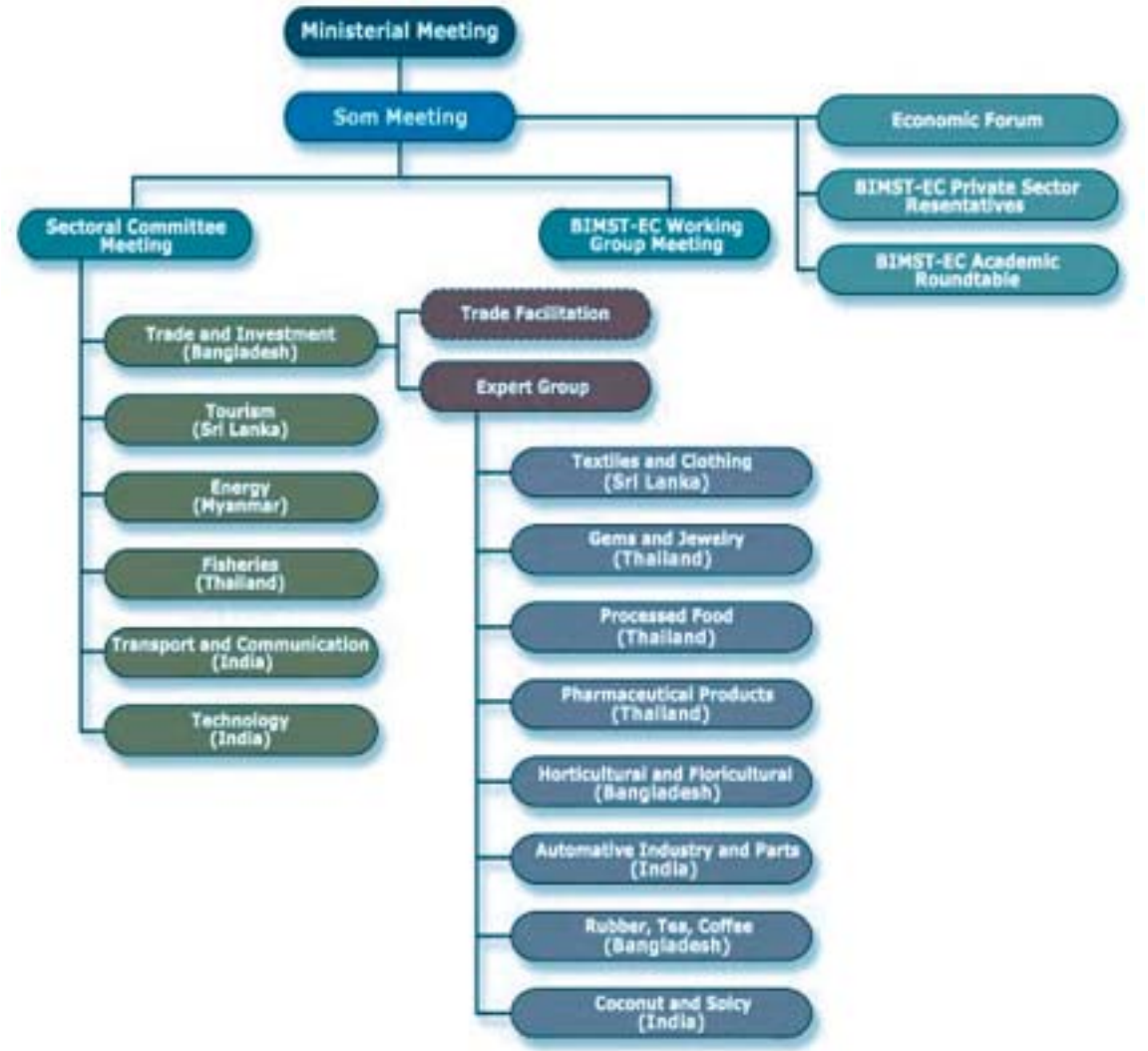
3.1 การจัดตั้ง Technical Support Facility (TSF) โดยเห็นชอบให้มีการทดลองจัดตั้ง สำนักเลขาธิการขนาดกะทัดรัดขึ้น เพื่อทำหน้าที่ฝ่ายเลขานุการการประชุม และประสานงานระหว่างประเทศ สมาชิกสภาหอการค้า BIMST – EC และโครงการความร่วมมือสาขาต่างๆ ตลอดจนการเผยแพร่และประชาสัมพันธ์ ความร่วมมือ ของ BIMST – EC เพื่อเป็น โครงการนำร่องโดยไทยได้เสนอที่จะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในช่วงทดลอง 2 ปีแรก ทั้งนี้ ประเทศสมาชิกอื่นสามารถให้การสนับสนุนเพิ่มเติมได้ตามความสมัครใจ

3.2 หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ กำหนดให้ในการดำเนินโครงการต่างๆ ร่วมกันต้องได้รับความเห็นชอบจาก ประเทศสมาชิกอย่างน้อย 3 ประเทศ ส่วนในการประชุมระดับผู้เชี่ยวชาญสาขาต่างๆ ต้องได้รับความเห็นชอบจากประเทศสมาชิกอย่างน้อย 4 ประเทศ แต่อย่างไรก็ตาม ในการตัดสินใจประเด็นนโยบาย จะต้องได้รับความเห็นชอบแบบฉันทามติจากประเทศสมาชิกทุกประเทศ

3.3 การอำนวยความสะดวกต่อ นักธุรกิจ BIMST-EC ได้เห็นชอบในหลักการที่จะให้มีการส่งเสริมการตรวจลงตราแบบ long - term multiple entry และการนำ BIMST-EC Business Travel Card มาใช้เพื่ออำนวยความสะดวกในการเดินทางของนักธุรกิจ BIMST - EC ตามหลักการเดียวกับ APEC Business Travel Card

4.การเตรียมการจัดประชุมผู้นำ BIMST - EC ได้ตกลงกำหนดให้มีการจัดประชุม ระดับผู้นำ BIMST - EC (BIMST - EC Summit) ครั้งแรกขึ้นในระหว่างวันที่ 30 - 31 กรกฎาคม 2547 ที่กรุงเทพฯ โดยจะมีการลงนามร่วมกัน ในปฏิญญาผู้นำ BIMST - EC ในประชุมครั้งนี้ พร้อมทั้ง การนำเสนอให้พิจารณาชื่อที่จะใช้แทน BIMST - EC เนื่องจากมีสมาชิกใหม่เพิ่มขึ้น 2 ประเทศ

ความร่วมมือภายใต้กรอบภูมิภาคนี้ ได้พัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่องแม้จะไม่รวดเร็วมากเท่าความร่วมมือ ภายใต้กรอบความร่วมมืออาเซียน หรือเอเปค แต่กระนั้นทุกประเทศสมาชิกยินดีร่วมกันที่จะดำเนินการต่างๆ เพื่อให้ความร่วมมือของภูมิภาค BIMST-EC เป็นรูปธรรมยิ่งขึ้น ซึ่งได้ก่อให้เกิดประโยชน์ต่อ ประเทศไทยอย่างมากในการขยายแหล่งผลิต ตลาดการค้า และการลงทุนในภูมิภาคนี้ ให้มาก และง่ายยิ่งขึ้น



การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

การประชุมคณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ครั้งที่ 1/2547 (ครั้งที่ 107) เมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2547 ได้พิจารณาค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า Ft) และมีมติเห็นชอบค่า Ft สำหรับเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกุมภาพันธ์-พฤษภาคม 2547 ที่ระดับ 38.28 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นจากงวดก่อนหน้าจำนวน 12.16 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าจากเดิมอยู่ที่ระดับ 2.51 บาทต่อหน่วย เป็น 2.63 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 4.84% หลังจากการตรึงค่า Ft เท่ากับ 26.12 สตางค์ต่อหน่วย ในช่วงเดือนมิถุนายน 2546 – มกราคม 2547 ที่ผ่านมา โดยบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สามารถบริหารราคาก๊าซธรรมชาติและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับภาระการตรึงค่า Ft ไว้จำนวน 1,847 และ 4,794.12 ล้านบาท ตามลำดับ

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อการปรับเพิ่มค่า Ft ครั้งนี้เป็นผลมาจาก

1. ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ราคาน้ำมันดีเซลอยู่ที่ระดับ 9.33 บาทต่อลิตร เพิ่มขึ้นจากช่วงก่อนหน้านี้ 0.79 บาทต่อลิตร ส่วนก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตาอยู่ในระดับประมาณ 151 บาทต่อล้านบีทียู และ 7.32 บาทต่อลิตร ลดลงจากช่วงก่อนหน้า 3.57 บาทต่อล้านบีทียู และ 0.25 บาทต่อลิตร ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากในเดือนสิงหาคม 2546 – มีนาคม 2547 แหล่งก๊าซฯ เยตากุนในสหภาพพม่าหยุดการผลิตเพื่อขยายกำลังการผลิตให้สามารถส่งปริมาณก๊าซฯ เฉลี่ยต่อวันตามสัญญาเพิ่มขึ้นจากระดับ 260 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ดังนั้น กฟผ. จึงต้องใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นแทนก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ การคำนวณค่า Ft ครั้งนี้ ไม่มีส่วนลดจากการบริหารราคาก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า เพิ่มขึ้นจากช่วงก่อนหน้า 5.30 สตางค์ต่อหน่วย

2. ค่าเงินบาทได้แข็งค่าขึ้นจากระดับ 41.71 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2546 มาอยู่ในระดับ 39.62 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ในช่วงเดือนตุลาคม 2546 – มกราคม 2547 ทำให้ผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนต่อภาระหนี้ของการไฟฟ้าลดลงจากช่วงก่อนหน้าจำนวน 1.05 สตางค์ต่อหน่วย

3. อัตราเงินเฟ้อได้ปรับตัวลดลงจากร้อยละ 1.87 ในการประมาณการค่า Ft ในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2546 มาอยู่ในระดับร้อยละ 1.67 ในช่วงเดือนตุลาคม 2546 – มกราคม 2547 จึงส่งผลให้ค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (Non-Fuel Cost) ลดลงจากเดิม 1.81 สตางค์ต่อหน่วย

นอกจากนี้ กฟผ. ไม่ได้รับภาระจากการตรึงค่าเอฟทีเช่นเดียวกับการคำนวณในช่วงเดือนตุลาคม 2546 – มกราคม 2547 ที่ผ่านมา ซึ่งได้รับภาระจำนวน 3,022 ล้านบาท คิดเป็นค่า Ft ประมาณ 8.35 สตางค์ต่อหน่วย

ปัจจัยที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft

ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า	+5.30	สตางค์ต่อหน่วย
ผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนต่อภาระหนี้ของการไฟฟ้า	-1.05	สตางค์ต่อหน่วย
ค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า	-1.81	สตางค์ต่อหน่วย
กฟผ. ไม่ได้รับภาระการตรึงค่าเอฟที	+8.35	สตางค์ต่อหน่วย
อื่นๆ	+1.37	สตางค์ต่อหน่วย
รวม	+12.16	สตางค์ต่อหน่วย

โดยค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือนกุมภาพันธ์ – พฤษภาคม 2547 เท่ากับ 38.28 สตางค์ต่อหน่วย สามารถจำแนกค่าไฟฟ้าตามประเภทกิจการไฟฟ้า ได้ดังนี้

ค่า F_t ตามประเภทกิจการไฟฟ้า

กิจการผลิต	45.89 สตางค์ต่อหน่วย
กิจการระบบส่ง	-2.57 สตางค์ต่อหน่วย
กิจการระบบจำหน่าย	-5.04 สตางค์ต่อหน่วย
รวม	38.28 สตางค์ต่อหน่วย

การปรับเพิ่มค่าเอฟทีในครั้งนี้ ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยขนาดเล็กจำนวน 8.98 ล้านราย หรือคิดเป็นร้อยละ 67 ของผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยทั่วประเทศ (13.37 ล้านราย) และมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 65 หน่วยต่อเดือน จะจ่ายค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 7.90 บาทต่อเดือน

ค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า จำแนกตามปัจจัย

	F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือน (สตางค์/หน่วย)			
	ก.พ.-พ.ค.46	มิ.ย.-ก.ย.46	ต.ค.46-ม.ค.47	ก.พ.-พ.ค.47
ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า	37.25	45.07	48.68	50.31
ผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนต่อภาระหนี้ของการไฟฟ้า	0.66	0.32	1.24	0.19
ค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า	-5.32	-4.58	-4.03	-5.84
การปรับลดแผนการลงทุนของการไฟฟ้า	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00
อื่นๆ	0.53	-1.19	-0.75	0.62
ค่า F_t ที่คำนวณได้ตามสูตร	**26.12**	**32.62**	**38.14**	**38.28**
บ. ปตท. จก.(มหาชน) บริหารราคาก๊าซธรรมชาติ		-1.46	-3.67	
กฟผ. รับภาระจากการตรึงค่า F_t		-5.04	-8.35	
รวม	**26.12**	**26.12**	**26.12**	**38.28**

การรับภาระการตรึงค่า F_t (ล้านบาท)

	F_t สำหรับการเรียกเก็บในเดือน		
	มิ.ย.-ก.ย.46	ต.ค.46-ม.ค.47	รวม
ปตท. รับภาระโดยการบริหารราคาก๊าซธรรมชาติ	519.00	1,328.00	1,847.00
กฟผ. รับภาระ	1,772.22	3,021.90	4,794.12
ภาระจากการตรึงค่า F_t	**2,291.22**	**4,349.90**	**6,641.12**

มาตรการการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2547

ช่วงไตรมาสที่ 4 ของปี 2546 ราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะช่วงกลางเดือนธันวาคม ทั้งนี้เนื่องจากการผลิตน้ำมันเบนซินของโลกไม่เพียงพอต่อความต้องการของตลาด โดยโรงกลั่นน้ำมันต่างๆ หันไปผลิตแนฟทามากขึ้น (น้ำมันเบนซินกึ่งสำเร็จรูป) เพื่อเป็นวัตถุดิบให้แก่อุตสาหกรรมปิโตรเคมีที่มีการขยายตัวสูง ประกอบกับโรงกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปหลายแห่งปิดซ่อมบำรุง และประเทศจีนได้ลดการส่งออกน้ำมันเพื่อสะสมไว้ใช้ในช่วงตรุษจีน ทำให้ราคาน้ำมันสำเร็จรูปของไทยปรับตัวสูงขึ้น ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ และสร้างความเดือดร้อนให้กับประชาชน จากระดับราคาสินค้า ค่าบริการ และค่าขนส่งที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมัน

นายกรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2547 จึงได้มีนโยบายเพื่อบรรเทาผลกระทบต่อภาวะเศรษฐกิจและช่วยเหลือประชาชนในช่วงราคาน้ำมันแพง โดยให้ตรึงราคาขายปลีกรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ณ กรุงเทพมหานครของน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 , 91 และดีเซลหมุนเร็วไว้ที่ระดับ 16.99, 16.19 และ 14.59 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยเริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม 2547 เป็นต้นไป และคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเมื่อวันที่ 14 มกราฆม 2547 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาราคาน้ำมันแพง โดยให้จ่ายเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง โดยมีผลบังคับใช้ย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม 2547 เป็นต้นไป

www.opec.com

ผลการดำเนินงานตามนโยบายตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิงปี 2547 สามารถสรุปได้ดังนี้

(1) ในช่วงแรก (วันที่10 มกราคม – 5 กุมภาพันธ์ 2547) ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงสุดเมื่อวันที่ 11 มกราคม 2547 ทำให้ราคาขายปลีกของน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็วที่ควรจะเป็นอยู่ในระดับ 19.88, 19.21 และ 15.62 บาท/ลิตร ตามลำดับ สูงกว่าราคาขายปลีกที่รัฐตรึงไว้ 2.89, 3.02 และ 1.03 บาท/ลิตร ตามลำดับ จำนวนเงินชดเชยรวม 104.7 ล้านบาท/วัน โดยแยกเป็นเงินชดเชยน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ,91 และดีเซลหมุนเร็วประมาณ 22.9, 35.5 และ 46.3 ล้านบาท/วัน ตามลำดับ

(2) ช่วงราคาอยู่ในระดับต่ำ (วันที่ 6 – 12 กุมภาพันธ์ 2547) ราคาน้ำมันตลาดโลกได้อ่อนตัวลงในช่วงระยะสั้น ๆ โดยราคาน้ำมันเบนซิน 95 (ณ วันที่ 6 กุมภาพันธ์) ลดลงต่ำกว่าระดับราคาขายปลีกที่รัฐตรึงไว้ประมาณ 0.11 บาท/ลิตร ราคาขายปลีกของน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 ที่ควรจะเป็นลดลงมาอยู่ในระดับ 16.88 และ 16.19 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนราคาขายปลีกของดีเซลหมุนเร็วที่ควรจะเป็นอยู่ในระดับ 14.90 บาท/ลิตร โดยในส่วนของน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 เริ่มมีเงินไหลเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ประมาณ 0.90 และ 0.03 ล้านบาท/วัน ตามลำดับ สำหรับดีเซลหมุนเร็วยังคงจ่าย

ชดเชยประมาณ 14.04 ล้านบาท/วัน กองทุนน้ำมันฯ จ่ายชดเชยสุทธิ 13.10 ล้านบาท/วัน

(3) ช่วงวันที่ 13 กุมภาพันธ์ – ปัจจุบัน ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ราคาขายปลีกของน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ที่ควรจะเป็นปรับตัวสูงขึ้น โดยราคาขายปลีก ณ วันที่ 17 มีนาคม 2547 อยู่ในระดับ 18.66, 17.98 และ 15.08 บาท/ลิตร ตามลำดับ สูงกว่าราคาขายปลีกที่รัฐตรึงไว้ประมาณ 1.67, 1.79 และ 0.49 บาท/ลิตร ตามลำดับ จำนวนเงินชดเชยรวม 56.16 ล้านบาท/วัน โดยแยกเป็น เงินชดเชยน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ,91 และดีเซลหมุนเร็ว ประมาณ 13.25, 20.97 และ 21.94 ล้านบาท/วัน ตามลำดับ

www.opec.com

ตั้งแต่รัฐบาลตรึงราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อวันที่ 10 มกราคม 2547 จนถึง 17 มีนาคม 2547 รวม 68 วัน กองทุนน้ำมันฯ ได้จากเงินชดเชยสะสมไปแล้วทั้งสิ้นจำนวน 3,859 ล้านบาท แยกเป็นเงินชดเชยน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็วประมาณ 680 1,103 และ 2,076 ล้านบาท ตามลำดับ

Unit : Baht/Litre

	PTT	SHELL	ESSO	CALTEX	TPI	Q8	SUSCO	PURE	BCP
แก๊สโซฮอล์ออกเทน95 (GASOHOL)	16.49	-	-	-	-	-	-	-	16.49
เบนซินออกเทน95 (ULG 95 RON)	16.99	16.99	16.99	16.99	16.99	16.99	16.99	16.99	16.99
เบนซินออกเทน91 (UGR 91 RON)	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19
ดีเซลหมุนเร็ว(HSD)	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59
ดีเซล - ปาล์ม(บริสุทธิ์) (BIO-DIESEL)	14.09	-	-	-	-	-	-	-	-
ก๊าซธรรมชาติNGV (Baht/Kg)	7.64	-	-	-	-	-	-	-	-
ก๊าซสำหรับยานพาหนะ(LPG-AUTO)	8.86	-	-	8.73	-	-	-	-	-
มีผลตั้งแต่ (EFFECTIVE DATE)	10 Jan	10 Jan	10 Jan	10 Jan	10 Jan	10 Jan	10 Jan	10 Jan	10 Jan

www.eppo.go.th

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1. ความเป็นมา

พลังงาน ถือเป็นปัจจัยขั้นพื้นฐานในการดำรงชีวิตของประชาชน และเป็นปัจจัยด้านการผลิตที่สำคัญของระบบเศรษฐกิจของประเทศทั้งภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการบริการ รัฐบาลจึงจำเป็นต้องมีการจัดหาพลังงานให้มีปริมาณที่เพียงพอต่อความต้องการ ในระดับมีราคาที่เหมาะสม มีการกระจายการใช้แหล่งพลังงานหลายชนิด รวมทั้งควบคุมและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม ในขณะที่ข้อเท็จจริงอีกประการหนึ่งที่ควรตระหนักก็คือไทยมิได้มีแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์มากเพียงพอต่อความต้องการและต้องพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศเป็นส่วนใหญ่

ในปี 2535 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เห็นว่า การใช้พลังงานนอกรูปแบบ เช่น การนำกากวัสดุเหลือใช้จากภาคการเกษตรมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า นอกจากจะเป็นการใช้พลังงานนอกรูปแบบที่เป็นผลพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้นแล้ว ยังเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐ ในระบบการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ในลำดับต่อมาการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงได้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) อย่างเป็นทางการ ตามประกาศลงวันที่ 3 กันยายน 2539 เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยใช้พลังงานนอกระบบ ได้แก่ เชื้อเพลิงกากเศษวัสดุเหลือใช้ ขยะมูลฝอยหรือไม้

จากการดำเนินงานของ กฟผ. ข้างต้นปรากฏว่ามี SPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ไม่มากนัก (ข้อมูล ณ 31 มกราคม 2545 มี SPP ซึ่งผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งพลังงานหมุนเวียนผสมกับพลังงานเชิงพาณิชย์ เพียง 26 ราย คิดเป็นพลังไฟฟ้าจำนวน 215-260 MW เท่านั้น) ทั้งนี้ก็เพราะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนสูง ไม่เป็นที่จูงใจสำหรับนักลงทุนโดยทั่วไป แม้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นจะมีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพราะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย และสามารถควบคุมผลกระทบเหล่านั้นได้ก็ตาม

ดังนั้น เพื่อจูงใจให้ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเข้ามาร่วมผลิตและขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ให้มากขึ้น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงานจึงเสนอให้มี "โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน" ขึ้น ภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 2 (ในช่วงปีงบประมาณ 2543-2547) โดยจะใช้เงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สนับสนุนราคาที่รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน เป็นเวลา 5 ปี รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 3,060 ล้านบาท โดยกองทุนฯ จะจ่ายเงินสนับสนุนให้กับผู้ที่เสนอราคาต่ำสุด และไม่เกิน 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ ต่อชั่วโมง ซึ่งเป็นราคาที่คณะกรรมการกองทุนฯกำหนดขึ้น จากความแตกต่างของค่าผลกระทบที่มีต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมระหว่างการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานฟอสซิลกับพลังงานหมุนเวียน

2. ขั้นตอนการดำเนินการ

2.1ขั้นตอนที่ 1 : การเปิดรับข้อเสนอโครงการและการประเมินผลเบื้องต้น

2.1.1 การเปิดรับข้อเสนอโครงการ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ประกาศเชิญชวนผู้ประกอบการที่สนใจลงทุนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนและต้องการขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้เสนอโครงการ ซึ่งประกอบด้วย ข้อเสนอด้านเทคนิค ข้อเสนอด้านการเงินและอัตราที่จะขอรับการสนับสนุน ภายในวันที่ 15 ตุลาคม 2544 ปรากฏว่ามีผู้สนใจยื่นข้อเสนอโครงการทั้งสิ้น 43 ราย คิดเป็นไฟฟ้าที่เสนอขายทั้งสิ้น 775 เมกะวัตต์ และคิดเป็นเงินที่ขอรับการสนับสนุนทั้งสิ้น 6,400 ล้านบาท

คณะกรรมการกองทุนฯ ได้จัดตั้ง "คณะทำงาน" และจัดจ้างบริษัทที่ปรึกษา เพื่อพิจารณาความเหมาะสมตามข้อเสนอด้านเทคนิคและข้อเสนอด้านการเงิน โดยด้านเทคนิคให้คะแนนเต็ม 20 คะแนน โดยแยกพิจารณาในประเด็นต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย ความพร้อมของแหล่งเชื้อเพลิง ระบบการผลิตไฟฟ้า และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ประสบการณ์ของผู้ดำเนินโครงการ ความพร้อมด้านใบอนุญาต และแผนการมีส่วนร่วมของชุมชน

สำหรับการพิจารณาข้อเสนอด้านการเงินนั้น ให้คะแนนเต็ม 15 คะแนน โดยพิจารณาความเหมาะสมใน 3 ประเด็นด้วยกันคือ ความพร้อมด้านการเงิน ความเสี่ยงด้านการเงิน และการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน แล้วนำมาพิจารณาประกอบกันโดยโครงการที่จะได้รับการสนับสนุนต้องมีคะแนนด้านเทคนิค "มากกว่าหรือเท่ากับ 10" คะแนน ด้านการเงิน "มากกว่าหรือเท่ากับ 7" โดยไม่มีประเด็นใดได้คะแนน 0 หรือ 1 นอกจากนั้นยังจะคำนวณค่าเฉลี่ยของอัตราการขอรับการสนับสนุนของผู้เสนอแต่ละราย เพื่อจัดทำลำดับของโครงการที่ผ่านความเหมาะสมเบื้องต้น จากอัตราของการสนับสนุนจากต่ำไปหาสูง

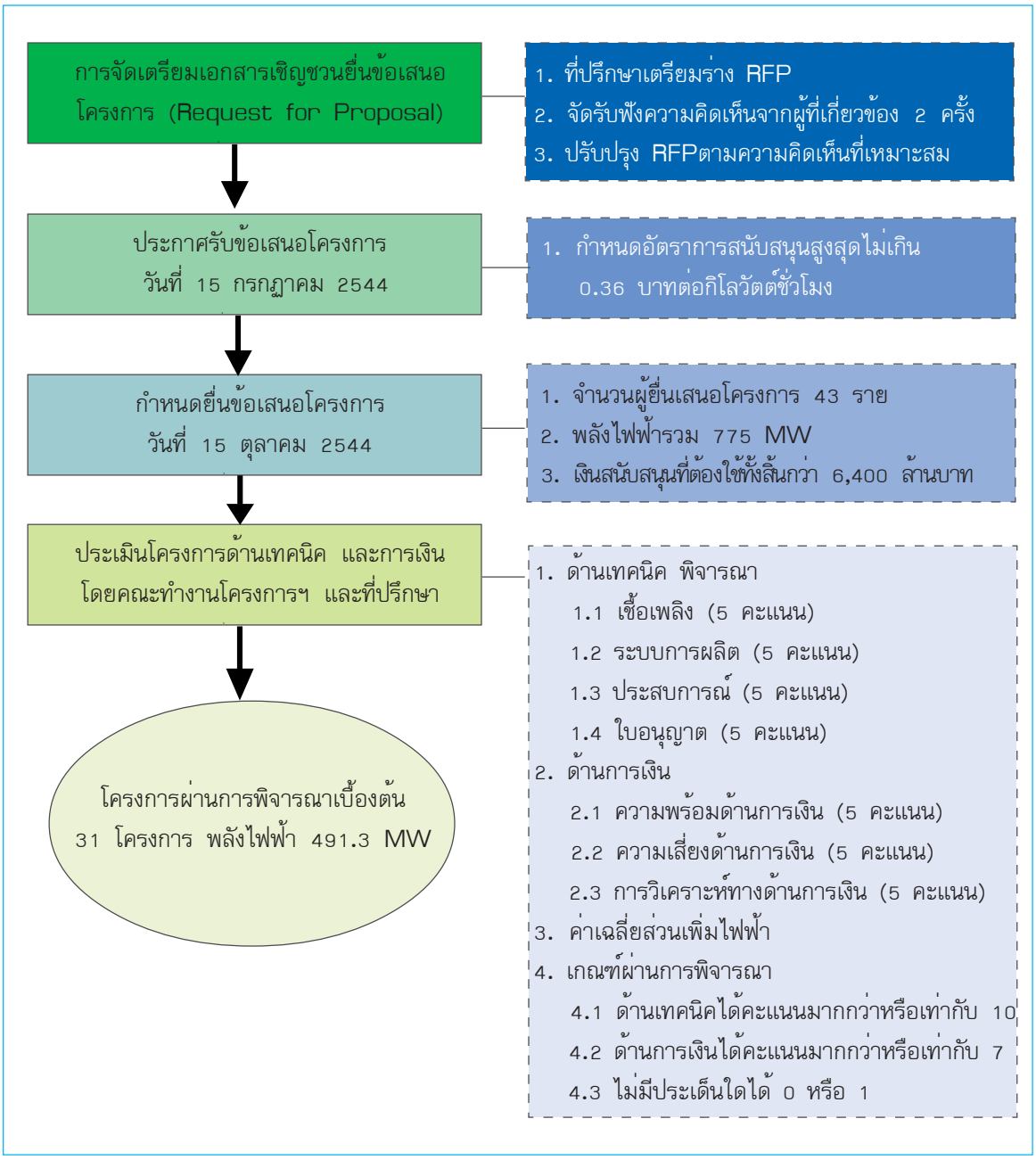
2.1.2 การประเมินผลเบื้องต้น

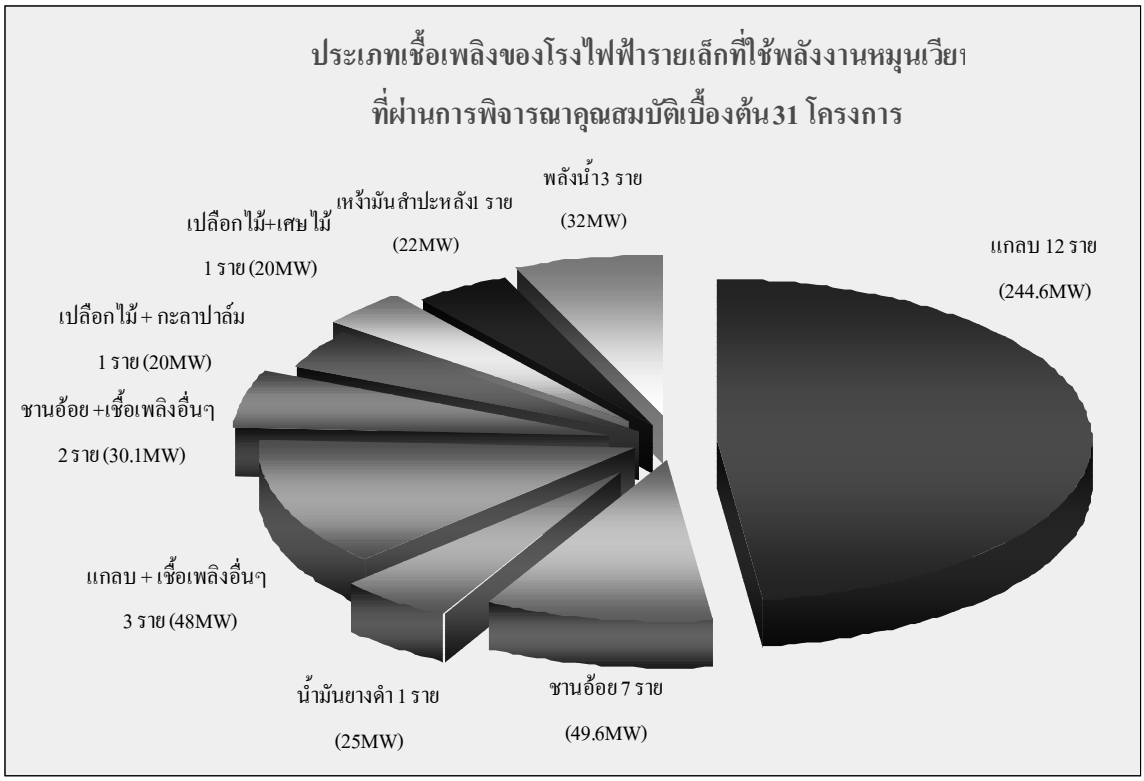
ผลการพิจารณาเสนอทางเทคนิคและข้อเสนอของการเงินของผู้ประกอบการ และยื่นข้อเสนอตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ปรากฏว่ามีผู้ประกอบการที่ผ่านการพิจารณาในเบื้องต้น 34 โครงการ แต่เมื่อมีการคำนวณอัตราการขอรับการสนับสนุนแล้ว กองทุนฯ สามารถให้การสนับสนุนผู้ที่ผ่านการพิจารณาข้างต้นได้เพียง 31 โครงการ คิดเป็นพลังไฟฟ้ารวม 491.3 เมกะวัตต์ และคิดเป็นเงินสนับสนุนรวมทั้งสิ้น 2,991 ล้านบาท

ทั้งนี้ ผู้ที่ผ่านการพิจารณาดังกล่าว ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนต่างกัน ประกอบด้วย แกลบ ชานอ้อย น้ำมันยางดำ เปลือกไม้ กะลาปาล์ม เหง้ามันสำปะหลัง และพลังน้ำ และเป็นโครงการที่กระจายอยู่ตามท้องถิ่น 19 จังหวัด ประกอบด้วย พิจิตร เพชรบูรณ์ นครสวรรค์ ชัยนาท ราชบุรี สิงห์บุรี สุพรรณบุรี นครปฐม พระนครศรีอยุธยา ปทุมธานี ฉะเชิงเทรา สระแก้ว ปราจีนบุรี นครนายก สระบุรี นครราชสีมา กาฬสินธุ์ ตรัง และ ยะลา

ขั้นตอนของการดำเนินโครงการฯ

ขั้นตอนที่ 1 : การยื่นข้อเสนอโครงการและประเมินผลเบื้องต้น





โครงการโรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ที่ผ่านการพิจารณาคุณสมบัติเบื้องต้น 31 โครงการ

ลำดับที่	เจ้าของโครงการ	สถานที่ตั้ง	MW	เชื้อเพลิง
1	บริษัท น้ำตาลมิตรกาฬสินธุ์ จำกัด	ต.สมสะอาด อ.กุฉินารายณ์ จ.กาฬสินธุ์	5.1	ชานอ้อย / เศษไม้
2	บริษัท ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	ต.บางสมัคร อ.บางปะกง จ.ฉะเชิงเทรา	1.6	แกลบ
3	บริษัท ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	อ.บางปะกง จ. ฉะเชิงเทรา	2.0	แกลบ/เศษไม้
4	บริษัท ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	ต.เขาหินซ้อน อ.พนมสารคาม จ.ฉะเชิงเทรา	16.0	แกลบ/เศษไม้
5	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	เขื่อนเจ้าพระยา จ.ชัยนาท	14.0	พลังน้ำ
6	บริษัท ไบโอ-แมส เพาเวอร์ จำกัด	ต.มะขามเฒ่า อ.วัดสิงห์ จ.ชัยนาท	16.0	แกลบ
7	บริษัท กัลฟ์อิเล็คตริก จำกัด	ต.ลำภูรา อ.ห้วยยอด จ.ตรัง	20.0	เปลือกไม้/กะลาปาล์ม
8	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	เขื่อนคลองท่าด่าน ต.หินตั้ง อ.เมือง จ.นครนายก	10.0	พลังน้ำ
9	บริษัท เอ.ที.ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	ต.ห้วยม่วง อ.กำแพงแสน จ.นครปฐม	20.0	แกลบ
10	บริษัท วี.โอ.กรีน เพาเวอร์ (นครปฐม) จำกัด	ต.บางหลวง อ.บางเลน จ.นครปฐม	8.5	แกลบ
11	บริษัท น้ำตาลราชสีมา จำกัด	ต.แก้งสนามนาง อ.แก้งสนามนาง จ.นครราชสีมา	18.0	ชานอ้อย

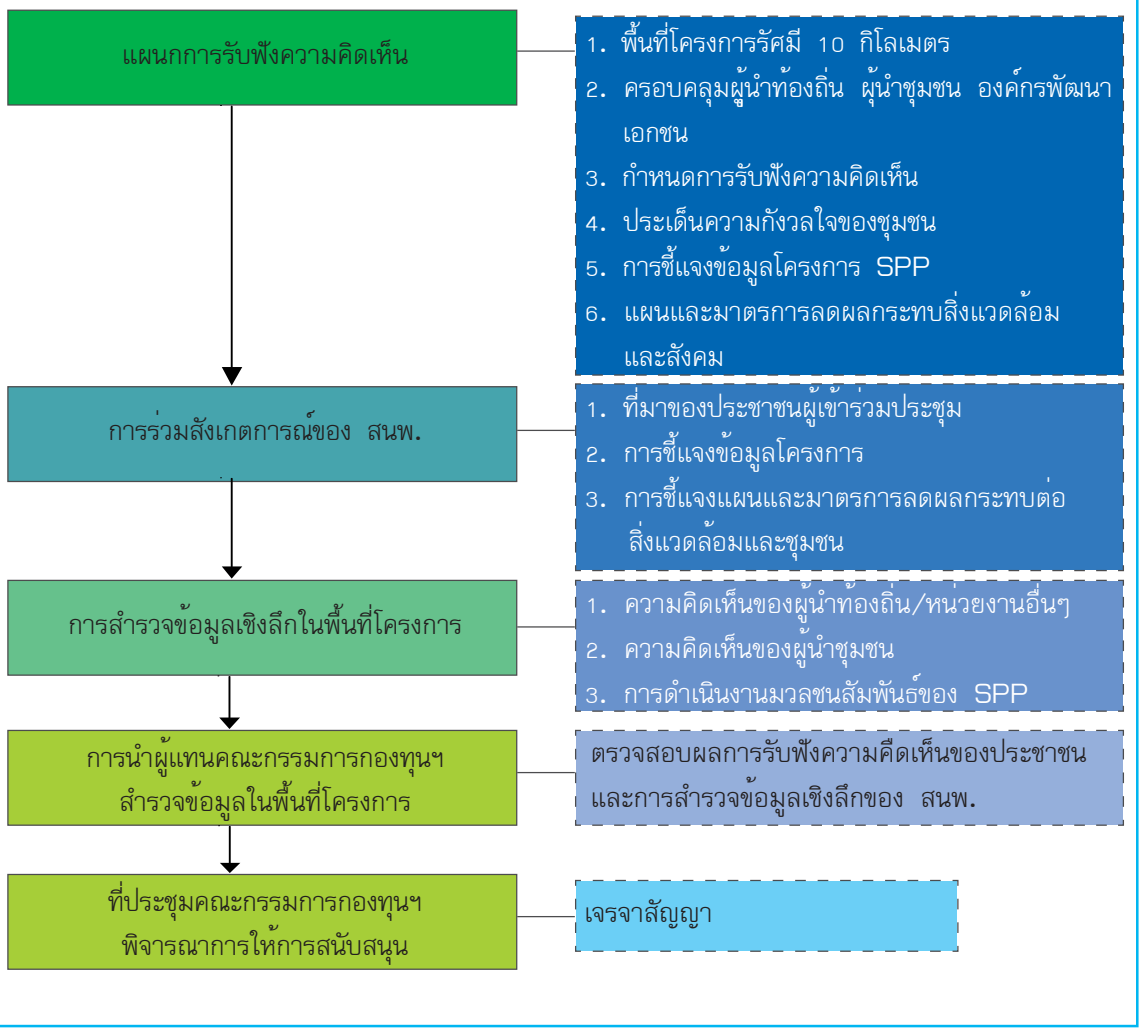
ลำดับที่	เจ้าของโครงการ	สถานที่ตั้ง	MW	เชื้อเพลิง
12	บริษัท อุตสาหกรรมโคราช จำกัด	ต.หนองระเวียง อ.พิมาย จ.นครราชสีมา	8.0	ชานอ้อย
13	บริษัท เอ็น.วาย.ชูการ์ จำกัด	ต.จระเข้หิน อ.ครบุรี จ.นครราชสีมา	3.0	ชานอ้อย
14	บริษัท ที พี เค สตาร์ช จำกัด	ต.หนองหัวแรด อ.หนองบุนนาก จ.นครราชสีมา	22.0	เหง้ามันสำปะหลัง
15	บริษัท เอ.ที.ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	ต.น้ำทรง อ.พระยุหคีรี จ.นครสวรรค์	20.0	แกลบ
16	บริษัท พีอาร์จี พืชผล จำกัด	ต.บางกระดี อ.เมือง จ.ปทุมธานี	5.0	แกลบ
17	บริษัท แอ็ดวานซ์ อะโกร จำกัด	เขตนิคมอุตสาหกรรม 304 จ.ปราจีนบุรี	30.0	แกลบ/เศษไม้
18	บริษัท เอ.เอ.พัลพ์ มิลล์2 จำกัด	ต.ท่าตูม อ.ศรีมหาโพธิ จ.ปราจีนบุรี	25.0	น้ำมันยางดำ
19	บริษัท เซ็นทรัลเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	ต.โคกช้าง อ.ผักไห่ จ.พระนครศรีอยุธยา	55.0	แกลบ
20	บริษัท เซ็นทรัลเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	ต.คลองสะแก อ.นครหลวง จ.พระนครศรีอยุธยา	55.0	แกลบ
21	บริษัท เอ.ที. ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	ต.หอไกร อ.บางมูลนาก จ.พิจิตร	20.0	แกลบ
22	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	ต.ศรีเทพ อ.ศรีเทพ จ.เพชรบูรณ์	4.0	ชานอ้อย
23	บริษัท กัลฟ์อิเล็คตริก จำกัด	ต.ลำใหม่ อ.เมือง จ.ยะลา	20.0	เปลือกไม้/เศษไม้
24	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์ ต.หนองบัว อ.พัฒนานิคม จ.ลพบุรี	8.0	พลังน้ำ
25	บริษัท ไฟฟ้า ชนบท จำกัด	ต.เขาสมอคอน อ.ท่าวุ้ง จ.ลพบุรี	15.0	แกลบ
26	บริษัท น้ำตาลตะวันออก จำกัด	ต.ห้วยโจด อ.วัฒนานคร จ.สระแก้ว	5.6	ชานอ้อย
27	บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	ต.คำพราน อ.วังม่วง จ.สระบุรี	4.0	ชานอ้อย
28	บริษัท เอ.ที. ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	ต.โพกรวม อ.เมือง จ.สิงห์บุรี	20.0	แกลบ
29	บริษัท อาร์.วี.กรีน เพาเวอร์ จำกัด	ต.พลับพลาไชย อ.อู่ทอง จ.สุพรรณบุรี	8.5	แกลบ
30	บริษัท น้ำตาลมิตรผล จำกัด	อ.ด่านช้าง จ.สุพรรณบุรี	25.0	ชานอ้อย/เศษไม้
31	บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จำกัด	ต.หนองโอ่ง อ.อู่ทอง จ.สุพรรณบุรี	7.0	ชานอ้อย
		รวม 31 โครงการ	**491.3**	

2.2 ขั้นตอนที่ 2 : การรับฟังความคิดเห็นของประชาชน

คณะกรรมการกองทุนฯ ได้กำหนดให้เจ้าของโครงการฯ ที่ผ่านการพิจารณาคุณสมบัติเบื้องต้น 31 โครงการไปจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นกับผู้มีส่วนได้เสียในพื้นที่โครงการฯ ซึ่งเป็นผู้อาศัยในรัศมี 3 กิโลเมตรเป็นพื้นที่หลัก และ 10 กิโลเมตร เป็นพื้นที่รอง ทั้งนี้ ก็เพื่อจะได้นำความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่โครงการมาประกอบการพิจารณาของคณะกรรมการกองทุนฯ อันเป็นการสะท้อนผลการประชาสัมพันธ์ การมีส่วนร่วมของชุมชนและการยอมรับของชุมชนต่อการสร้างการผลิตโรงไฟฟ้า โดยผู้เสนอโครงการแต่ละรายจะต้องจัดทำเป็นแผนเพื่อเสนอให้ สนพ. พิจารณา เพื่อ สนพ. จะได้นำผู้แทนคณะกรรมการกองทุนฯ ไปร่วมสังเกตการณ์การรับฟังความคิดเห็นของประชาชนดังกล่าว เพื่อเป็นการสำรวจข้อมูลผู้เข้าร่วมการประชุมว่าเป็นประชาชนผู้มีส่วนได้เสียในโครงการจริงหรือไม่ การชี้แจงข้อมูลโครงการเป็นที่ถูกต้องและครบถ้วนหรือไม่ และมีการตอบคำถามของชุมชนชัดเจนเป็นที่เข้าใจหรือไม่

นอกจากนั้น สนพ. ยังได้ดำเนินการสำรวจข้อมูลเชิงลึกในพื้นที่โครงการ เพื่อประเมินความคิดเห็นของประชาชน ผู้นำท้องถิ่น ผู้นำชุมชนที่มีต่อการดำเนินโครงการ ตลอดจนการดำเนินงานมวลชนสัมพันธ์ในพื้นที่ของผู้เสนอโครงการ เพื่อประมวลข้อมูลและสรุปเสนอต่อคณะกรรมการกองทุนฯ เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณารายงานผลการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่โครงการที่จัดทำและรายงานโดยผู้เสนอโครงการ

ขั้นตอนที่ 2 : การรับฟังความคิดเห็น



2.3 ขั้นตอนที่ 3 : การติดตาม ตรวจสอบ และการประเมินผลการดำเนินงานตามมาตรการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม

2.3.1 คณะกรรมการไตรภาคี

คณะกรรมการกองทุนฯ ได้ให้ สนพ. ประสานงานกับผู้ว่าราชการจังหวัดในพื้นที่โครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อจัดตั้ง "คณะกรรมการไตรภาคี" ซึ่งประกอบด้วย ผู้แทนจากหน่วยงานของรัฐในระดับท้องถิ่น ผู้แทนชุมชน และผู้แทนจากผู้ประกอบการโรงไฟฟ้า ในสัดส่วนที่เท่ากัน เพื่อทำหน้าที่เป็นองค์กรของชุมชนในการติดตามผลการดำเนินโครงการของโรงไฟฟ้า ไม่ให้มีผลกระทบต่อชุมชน ทั้งด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม ให้คำแนะนำแนวทางปฏิบัติ เพื่อป้องกันหรือลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม ในกรณีที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมอย่างรุนแรง ก็ประสานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อส่งให้โรงไฟฟ้าหยุดการผลิตไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ให้ตัวแทนของน่วยงานรัฐในท้องถิ่นร่วมเป็นกรรมการด้วยเป็นผู้ดำเนินการตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

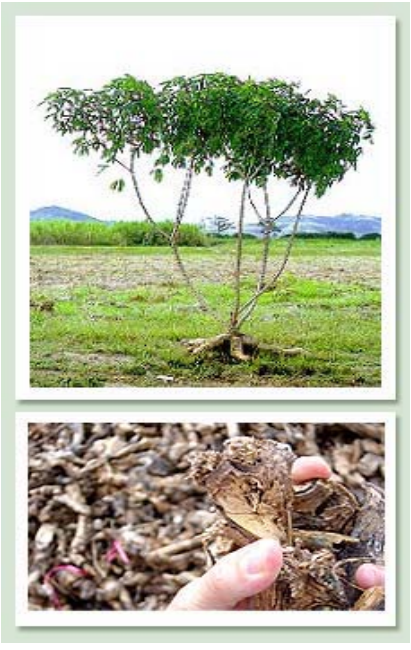
การดำเนินงานดังกล่าวก็เนื่องมาจากคณะกรรมการกองทุนฯ ได้ให้ความสำคัญต่อผลกระทบในด้านต่างๆ ที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานโครงการฯ ทั้งด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม และลดความขัดแย้งของประชาชนในพื้นที่โครงการฯ ที่จะเกิดขึ้น โดยได้ยึดถือว่าการร่วมกันติดตามและตรวจสอบ ในรูปแบบไตรภาคี และถือเป็นปัจจัยในการวัดผลความสำเร็จของโครงการอีกประเด็นหนึ่งด้วย

นอกจากนี้แล้ว ยังมีการจัดให้มีผู้ทำงานเพื่อสนับสนุนการทำหน้าที่ในคณะกรรมการไตรภาคี โดยให้มีการแต่งตั้ง "ผู้ทรงคุณวุฒิด้านการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมเป็นที่ปรึกษา และให้มี "อาสาสมัครผู้ตรวจผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสังคม" ซึ่งเป็นคนในท้องถิ่น เพื่อที่รายงานเหตุการณ์ที่พบเห็นต่อที่ประชุมฃณะกรรมการไตรภาคีเป็นกรณีๆ ไป

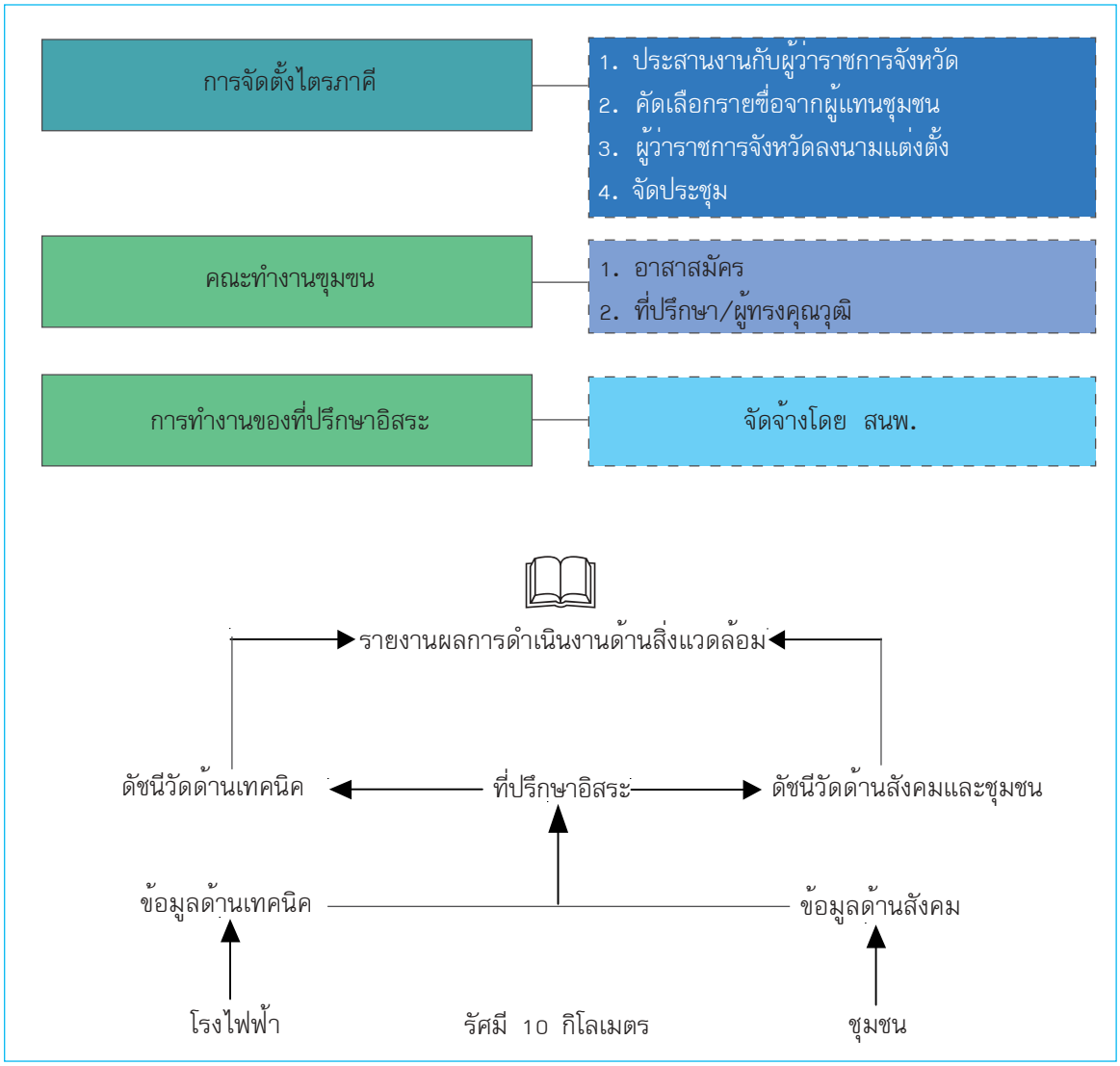
2.3.2 การรายงานผลการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม

การจัดทำรายงานผลการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมจะเป็นหน้าที่ของที่ปรึกษาอิสระที่จัดจ้างโดย สนพ. โดยมีหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลด้านสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ เช่น ความเข้มข้นของมลภาวะที่เกิดจากการผลิต คุณภาพอากาศในรัศมี 10 กิโลเมตรจากที่ตั้งโรงไฟฟ้า คุณภาพน้ำทิ้ง คุณภาพน้ำใต้ดิน อุปกรณ์ของกระบวนการผลิต แผนผังการผลิตและกระบวนการผลิตไฟฟ้า การวิเคราะห์ประสิทธิภาพด้านพลังงาน การวิเคราะห์ปริมาณความพร้อมของเชื้อเพลิงกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต มาตรการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

นอกจากนี้ที่ปรึกษาอิสระยังต้องเก็บข้อมูลด้านสังคม เช่น จำนวนคนไข้อันเนื่องมาจากผลกระทบและอัตราการจ้างงานในชุมชน เป็นต้น แล้วรวบรวมและวิเคราะห์ เป็นดัชนีด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม เพื่อพิจารณาเสนอต่อคณะกรรมการไตรภาคีพิจารณาต่อไป



ขั้นตอนที่ 3 การจัดตั้งไตรภาคีและการรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสังคม



3. การประชาสัมพันธ์

สนพ. ได้จัดให้มีการประชาสัมพันธ์เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจในโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน โดยมุ่งเน้นสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชนผู้มีสิทธิได้เสีย ผู้นำท้องถิ่น ผู้นำชุมชน ตลอดจนผู้นำทางความคิด และสื่อมวลชน ในพื้นที่โครงการ 19 จังหวัด เป็นเป้าหมายหลัก รวมทั้งกลุ่มเป้าหมายในส่วนกลางที่เป็นหน่วยงานของรัฐ องค์กรพัฒนาเอกชน องค์กรอิสระในส่วนกลาง สื่อมวลชน และสาธารณชนโดยทั่วไป

เป็นการสร้างความรู้ความเข้าใจในนโยบายของรัฐที่มีการสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานหมุนเวียน ความเป็นมาของโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ข้อดีข้อเสียของการผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานหมุนเวียน ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน และมาตรการป้องกันตลอดจนการมีส่วนร่วมของชุมชน

การประชาสัมพันธ์ข้างต้น สนพ. ได้จัดตั้ง "ศูนย์ประชาสัมพันธ์โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน" เพื่อทำหน้าที่เป็นศูนย์กลางของการเผยแพร่ความรู้ความเข้าใจต่อสาธารณชนโดยในส่วนกลาง โดยเฉพาะอย่างยิ่งต่อสื่อมวลชน โดยการเผยแพร่ข่าวประชาสัมพันธ์ผ่านสื่อโทรทัศน์ วิทยุ

หนังสือพิมพ์ และจัดกิจกรรมประชาสัมพันธ์ต่างๆ ในขณะเดียวกันก็ได้ผลิตสื่อและจัดกิจกรรมประชาสัมพันธ์ที่เหมาะสมในพื้นที่ต่างจังหวัด อาทิ การจัดเวทีการเรียนรู้และการแสดงพื้นบ้าน พร้อมละครย่อย เพื่อสร้างสีสันและความน่าสนใจต่อการรณรงค์ ทั้งในรูปแบบของนิทรรศการ โปสเตอร์ การใช้สื่อ และกิจกรรมในท้องถิ่น หนังสือพิมพ์ท้องถิ่น และเสียงตามสาย

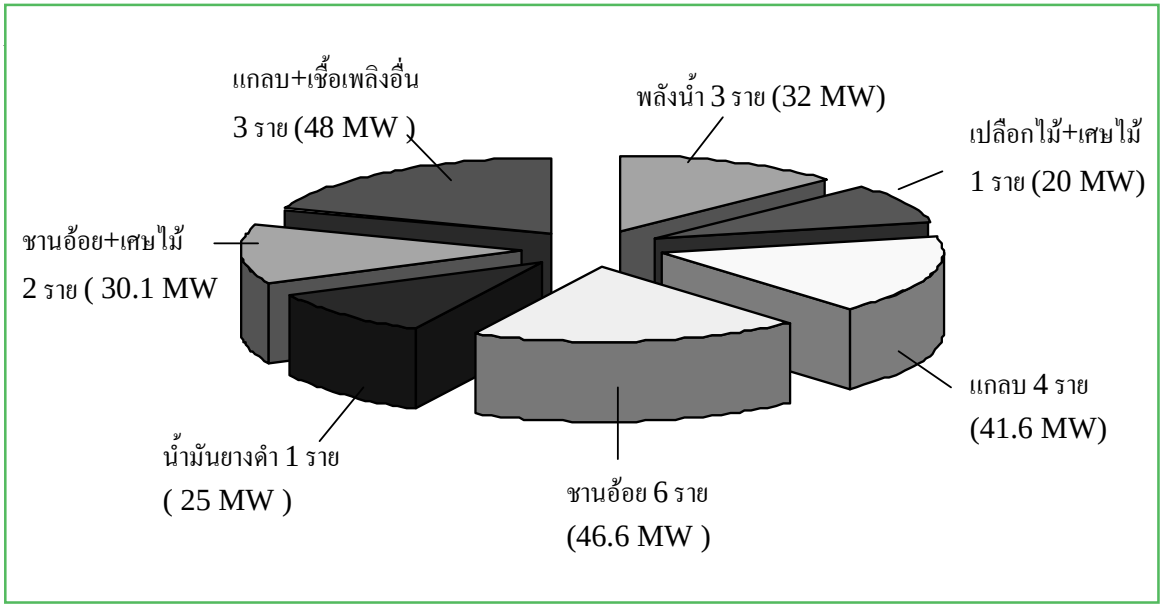
นอกจากนั้นยังได้จัดตั้ง "ศูนย์ประสานงานโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน" เพื่อเป็นศูนย์กลางของการประสานงาน และชี้แจงข้อมูลโครงการกับเจ้าของโครงการผู้ยื่นข้อเสนอ หน่วยงานของรัฐทั้งในส่วนกลางและท้องถิ่น ผู้นำท้องถิ่น ผู้นำชุมชน สื่อมวลชนในท้องถิ่น และองค์กรพัฒนาเอกชนทั้งในส่วนกลางและท้องถิ่น ในขณะเดียวกันเป็นผู้รวบรวมข้อมูลเชิงลึกเพื่อเสนอต่อ สนพ. เป็นระยะๆ และเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล ข่าวสารเพื่อนำไปประกอบการพิจารณาอนุมัติให้การสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าของคณะกรรมการกองทุนฯ

4. ความคืบหน้าของโครงการในปัจจุบัน

4.1 ผลการอนุมัติของคณะกรรมการกองทุนฯ

เมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2546 และเมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2546 และเมื่อวันที่ 29 กันยายน 2546 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติให้กองทุนฯ สนับสนุนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน จำนวน 20 โครงการ คิดเป็นกำลังไฟฟ้าที่จะขายเข้าสู่ระบบของ กฟผ. จำนวน 243.3 เมกะวัตต์ และคิดเป็นจำนวนเงินที่ให้การสนับสนุน 1,400 ล้านบาท

ปริมาณเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ที่ได้รับการอนุมัติสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าจากคณะกรรมการกองทุนฯ 20 โครงการ



โรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนได้รับการสนับสนุนราคารับซื้อจากคณะกรรมการกองทุนฯ 20 โครงการ

เจ้าของโครงการ	สถานที่ตั้ง	เชื้อเพลิงพลังงาน	พลังไฟฟ้าเฉลี่ยเข้าระบบ (MW)
(1) บริษัท กัลฟ์อิเล็คตริก จำกัด (มหาชน)	อ.เมือง จ.ยะลา	เศษไม้	20.0
(2) บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์ อ.พัฒนานิคม จ.ลพบุรี	พลังน้ำขนาดเล็ก	8.0
(3) บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	เขื่อนคลองท่าด่าน อ.เมือง จ.นครนายก	พลังน้ำขนาดเล็ก	10.0
(4) บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	เขื่อนเจ้าพระยา อ.สรรพยา จ.ชัยนาท	พลังน้ำขนาดเล็ก	14.0
(5) บริษัท พี อาร์ จี พืชผล จำกัด	อ.เมือง จ.ปทุมธานี	แกลบ	5.0
(6) บริษัท น้ำตาลมิตรผล จำกัด	อ.ด่านช้าง จ.สุพรรณบุรี	ชานอ้อย เปลือกไม้ แกลบ	25.0
(7) บริษัท น้ำตาลมิตรกาฬสินธุ์ จำกัด	อ.กุฉินารายณ์ จ.กาฬสินธุ์	ชานอ้อย เปลือกไม้	5.1
(8) บริษัท น้ำตาลราชสีมา จำกัด	อ.แก้งสนามนาง จ.นครราชสีมา	ชานอ้อย	18.0
(9) บริษัท แอ็ดวานซ์ อะโกร จำกัด (มหาชน)	อ.ศรีมหาโพธิ จ.ปราจีนบุรี	แกลบ เปลือกไม้	30.0
(10) บริษัท เอ เอ พัลพ์ มิลล์ 2 จำกัด	อ.ศรีมหาโพธิ จ.ปราจีนบุรี	น้ำมันยางดำ	25.0
(11) บริษัท อุตสาหกรรมโคราช จำกัด	อ.พิมาย จ.นครราชสีมา	ชานอ้อย	8.0
(12) บริษัท ไฟฟ้าชนบท จำกัด	อ.ท่าวุ้ง จ.ลพบุรี	แกลบ	15.0
(13) บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จำกัด	อ.อู่ทอง จ.สุพรรณบุรี	ชานอ้อย	7.0
(14) บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	อ.ศรีเทพ จ.เพชรบูรณ์	ชานอ้อย	4.0
(15) บริษัท เอ.ที.ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	อ.บางมูลนาก จ.พิจิตร	แกลบ	20.0
(16) บริษัท ไทย เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	ต.บางปะกง อ.บางปะกง จ.ฉะเชิงเทรา	แกลบ	1.6
(17) บริษัท ไทย เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	ต.บางสมัคร อ.บางปะกง จ.ฉะเชิงเทรา	แกลบ เปลือกไม้ กะลาปาล์ม	2.0
(18) บริษัท ไทย เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	ต.เขาหินซ้อน อ.พนมสารคาม จ.ฉะเชิงเทรา	แกลบ เปลือกไม้	16.0
(19) บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	อ.วังม่วง จ.สระบุรี	ชานอ้อย	4.0
(20) บริษัท น้ำตาลตะวันออก จำกัด	อ.วัฒนานคร จ.สระแก้ว	ชานอ้อย	5.6
รวมทั้ง 20 โครงการ			243.30

4.2 การจัดตั้งคณะกรรมการไตรภาคี

คณะกรรมการกองทุนฯ และ สนพ. ได้ตระหนักถึงความจำเป็นที่จะริเริ่มสร้างกระบวนการมีส่วนร่วมของชุมชนในการดำเนินโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ให้เป็นไปตามกรอบแห่งรัฐธรรมนูญ พ.ศ. 2540 ที่มุ่งเน้นให้ชุมชนและท้องถิ่นเข้ามามีบทบาทและส่วนในการจัดการและใช้ประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมอย่างสมดุลและยั่งยืน (มาตรา 46) การได้รับข้อมูลคำชี้แจงและเหตุผล ตลอดจนการรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้เสีย (มาตรา 59) และกระบวนการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง สนพ. จึงได้ประสานงานกับผู้ว่าราชการจังหวัดในพื้นที่โครงการที่ได้รับอนุมัติการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าทั้ง 20 โครงการในพื้นที่ 14 จังหวัด เพื่อแต่งตั้งคณะกรรมการไตรภาคีประจำโครงการ SPP ต่างๆ แล้ว

5. บทสรุป

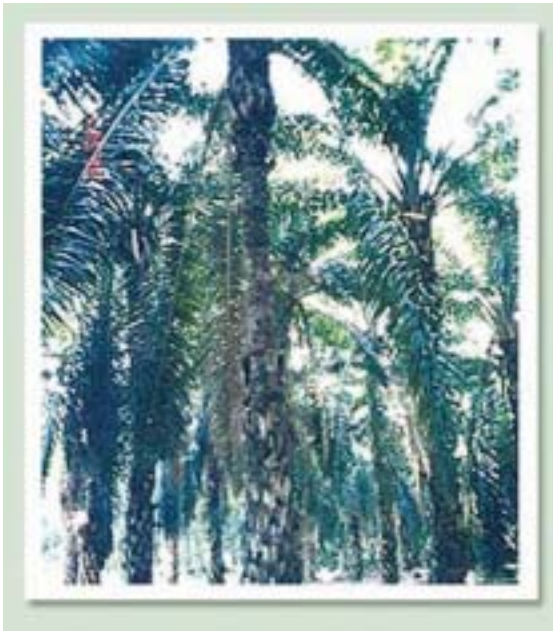
สนพ. ในฐานะผู้ดำเนินงานในโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ได้ประชาสัมพันธ์ความรู้ ความเข้าใจให้กับประชาชนกลุ่มเป้าหมายในพื้นที่โครงการ และสาธารณชนโดยทั่วไป และได้ดำเนินงานตามโครงการให้บรรลุตามเป้าหมายและแผนที่ได้รับการเห็นชอบจากคณะกรรมการกองทุนฯ ไว้ ซึ่งมีขั้นตอนในการดำเนินงาน 3 ขั้นตอนด้วยกันคือ

(1) การเปิดรับข้อเสนอโครงการและการประเมินผลเบื้องต้น

(2) การรับฟังความคิดเห็นของประชาชน

(3) การติดตาม การตรวจสอบ และการประเมินผลการดำเนินงานตามมาตรการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

การดำเนินงานตามขั้นตอนข้างต้นนั้น คณะกรรมการกองทุนฯ ได้ตระหนักถึงกระบวนการมีส่วนร่วมของชุมชนและท้องถิ่น ในกระบวนการพิจารณาให้การสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ซึ่งกล่าวอีกนัยหนึ่งได้ว่า เป็นการสนับสนุนให้มีการจัดตั้งโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนขึ้นในท้องถิ่น จึงสมควรเป็นอย่างยิ่งที่จะให้ชุมชนและท้องถิ่นเข้ามามีบทบาทและมีส่วนร่วมรับรู้และเป็นส่วนหนึ่งของกระบวนการการตัดสินใจ



คณะกรรมการกองทุนฯ ซึ่งได้พิจารณาให้มีขั้นตอนที่ 2 และ 3 ให้ผู้ที่ผ่านการพิจารณาข้อเสนอด้านเทคนิค และข้อเสนอด้านการเงินไปจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนผู้มีส่วนได้เสียในพื้นที่โครงการ นอกจากนั้นยังให้ชุมชนและท้องถิ่นเข้ามาร่วมติดตาม ตรวจสอบ และประเมินผลการดำเนินงานตามมาตรการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอีกด้วย

ทั้งนี้ก็เพื่อให้ทุกภาคส่วน เข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินงานโครงการร่วมกัน และสร้างสรรค์สังคมในระดับชุมชนและท้องถิ่นให้มีความเข้มแข็งและยั่งยืนตามเจตนารมย์ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ. 2540

บรรณานุกรม

1) ประกาศผลการพิจารณาคัดเลือกผู้ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ครั้งที่ 2

2) เอกสารการเสนอในโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

3) การจัดตั้งคณะกรรมการไตรภาคีและการมีส่วนร่วมของชุมชนในโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน 12 มิถุนายน 2546

เกร็ดพลังงาน

สรุปผลการศึกษาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม
www.efe.or.th

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม ได้รับมอบหมายจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ให้ทำการศึกษา "แนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์" ซึ่งได้ส่งรายงานสรุปผลการศึกษาให้กับ สนพ. ไปแล้วในเดือนมกราคม 2547

บทความนี้เป็นสรุปผลจากการศึกษาดังกล่าว โดยมีลำดับของเนื้อหาดังนี้ การศึกษาประสบการณ์ของต่างประเทศ การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ข้อเสนอแนะต่อนโยบาย มาตรการ และระดับการให้การสนับสนุนสำหรับแต่ละเทคโนโลยี แนวทางการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน การมีส่วนร่วมของชุมชน และการส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังน้ำขนาดเล็กมาก

ในปัจจุบันนี้ข้อเสนอแนะของมูลนิธิฯ ที่มีต่อระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ได้รับการพิจารณาจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และบางส่วนของข้อเสนอได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) แล้ว โดยระเบียบใหม่จะใช้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรายใหม่ที่ประสงค์จะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากนี้ต่อไป

เนื่องจากการศึกษาครั้งนี้มีรายละเอียดค่อนข้างมาก มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมยินดีที่จะให้ข้อมูล เพิ่มเติมหรือพูดคุยในรายละเอียดกับท่านที่สนใจ ซึ่งสามารถ ติดต่อได้ที่ efe@efe.or.th หรือโทรศัพท์ 0 2642 6424-5

1. การกำหนดนโยบายและมาตรการสนับสนุนของต่างประเทศ

การส่งเสริมและสนับสนุนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ มีหลายมาตรการโดยมี 5 มาตรการหลักที่ใช้กันมาก ได้แก่

(1) การส่งเสริมและสนับสนุนการศึกษาวิจัย ทดลอง และสาธิต ซึ่งเป็นการสนับสนุนการพัฒนา เทคโนโลยีเพื่อลดต้นทุนการผลิตในระยะยาว

(2) การให้การสนับสนุนเพื่อลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นมาตรการส่งเสริมและสนับสนุนด้านราคา โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Feed-in Tariff) ซึ่งมาตรการนี้ประสบความสำเร็จเป็นอย่างมากในประเทศเดนมาร์ก เยอรมนี และสเปน โดยผ่านต้นทุนส่วนเพิ่มที่สูงกว่าเชื้อเพลิงทั่วไปให้ผู้บริโภคทางราคาค่าไฟฟ้าขายปลีก

(3) การกำหนดสัดส่วนการผลิตหรือจัดหา จากการผลิตพลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard; RPS) ซึ่งเป็นมาตรการส่งเสริมและ สนับสนุนด้านปริมาณภายใต้ระบบตลาดไฟฟ้าเสรี ที่อัตราค่าไฟฟ้าในทุกระดับถูกกำหนดด้วยการแข่งขันในตลาด เนื่องจาก ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถแข่งขันได้ จึงจำเป็นต้องใช้มาตรการบังคับด้านปริมาณ โดยกำหนดให้ผู้จำหน่ายไฟฟ้าต้องจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่กำหนด ซึ่งระบบนี้จะมีการกำหนดเครดิตการผลิตพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Credit) ซึ่งหมายถึงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการพิสูจน์และรับรองว่ามีการผลิตจริง โดยถือเป็นสินค้าที่สามารถซื้อขายได้

(4) มาตรการสนับสนุนเพื่อลดภาระเงินลงทุนเริ่มต้น โดยใช้มาตรการผ่านทางการให้เครดิตภาษี หรือให้เงินสนับสนุนการลงทุน ซึ่งรวมถึงการให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ซึ่งในปัจจุบันมีการสนับสนุนเฉพาะโครงการขนาดเล็ก

(5) มาตรการสนับสนุนในลักษณะอื่นๆ เช่น การกำหนดระเบียบปฏิบัติที่สร้างความคล่องตัวและเหมาะสม สอดคล้องกับพลังงานหมุนเวียนและข้อกำหนดด้านการจัดการสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

2. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

2.1 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์

2.1.1 จากการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมของโลก ณ สิ้นปี พ.ศ. 2545 พบว่ามีกำลังการผลิตรวมอยู่ในระดับ 32,000 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการขยายตัวมากกว่าร้อยละ 30 ต่อปี เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมาได้ลดลงกว่าร้อยละ 90 อย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตามยังมีต้นทุนที่สูงกว่าการใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ การลงทุนจึงต้องอาศัยการส่งเสริมและสนับสนุนจากภาครัฐ ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะประกอบด้วย (1) ศักยภาพ หรือระดับความแรงลม (2) ประสิทธิภาพและเทคโนโลยีของกังหันลม และ (3) ขนาดของโครงการ ดังนั้น ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในแต่ละพื้นที่จึงอาจมีความแตกต่างกันมาก

2.1.2 ในประเทศไทย พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมจะอยู่ในบริเวณยอดเขาสูงในภาคเหนือและภาคใต้ที่สามารถรับลมมรสุมได้ตลอดปี และบริเวณชายฝั่งทะเลภาคใต้ฝั่งตะวันตก (แหลมพรหมเทพ จ. ภูเก็ต) และฝั่งตะวันออกตั้งแต่แหลมตะลุมพุก อ. ปากพนัง จ. นครศรีธรรมราช ถึงแหลมตาชี จ. ปัตตานี สำหรับโครงการพลังงานลมในประเทศไทยมีดังนี้

(1) โครงการผลิตไฟฟ้ากังหันลมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต โดยมีกำลังการผลิต 150 กิโลวัตต์สูงสุด มีความสามารถในการผลิตไฟฟ้า ต่อกำลังผลิตสูงสุด (Capacity Factor) เฉลี่ย 14% และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในระดับ 9.44 บาทต่อหน่วย

(2) โครงการของเอกชนที่สนใจจะลงทุน คือ โครงการ Thailand First Wind Farm ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลจาก อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช ถึง อ.สิงหนคร จ. สงขลา กำลังการผลิตรวมประมาณ 360 เมกะวัตต์สูงสุด และ Capacity Factor ประมาณ 11

2.1.3 ผลการวิเคราะห์การลงทุนและต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย โดยการพิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยหรือค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Energy: COE) ที่ต่ำสุด ในพื้นที่ที่มีการตรวจวัดศักยภาพพลังงานลมโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 4 แห่ง ได้แก่ แหลมตะลุมพุก จ. นครศรีธรรมราช, อ.สทิงพระ จ. สงขลา, หาดราไว จ. สตูล และ อ. ตะกั่วป่า จ.พังงา โดยใช้ข้อมูลที่ตรวจวัด ณ ความสูง 40 เมตร แล้วนำมาคำนวณศักยภาพพลังงานลมที่ความสูง 70-100 เมตร ขนาดของกังหันลมที่ใช้ในการศึกษา คือ Class 1,000 1,200 และ 1,500 กิโลวัตต์ พบว่า

(1) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย อยู่ระหว่าง 3.77-8.53 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

(2) พื้นที่ที่มีความเหมาะสมซึ่งมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำสุด คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเล อ. สทิงพระ จ. สงขลา

(3) จากการวิเคราะห์ขนาดกำลังการติดตั้งกังหันลมที่เหมาะสม โดยคำนึงถึงการลดความเสี่ยงทางเทคโนโลยี การลดเงินลงทุนในช่วงแรกของโครงการ และสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก

(VSPP) จะต้องมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในระยะแรก โดยให้การส่งเสริมการติดตั้งกังหันลมขนาด 1 เมกะวัตต์ (1,000 กิโลวัตต์) ที่ความสูง 80 เมตร เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัด 60 เมตร ที่ อ. สทิงพระ จ. สงขลา ซึ่งมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในระดับ 3.97 บาทต่อหน่วย

2.1.4 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของการลงทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม โดยกำหนดให้โครงการมีผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ในระดับ 10% ตามระยะเวลาการให้การสนับสนุนต่างๆ กัน พบว่า

(1) ค่าพลังงานไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (20 ปี) ที่ทำให้โครงการมีความเป็นไปได้ ในช่วงอัตราแลกเปลี่ยน 40-45 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐฯ จะอยู่ในระดับ 5.20-5.88 บาทต่อหน่วย

(2) อัตราเงินสนับสนุนค่าพลังงานไฟฟ้าตลอดโครงการที่จะทำให้โครงการเกิดได้จะอยู่ในช่วง 3.10-3.78 บาทต่อหน่วย ที่เพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยในปัจจุบันที่ 2.10 บาทต่อหน่วย

ตารางที่ 1: ผลการศึกษาระดับการสนับสนุนค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับพลังงานลม ณ ผลการตอบแทนโครงการ 10%

รายละเอียดการวิเคราะห์	WTG 1 MW, 60 m Dia, 80 mH, WTG 1,000 EU$ / kW, CAP Cost 1.2 * WTG Cost, FIRR 10%							
บาท/ 1 เหรียญสหรัฐ	40				42			
จำนวนปีการให้เงินสนับสนุน	7	10	15	20	7	10	15	20
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	3.97	3.97	3.97	3.97	4.17	4.17	4.17	4.17
อัตราเงินสนับสนุน (บาท/หน่วย)	5.43	4.30	3.50	3.10	5.90	4.66	3.78	3.36
ค่าพลังงานไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (20 ปี) (บาท/หน่วย)				5.20				5.46
IRR on Equity: % (สัดส่วนหนี้สินต่อทุน: 70/30, จ่ายคืนเงินกู้ 7 ปี)	14.7%	12.6%	11.2%	10.4%	15.0%	12.6%	11.2%	10.4%
DSCR (เท่า)	1.42	1.19	1.02	0.94	1.44	1.20	1.02	0.94

2.2 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

2.1.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมาขยายตัวในระดับ 20-25% ต่อปี ในขณะที่ราคาของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ปรับตัวลดลง เป็นผลจากการพัฒนาระบบเซลล์แสงอาทิตย์และเทคโนโลยีการผลิตที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น โดยในปี พ.ศ. 2546 อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์มีขนาดประมาณ 3-4 พันล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อปี และมีปริมาณการจำหน่าย 427 เมกะวัตต์ บริษัท

ผู้ผลิตระบบเซลล์แสงอาทิตย์รายใหญ่ ได้แก่ Sharp, Kyocera, BP Solar และ Shell Solar และประเทศที่เป็นตลาดหลักเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา และเยอรมนี โดยราคาเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Module) ต่อหน่วยวัตต์สูงสุด ได้ลดลงจากระดับ 27 เหลือ 4 ดอลลาร์สหรัฐฯ ซึ่งราคา Solar Module คิดเป็น 40-50% ของต้นทุนระบบการผลิตทั้งหมด ปัจจุบันต้นทุนระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอยู่ในระดับ 8-10 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อวัตต์สูงสุด โดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่นได้หากมีต้นทุนการผลิตประมาณ 3 เหรียญสหรัฐต่อวัตต์สูงสุด ทั้งนี้ อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกจะเป็นตัวแปรหลักสำหรับการเติบโตของอุตสาหกรรมระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้น ประเทศที่มีอัตราค่าไฟฟ้าสูงจะมีแนวโน้มในการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์มาก

2.2.2 การพัฒนาการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2539 มีโครงการสาธิตระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ซึ่งดำเนินการโดย กฟผ. และได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ปัจจุบันมีโครงการต่อเนื่องระยะที่ 2 ซึ่งการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบกริด (Grid) ชนิด Poly Crystalline มีค่าใช้จ่ายประมาณ 205 บาทต่อวัตต์สูงสุด และชนิด Amorphous Silicon ประมาณ 184 บาท ต่อวัตต์สูงสุด นอกจากนี้ คณะรัฐมนตรีได้อนุมัติให้กระทรวงมหาดไทยดำเนินโครงการติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ให้กับครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ (ปีงบประมาณ 2547-2548) จำนวน 290,716 ครัวเรือน ติดตั้งระบบ 120 วัตต์ต่อหลัง โดยมีราคาระบบละ 25,000 บาท

2.2.3 ผลการวิเคราะห์ต้นทุนและการลงทุนผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ราคาระบบเซลล์แสงอาทิตย์จากโครงการสาธิตระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านระยะที่ 2 ซึ่งเป็นระบบขนาด 3.02 กิโลวัตต์ ณ อัตราแลกเปลี่ยน 40-45 บาท/เหรียญสหรัฐ พบว่า

ต้นทุนของ Solar Module (เหรียญสหรัฐ/วัตต์สูงสุด)	ต้นทุนการติดตั้งทั้งระบบ (บาท)
2.86	574,335-620,447
2.38	512,852-551,279
1.90	451,370-482,111

2.2.4 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมการลงทุน โดยกำหนดสมมุติฐานค่าบำรุงรักษา เป็น 0.1% ของต้นทุนติดตั้งระบบ อายุโครงการ 25 ปี อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 5.75% จ่ายคืนเงินกู้ภายใน 7 ปี ราคาขายไฟฟ้ากำหนดให้ทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากระบบจึงเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม 3.46 บาทต่อหน่วย และ Capacity Factor เท่ากับ 13.7% พบว่า

(1) หากไม่มีการสนับสนุนใดๆ ผลตอบแทนการลงทุนจะติดลบไม่คุ้มการลงทุน

(2) ในกรณีให้การสนับสนุนเงินลงทุน (Investment Subsidies) เพื่อให้ผลตอบแทนการลงทุนอยู่ในระดับ 1-10% ต้องใช้เงินสนับสนุนการลงทุนในระดับ 67-82% ของเงินลงทุน

(3) ในกรณีให้การสนับสนุนการลงทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (Pricing Subsidies or Production Subsidies) เพื่อให้ผลการตอบแทนการลงทุนเป็น 10% ณ อัตราแลกเปลี่ยน 40-45 บาท/เหรียญสหรัฐ ระดับการสนับสนุนต่อหน่วยการผลิตจะเท่ากับ 13.7-15.1 บาท/หน่วย ทำให้อัตรารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff เป็น 17.2-18.6 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ

2.3 การเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

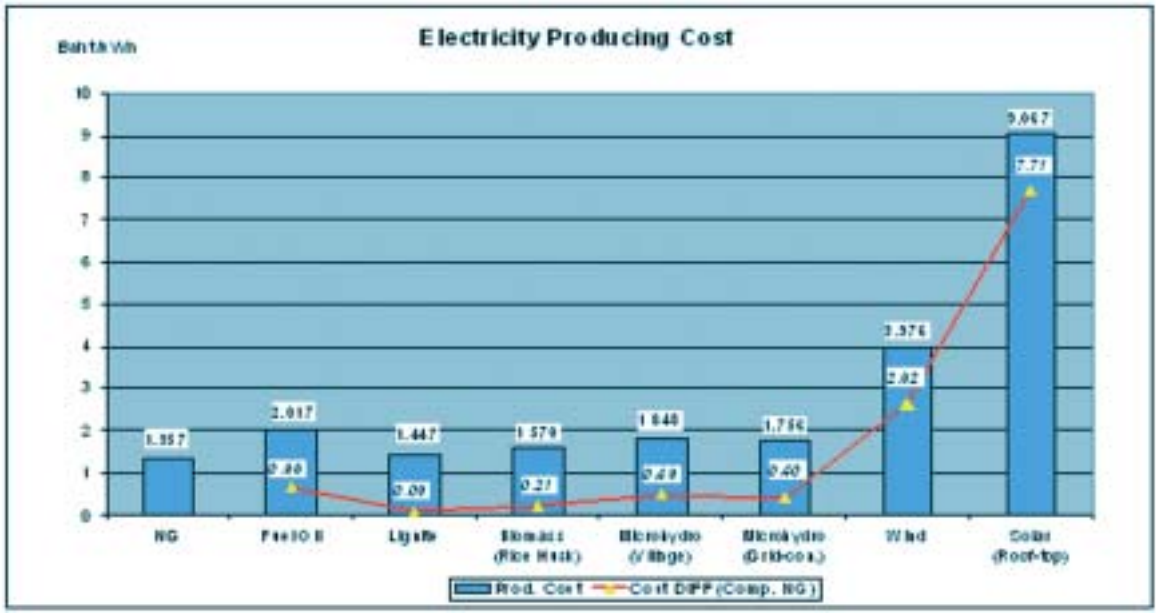
ผลการศึกษาเปรียบเทียบความแตกต่างของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ระหว่างการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีที่ใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน โดยใช้สมมุติฐานทางการเงินเดียวกัน และจำกัดขอบเขตการวิเคราะห์

โดยไม่รวมภาระการลงทุน เช่น การเชื่อมโยงกับระบบรวม การขนส่งเชื้อเพลิง ซึ่งทำให้ได้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดอยู่ในระดับต่ำสุด เป็นดังนี้

ประเภทเชื้อเพลิง	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
	กรณีอายุโครงการ 15 ปี	กรณีอายุโครงการตามจริง
น้ำมันเตา	2.11	2.01
ถ่านหิน	1.66	1.44
ก๊าซธรรมชาติ	1.40	1.35
ชีวมวล	1.80	1.56
พลังน้ำขนาดเล็กมาก	2.12	1.75
พลังงานลม	4.59	3.97
พลังงานแสงอาทิตย์	10.74	9.06

และหากเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ ชีวมวล พลังน้ำขนาดเล็กมาก พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ กับการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติตามอายุโครงการจริงพบว่ามีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงกว่า 0.21, 0.40, 2.62 และ 7.71 บาท/หน่วย ตามลำดับ

รูปที่ 1 : การเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ กับก๊าซธรรมชาติ



2.4 การศึกษาต้นทุนผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมของการผลิตไฟฟ้า (Externality Cost Study)

Externality Cost หมายถึง มูลค่าของผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคมที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้บริโภคจะเป็นผู้ได้รับผลกระทบในที่สุด เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่สะอาดจึงมี externality cost ต่ำกว่าเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล ในการศึกษาเพื่อกำหนดระดับ Externality Cost อ้างอิงสำหรับประเทศไทย มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมได้อ้างอิงผลการศึกษาโครงการ ExternE ของกลุ่มประเทศในประชาคมยุโรป (EU) โดยจำกัดค่า Externality Cost เฉพาะการกระจายในช่วง 25-75% โดยค่า Externality Cost ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท เป็นดังนี้

ประเภทเชื้อเพลิง	Externality Cost (cents/kWh)
ถ่านหิน	4.97-23.95
น้ำมัน	4.81-23.18
ก๊าซธรรมชาติ	1.42-6.85
ชีวมวล	1.14-5.49
พลังน้ำ	0.71-3.41
พลังงานลม	0.09-0.41
พลังงานแสงอาทิตย์	0.25-1.23

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมกำหนดค่า Externality Cost เพื่อใช้ในการอ้างอิงของไทยใน 3 ลักษณะ คือ

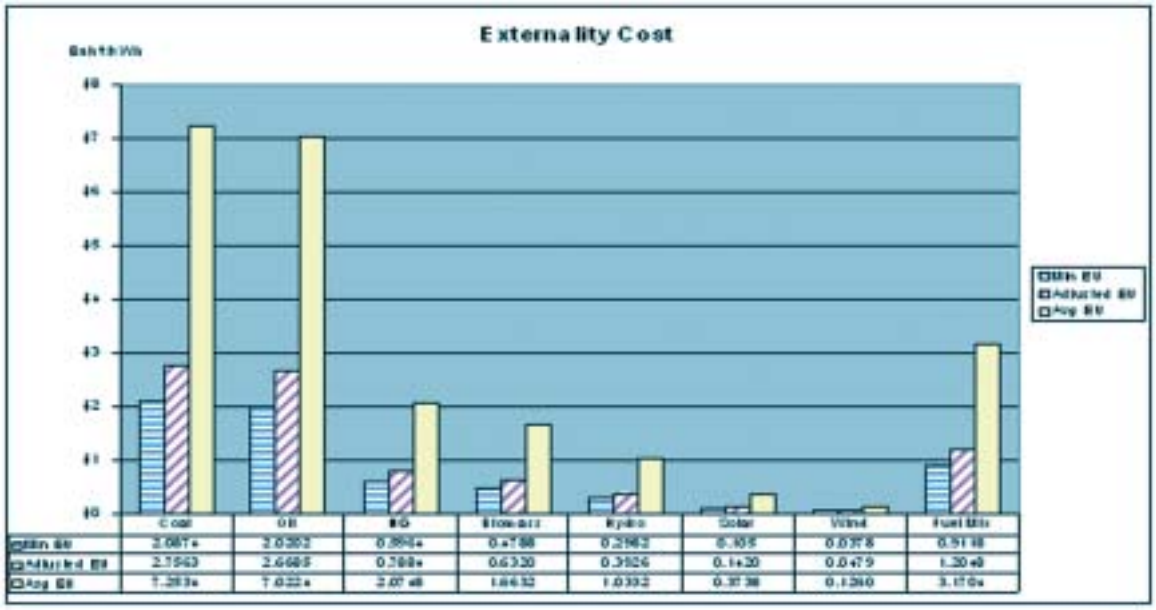
(1) ระดับต่ำสุดของ EU ที่ยอมรับในการศึกษา

(2) ระดับเฉลี่ยของ EU ที่ได้จากการศึกษา

(3) ระดับเฉลี่ยของ EU ที่ปรับด้วยสัดส่วนของผลผลิตมวลรวมต่อหน่วยประชากรระหว่างไทยและ EU ดังแสดงในรูปที่ 2 ซึ่งรวมถึง Externality Cost ของการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของไทยตามสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงแต่ละประเภท (Fuel Mix)

จากแนวทางดังกล่าว มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมเสนอให้รัฐควรทำการศึกษา Externality Cost การผลิตไฟฟ้าของไทยอย่างครบถ้วนและถูกต้องเพื่อประโยชน์ในการกำหนดนโยบายและมาตรการด้านพลังงานที่ถูกต้องต่อไปในอนาคต

รูปที่ 2 : ค่า Externality Cost การผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท



3. ข้อเสนอแนะนโยบาย มาตรการ และระดับการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

3.1 การปรับปรุงการเปิดประมูลให้การสนับสนุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

จากการศึกษาการให้เงินสนับสนุนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ที่กองทุนเพื่อการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานดำเนินการในช่วง 3-4 ปีที่ผ่านมา มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมมีข้อเสนอ แนะวิธีการประมูลเพื่อกำหนดระดับการสนับสนุนในอนาคต ควรกำหนดเงื่อนไขการปฏิบัติให้ครบถ้วนและรัดกุมตั้งแต่ต้น ไม่ควรเปลี่ยนแปลงแก้ไขในภายหลัง เพื่อป้องกันการเกิดปัญหาการพัฒนาโครงการระหว่างภาครัฐ และผู้ประกอบการ นอกจากนี้ ควรกำหนดการสนับสนุนให้ครอบคลุมเทคโนโลยีการผลิตที่หลากหลาย และควรให้การสนับสนุนเพิ่มเป็นพิเศษสำหรับโครงการที่มีความร่วมมือจากชุมชน นอกจากนี้ ควรมีการสนับสนุนข้อมูลศักยภาพพลังงานหมุนเวียนเพื่อช่วยประกอบการตัดสินใจลงทุนโครงการของผู้ประกอบการได้อย่างถูกต้อง ตลอดจนควรทำการรณรงค์เผยแพร่ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนมีความเข้าใจที่ถูกต้อง โดยเฉพาะการทำชุมชนสัมพันธ์ในท้องถิ่นต่างๆ สำหรับการแก้ไขปัญหาความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงชีวมวล อาจมีการจัดตั้งกองทุนเพื่อรักษาระดับราคาเชื้อเพลิงชีวมวล ให้มีความเสถียรภาพ

3.2 มาตรการและนโยบายสนับสนุนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนของไทย

3.2.1 มาตรการสนับสนุนด้านการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิต

(1) การให้เงินสนับสนุนการศึกษาวิจัย พัฒนาและสาธิต โดยให้การสนับสนุน สำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่ยังไม่มีการผลิตในเชิงพาณิชย์และอยู่ในขั้นตอนของการทดลองสาธิต ตลอดจนการส่งเสริมและสนับสนุนการศึกษา ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า

(2) การให้การสนับสนุนการกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์ และเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องเพื่อสนับสนุนให้ เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ใช้ชิ้นส่วนอุปกรณ์ผลิตในประเทศที่มีประสิทธิภาพ โดยเสนอให้ใช้อำนาจตามมาตรา 3 แห่งพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ออกเป็นกฎกระทรวง กำหนดประเภทคุณภาพและมาตรฐานของอุปกรณ์ และชิ้นส่วนที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน

(3) การส่งเสริมการแลกเปลี่ยนและรับเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ได้แก่ การจัดทำคู่มือแนะนำพื้นที่ที่มีศักยภาพและแนวทางการลงทุนแก่นักลงทุน สนับสนุนการนำเข้าชิ้นส่วนอุปกรณ์ที่สำคัญตลอดจนวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต ไม่ส่งเสริมการนำเข้าระบบการผลิตหรือเทคโนโลยีที่สมบูรณ์แล้วทั้งระบบ และปรับปรุงขั้นตอนการอนุมัติการลงทุนให้สะดวกและรวดเร็วยิ่งขึ้น

3.2.2 มาตรการผลักดันด้านปริมาณและกำลังการผลิต

เสนอให้มีการกำหนดสัดส่วนการผลิตหรือจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard; RPS) โดยปรับการดำเนินการให้สอดคล้องกับประเทศไทย เพื่อเป็นมาตรการบังคับในเชิงปริมาณ โดยสรุปข้อเสนอได้ดังนี้

(1) รัฐยังคงกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจนกว่าจะมีการแข่งขันในตลาดเพียงพอ จึงค่อยใช้การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าตามกลไกตลาด

(2) การกำหนด RPS ควรกำหนดด้วยปริมาณการจัดหาแทนกำลังการผลิตติดตั้ง โดยให้ผู้จัดหาไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบ ซึ่งจะทำให้เกิดความชัดเจนเชิงปริมาณตามเป้าหมายการพัฒนาของรัฐและเกิดความคล่องตัวด้านการจัดหา

(3) ควรกำหนดสัดส่วนการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแยกตามเทคโนโลยี โดยกำหนดจากศักยภาพประกอบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท เพื่อให้เกิดการกระจายเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ เพื่อมิให้เป็นภาระการสนับสนุนหรือภาระต้นทุนที่ผู้บริโภคต้องรับภาระมากเกินไป

(4) สำหรับมาตรการเพื่อให้มีการดำเนินการอย่างจริงจังในระยะยาว รัฐควรกำหนดเป็นกฎหมายหรือข้อบังคับพร้อมบทลงโทษ โดยอาจกำหนดเป็นเงื่อนไขในการประมูลการรับซื้อไฟฟ้าใหม่ในอนาคต หรืออาจใช้โอกาสจากการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า

สร้างเป็นข้อกำหนดให้ผู้จัดหาไฟฟ้าต้องปฏิบัติ นอกจากนี้ ควรจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระ เพื่อให้การกำกับดูแลมีเอกภาพและเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีกฎหมายรองรับเพื่อสามารถกำหนดข้อปฏิบัติและบทลงโทษได้ โดยองค์กรจะมีหน้าที่ตรวจสอบและให้การรับรองปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน กำกับดูแลผู้จัดหาไฟฟ้าให้จัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กำหนด และกำกับดูแลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน รวมถึงทบทวนอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสม เป็นระยะๆ

3.2.3 มาตรการผลักดันด้านต้นทุนและราคา

หากไม่พิจารณาถึงต้นทุนผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมแล้ว ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะสูงกว่าเชื้อเพลิงทั่วไป รัฐจึงจำเป็นต้องให้การสนับสนุนเพื่อลดต้นทุนการผลิตหรือกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าให้สอดคล้องกับต้นทุนการผลิตที่แท้จริง มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมได้เสนอแนวทางสนับสนุนเป็น 2 ลักษณะ ดังนี้

(1) โครงการขนาดเล็กซึ่งไม่ใช่การผลิตเชิงพาณิชย์ กล่าวคือ ไม่มีวัตถุประสงค์ในการผลิตเพื่อก่อให้เกิดรายได้ เสนอให้ใช้รูปแบบสนับสนุนเงินลงทุน (Investment Subsidy) เนื่องจากโครงการขนาดเล็กมีการผลิตไฟฟ้าและรายได้ในระดับต่ำ ไม่คุ้มสำหรับการติดตามดูแลการผลิต โดยจะให้การสนับสนุนสำหรับโครงการที่มีผลตอบแทนการลงทุนต่ำกว่า 9-10% และระดับการสนับสนุนกำหนดจากผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม นอกจากนี้ ควรกำหนดหลักการกระตุ้นให้ผู้ผลิตไฟฟ้าดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพ ได้แก่ การรับประกันการใช้งานหรือซ่อมบำรุง เป็นต้น

(2) โครงการที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์ และ/หรือโครงการขนาดใหญ่ เสนอให้ใช้รูปแบบการสนับสนุนต่อหน่วยการผลิต (Production Subsidy) ผ่านการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าอัตราพิเศษ หรือ Feed-in Tariff สำหรับโครงการสาธิตหรือโครงการเริ่มต้นของประเทศที่จัดว่ามีความเสี่ยง รัฐอาจให้การสนับสนุนเพิ่มเติม เช่น การสนับสนุนเงินลงทุนส่วนหนึ่งหรือจัดหาแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ

สูตรกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in Tariff) ควรกำหนดจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) ของการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ บวกด้วยอัตราสนับสนุนพิเศษ ซึ่งหมายถึงอัตราส่วนเพิ่มพิเศษที่สะท้อนต้นทุนการผลิตของพลังงานหมุนเวียนที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ

หลักการกำหนดอัตราสนับสนุนพิเศษของอัตรารับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท เสนอให้ใช้การเปิดประมูลแข่งขันให้นักลงทุนเสนอระดับเงินสนับสนุนต่อหน่วยการผลิตที่ต้องการ ทำให้ได้ระดับการสนับสนุนเริ่มต้นที่เหมาะสม และได้ข้อมูลการลงทุนและต้นทุนการผลิตที่แท้จริง เพื่อใช้เป็นฐานในการติดตามและประเมินภาวะตลาด รวมถึงการประเมินระดับการสนับสนุนครั้งต่อไป

การบริหารต้นทุนส่วนเพิ่มพิเศษ นอกจากการใช้เงินกองทุนสนับสนุน รัฐอาจใช้กลไกการกระจายต้นทุนสู่ผู้บริโภคผ่านอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ทั้งนี้ควรจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระ ทำหน้าที่บริหารต้นทุนส่วนเพิ่ม กำกับดูแลการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าและติดตามประเมินภาวะตลาด ดังนั้น องค์กรกำกับดูแลอิสระจึงไม่ควรเป็นหน่วยงานที่มีส่วนได้ส่วนเสียกับการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าหรืออัตราค่าไฟฟ้า

3.2.4 มาตรการผลักดันด้านภาษี

จากการศึกษาโครงสร้างภาษีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมเห็นว่ามีความเหมาะสมแล้ว กล่าวคือ อากรขาเข้าสำหรับอุปกรณ์จำเป็นนำเข้าอยู่ในระดับต่ำ คือ ประมาณ ร้อยละ 1-5 และอากรขาเข้าของวัสดุที่ผลิตได้ในประเทศอยู่ในระดับสูงประมาณร้อยละ10-30

อย่างไรก็ตาม เพื่อคุ้มครองและสนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตชิ้นส่วนในประเทศ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมมีข้อเสนอเพิ่มเติมโดยให้รัฐกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำของอุปกรณ์หรือชิ้นส่วนที่ผลิตในประเทศเพื่อสนับสนุนให้การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ด้วยอุปกรณ์หรือชิ้นส่วนดังกล่าวเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และเมื่อการผลิตชิ้นส่วนและอุปกรณ์ภายในประเทศมีการขยายสู่เชิงพาณิชย์แล้ว ควรลดอากรขาเข้าลง เพื่อให้ผู้ลงทุนมีทางเลือกในการใช้อุปกรณ์และชิ้นส่วนมากยิ่งขึ้น รวมทั้งเป็นการลดต้นทุนของโครงการพลังงานหมุนเวียนด้วย นอกจากนี้ ยังเป็นการผลักดันให้ผู้ผลิตอุปกรณ์ของไทยปรับตัวลดต้นทุนการผลิต และเพิ่มคุณภาพชิ้นส่วนและอุปกรณ์ด้านพลังงานหมุนเวียน ทำให้สามารถแข่งขันและขยายสู่ตลาดสากลได้

สำหรับการสนับสนุนการผลิตชิ้นส่วนอุปกรณ์ด้านพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ เช่น การผลิตชิ้นส่วนอุปกรณ์สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความเป็นไปได้มากที่สุด รัฐบาลควรกำหนดให้เป็นกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนเป็นพิเศษ ทั้งนี้เพื่อให้ได้รับสิทธิ์การสนับสนุนการลงทุนสูงสุด

3.2.5 มาตรการสนับสนุนด้านระเบียบปฏิบัติ

การกำหนดระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ตลอดจนวิธีการเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าเป็นวิธีการหรือมาตรการพื้นฐานของภาครัฐ ในการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน มีลักษณะที่แตกต่างจากพลังงานเชิงพาณิชย์ จึงควรกำหนดระเบียบและวิธีปฏิบัติเป็นการเฉพาะ ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความคล่องตัวและสอดคล้องกับลักษณะการผลิตหรือจัดหาพลังงานหมุนเวียน ซึ่งข้อเสนอแนะแนวทางการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะอยู่ในข้อ 4

3.3 แนวทางการให้เงินสนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

3.3.1 พลังงานลม

เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมเป็นโครงการขนาดใหญ่ จึงเสนอให้ใช้การสนับสนุนต่อหน่วยการผลิต (Production Subsidy) กำหนดผ่านราคารับซื้อไฟฟ้าหรือค่าพลังงานไฟฟ้า ในอัตราพิเศษ (Feed-in Tariff) คือเท่ากับต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) บวกด้วยอัตราสนับสนุนส่วนเพิ่มพิเศษ โดยอัตราสนับสนุนส่วนเพิ่มพิเศษ เสนอให้ใช้วิธีการประมูล เพื่อให้ผู้สนใจลงทุนเสนออัตราสนับสนุนที่ต้องการ ทั้งนี้ การให้การสนับสนุนจะแบ่งเป็น 3 ระยะ เพื่อไม่สร้างภาระการสนับสนุนให้กับภาครัฐมากเกินไป ดังนี้

(1) ระยะที่ 1 (ช่วงปีที่ 1-2) : กำหนดกำลังการผลิต 10 เมกะวัตต์ เนื่องจากเป็นโครงการเริ่มต้นมีความเสี่ยงที่อาจไม่สามารถหาแหล่งเงินลงทุนได้ จึงเสนอการให้เงินสนับสนุนการลงทุน ในระดับร้อยละ 30 ของมูลค่าโครงการ ทั้งนี้ ไม่เกิน 17 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์การติดตั้ง (จากต้นทุนราคาอุปกรณ์ ณ ปี พ.ศ. 2546) รวมกับการสนับสนุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า โดยกำหนดเพดานการเปิดประมูลแข่งขันสำหรับการสนับสนุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าในระดับ 1.62-2.09 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ณ อัตราแลกเปลี่ยนระหว่าง 40-45 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐฯ

(2) ระยะที่ 2-3 : ระยะที่ 2 ช่วงปีที่ 3-5 และระยะที่ 3 ช่วงปีที่ 5 เป็นต้นไป เสนอให้ใช้การสนับสนุนต่อหน่วยการผลิตเพียงประเภทเดียว โดยประเมินจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ณ ภาวะตลาดในขณะนั้น ทั้งนี้ ในระยะที่ 2 ยังใช้เงินกองทุนสนับสนุน ดังนั้น ควรสนับสนุนในระดับ 30 เมกะวัตต์ และสำหรับระยะที่ 3 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ลดลง รัฐสามารถกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าผ่านภาระต้นทุนส่วนเพิ่มไปสู่ผู้บริโภค

ทั้งนี้ การกำหนดอัตราการสนับสนุนต่อหน่วยการผลิต จะต้องมีการทบทวนอัตราที่เหมาะสมเมื่อเวลาผ่านไปแล้วระยะหนึ่ง เช่น ทุก 3-5 ปี ทั้งนี้เพื่อให้สอดคล้องกับศักยภาพพลังงานลม ในการผลิตไฟฟ้าจริง

3.3.2 พลังงานแสงอาทิตย์และพลังน้ำขนาดเล็กที่ไม่ใช่การผลิตเชิงพาณิชย์

จากแนวทางการสนับสนุนในข้อ 3.2.3 เสนอการให้เงินสนับสนุนต่อหน่วยการติดตั้ง ดังนี้

(1) ลักษณะและขนาดของโครงการ เนื่องจากไม่ใช่โครงการที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์ และจากการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนการลงทุน ดังนั้น โครงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และพลังน้ำขนาดเล็กที่จะได้รับการสนับสนุนต้องมีกำลังการผลิตไม่เกิน 50 กิโลวัตต์

(2) ระดับการให้การสนับสนุน กำหนดจาก

ระดับการลงทุนในอัตราผลตอบแทน การลงทุนที่เหมาะสม สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ จะคำนึงถึงการอ้างอิงระดับการสนับสนุนทั่วไปของต่างประเทศ พร้อมกับใช้หลักการกระตุ้นให้ผู้ผลิตไฟฟ้า ต้องดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพ ด้วย โดยมีข้อเสนอ ดังนี้

พลังงาน	ระดับการให้การสนับสนุน	
	กรณีทั่วไป	กรณีโครงการชุมชน/หรือสร้างประโยชน์ต่อสังคม
พลังงานแสงอาทิตย์	- ไม่เกินร้อยละ 50 ของต้นทุนติดตั้งระบบ - ไม่เกิน 100 บาท/วัตต์	กำหนดอัตราสนับสนุนเพิ่มเติมจากกรณีทั่วไปอีกในระดับร้อยละ 10 ของต้นทุนระบบหรือเงินลงทุน
พลังน้ำขนาดเล็ก	- ไม่เกินร้อยละ 30 ของเงินลงทุน - ไม่เกิน 25 บาท/วัตต์	

(3) ข้อกำหนดประกอบการให้การสนับสนุน เพื่อให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ

เงื่อนไขด้านเทคนิค	ขั้นตอนและเงื่อนไขการขอรับเงินสนับสนุน
- ต้องใช้อุปกรณ์หรือชิ้นส่วนที่ผ่านมาตรฐานหรือการรับรองที่รัฐกำหนด - บริษัทที่รับติดตั้งระบบต้องผ่านการเห็นชอบจากหน่วยงานที่รับผิดชอบ - ต้องให้การรับประกันการใช้งานระบบเป็นระยะเวลา 5 ปี	- สมัครขอจองสิทธิการรับเงินค่าติดตั้งคืนตามระดับที่รัฐสนับสนุน - โครงการขนาดเล็กกว่า 10 kW ให้ติดตั้งแล้วเสร็จภายใน 1 ปี - โครงการที่มีขนาดใหญ่กว่าให้ติดตั้งแล้วเสร็จภายใน 2 ปี - ขอรับเงินสนับสนุนตามสิทธิ์ที่จองไว้เมื่อมีการติดตั้งระบบแล้วเสร็จแล้ว

3.3.3 พลังงานแสงอาทิตย์และพลังน้ำขนาดเล็กที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์

ในกรณีนี้รัฐจำเป็นต้องกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เพียงพอกับการลงทุน มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมจึงเสนอให้กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในลักษณะ Feed-in Tariff ซึ่งกำหนดเท่ากับอัตราต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) บวกด้วยอัตราสนับสนุนหรือต้นทุนส่วนเพิ่มของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม แสงอาทิตย์ และพลังน้ำขนาดเล็ก อัตราสนับสนุนส่วนเพิ่มดังกล่าว เสนอให้ใช้แนวทางของการเปิดประมูล และจากการวิเคราะห์การลงทุน ณ อัตราผลตอบแทน 10% เพดานอัตราการสนับสนุนต่อหน่วยการผลิต และอัตรา Feed-in Tariff เบื้องต้นสำหรับช่วงเวลาการสนับสนุน 20 ปี เป็นดังนี้

ตารางที่ 2 : อัตรา Feed-in Tariff และอัตราสนับสนุนต่อหน่วยการผลิตเบื้องต้นของพลังงานลม พลังน้ำขนาดเล็ก และพลังงานแสงอาทิตย์

หน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	อัตรา Feed-in Tariff (20 ปี) เบื้องต้น*			เพดานอัตราการสนับสนุนต้นทุนส่วนเพิ่ม		
อัตราแลกเปลี่ยน (บาท/เหรียญสหรัฐฯ)	40	42	45	40	42	45
พลังงานลม	5.20	5.46	5.88	3.1	3.36	3.78
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	2.43	–	–	0.33	–	–
พลังงานแสงอาทิตย์	17.23	17.78	18.61	13.77	14.32	15.15

หมายเหตุ : * (1) เบื้องต้นหมายถึงอัตรารับซื้อไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามอัตราการสนับสนุนที่ประมูลได้

(2) พลังงานน้ำขนาดเล็ก มีขนาดกำลังการติดตั้ง 50 กิโลวัตต์ ซึ่งขนาดกำลังการติดตั้งที่สูงกว่านี้มีความคุ้มทุน

4. แนวทางการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน

เพื่อให้การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของรัฐเกิดผลในทางปฏิบัติ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมเสนอให้กำหนดระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียนเป็นการเฉพาะ (SPP) โดยปรับเปลี่ยนและเพิ่มเติมบางประเด็นในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในปัจจุบัน ให้สอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและแนวทางของต่างประเทศ ดังนี้

4.1 โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า

ควรกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้บวกด้วยมูลค่า ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจและสังคม ที่เกิดจากการใช้พลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

4.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในระเบียบ

4.2.1 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นลำดับแรก

4.2.2 ยกเลิกการจำกัดปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบในช่วงการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด (Off-peak)

4.2.3 ไม่จำกัดช่วงระยะเวลาที่ต้องผลิตไฟฟ้าเข้าระบบ

4.2.4 แก้ไขสูตรคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าในกรณีค่าพลังไฟฟ้าติดลบให้กำหนดเท่ากับศูนย์

4.2.5 ทบทวนการกำหนดระยะเวลาการหยุดซ่อมบำรุงรักษาที่เหมาะสม

4.2.6 กำหนดมาตรการที่เพิ่มความคล่องตัวด้านการผลิต จัดส่ง และจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ (1) การใช้บริการสายป้อน (Wheeling) (2) การฝากส่งไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเพื่อส่งไปยังผู้ใช้ในพื้นที่อื่น (3) ระบบธนาคารไฟฟ้า (Banking) โดยผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถฝากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่แน่นอนกับผู้ผลิตหรือผู้จัดหาไฟฟ้าของระบบ และถอนคืนในช่วงเวลาที่แน่นอน (4) การอนุญาตให้ขายไฟฟ้าแก่บุคคลที่สามโดยการไฟฟ้าสามารถคิดค่าบริการได้ในระดับหนึ่ง (Third Party Sale)

4.2.7 ให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการ หรือองค์กรเพื่อกำกับดูแลข้อกำหนดทางเทคนิคของการเชื่อมโยงกับระบบให้เป็นไปอย่างถูกต้อง ยุติธรรม และโปร่งใส

4.2.8 การให้สิ่งจูงใจสำหรับการไฟฟ้าที่รับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

สำหรับระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมเสนอให้มีการแก้ไขอุปสรรคและปัญหาในการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ประกอบด้วย (1) การเร่งดำเนินการเพื่อให้เกิดความชัดเจนด้านการปฏิบัติของการเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มระบบ Net-metering (2) การขออนุญาตขายไฟฟ้าเข้าระบบ โดยในขั้นตอนของการขออนุญาตขายไฟฟ้าเข้าระบบ

ยังไม่ต้องใช้หลักฐานหนังสือสัมปทาน แต่ให้แสดงหลักฐานดังกล่าวก่อนเดินเครื่องและขายไฟฟ้าเข้าระบบ (3) ให้ใช้อำนาจตาม ปว. 28 กำหนดขั้นตอนและเงื่อนไขการขอสัมปทานให้มีความคล่องตัว ประหยัดเวลาและค่าใช้จ่าย โดยการออกประกาศกระทรวงพลังงาน (4) ควรมีการปรับปรุงข้อกำหนดทางเทคนิคของระบบควบคุมและป้องกัน ในการเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าที่สามารถช่วยลดภาระการลงทุน โดยไม่กระทบกับความปลอดภัยของระบบโดยรวม โดยเสนอเป็นแบบมาตรฐานเบื้องต้นเพื่อให้ผู้ประกอบการสามารถเลือกปฏิบัติได้ตามความเหมาะสม (5) ควรมีการจัดตั้งคณะทำงานที่ประกอบด้วยผู้เกี่ยวข้องเพื่อศึกษาและปรับปรุงแบบมาตรฐานเบื้องต้นดังกล่าว ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับระบบ และเป็นที่ยอมรับจากทุกฝ่าย (6) ให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการประกอบด้วยผู้ที่เกี่ยวข้องทุกฝ่าย เพื่อกำกับดูแลข้อกำหนดทางด้านเทคนิค เช่นเดียวกับกรณี SPP และ (7) การให้สิ่งจูงใจสำหรับการไฟฟ้าในการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

5. การให้ชุมชนมีส่วนร่วมกับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

5.1 การให้ชุมชนท้องถิ่นมีส่วนร่วมกับโครงการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน เป็นสิ่งที่มีความจำเป็นในปัจจุบัน เพราะโครงการที่เกิดขึ้นจะส่งผลกระทบกับชีวิตและสิ่งแวดล้อมของสมาชิกในชุมชน ชุมชนจึงควรมีสิทธิในการร่วมรับรู้ ตรวจสอบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และมีส่วนร่วมในกระบวนการป้องกันและแก้ไขผลกระทบดังกล่าว โดยระดับของการมีส่วนร่วมจะแตกต่างตามลักษณะและขนาดของโครงการ ความตื่นตัวของประชาชนในพื้นที่ ความเต็มใจของเจ้าของโครงการ และศักยภาพของผู้มีส่วนร่วม

5.2 การมีส่วนร่วมของโครงการที่พัฒนาโดยเจ้าของโครงการ ถ้าเป็นผู้ลงทุนท้องถิ่นจะได้เปรียบผู้ที่มาจากภายนอกพื้นที่ และการสร้างเวทีให้เกิดการเรียนรู้ไปพร้อมๆ กันในชุมชน จะทำให้เกิดความตระหนักในปัญหาหรือเห็นความจำเป็นในการดำเนินการบางอย่างร่วมกัน จนนำไปสู่กระบวนการทำงาน

5.3 การทำกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์เป็นเครื่องมือหนึ่งที่เจ้าของโครงการ สามารถใช้สร้างโอกาสให้ชุมชนมีส่วนร่วมกับการดำเนินโครงการ หากชุมชนมีความตระหนักในสิทธิของชุมชน มีความต้องการที่จะมีส่วนร่วมในขั้นตอนต่างๆ ของโครงการ ก็สามารถที่จะหารือกับเจ้าของโครงการเพื่อขอมีส่วนร่วมในกระบวนการต่างๆ ได้ตามความเหมาะสม แต่สำหรับในส่วนของเจ้าของโครงการแล้วจะมีความซับซ้อนกว่านั้น ดังนั้นมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมจึงได้สรุปขั้นตอนและวิธีการทำกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ควบคู่ไปกับการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนไว้ด้วย โดยหัวใจสำคัญ คือการเข้าไปหาชุมชนตั้งแต่ระยะเริ่มต้นโครงการ เพื่อให้ข้อมูลที่ถูกต้องด้วยตัวของเจ้าของหรือผู้พัฒนาโครงการเอง ตั้งแต่ชุมชนยังไม่มีข้อมูลจากแหล่งอื่นหรือมีทัศนคติที่เป็นลบกับโครงการ พร้อมกับรับฟังความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากชุมชนให้มากที่สุด และจะต้องตอบคำถามให้ได้อย่างชัดเจนและถูกต้อง พยายามสร้างพันธมิตรกับองค์กรพัฒนาเอกชนในพื้นที่ โดยผ่านการให้ข้อมูลและสร้างความเข้าใจในโครงการ ซึ่งจะนำไปสู่ความร่วมมืออันดีต่อไป เพราะในกิจกรรมบางอย่าง เช่น การเสริมสร้างการเรียนรู้ชุมชน โครงการอาจต้องพึ่งพาองค์กรในพื้นที่ในการดำเนินการ กิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ต้องทำอย่างต่อเนื่อง โดยให้ขั้นตอนของกิจกรรมสัมพันธ์กับระยะเวลาของโครงการ และให้เกียรติกับผู้แทนชุมชน องค์กรปกครองท้องถิ่น และองค์กรพัฒนาเอกชน ในการเป็นเจ้าของกิจกรรมมากกว่าการที่เจ้าของโครงการจะเป็นเจ้าภาพเองตลอด

5.4 การทำโครงการอย่างมีคุณภาพที่คำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน ควรมีการเปิดเผยข้อมูลอย่างจริงใจ ซึ่งจะทำให้เกิดทัศนคติเชิงบวกกับชุมชนและองค์กรที่เกี่ยวข้อง และการทำกิจกรรมกับชุมชนอย่างเป็นธรรมชาติ มีส่วนอย่างมากที่จะทำให้สมาชิกชุมชนให้การตอบรับโครงการและเจ้าของโครงการ โดยส่วนเสริมก็คือการแบ่งปันผลประโยชน์ของโครงการให้แก่ชุมชน ซึ่งนอกจากจะเป็นรายได้ภาษีที่ท้องถิ่นจะได้รับแล้ว หากผู้ดำเนินโครงการช่วยเหลือท้องถิ่นด้วยการจ้างงาน การบริจาคสิ่งจำเป็นให้กับโรงเรียน หรือช่วยเหลือชุมชนตามความเหมาะสม ก็จะช่วยสร้างความรู้สึกที่ดีให้กับชุมชนได้มากขึ้น

5.5 หากสถานการณ์การยอมรับของชุมชนไม่ราบรื่น ควรหาข้อยุติของความขัดแย้งในท้องถิ่น โดยในกรณีที่สมาชิกชุมชนมีความเห็นต่างกันในการที่จะรับหรือไม่รับโครงการนั้นๆ ในพื้นที่องค์กรท้องถิ่น เช่น องค์การบริหารส่วนตำบลควรทำหน้าที่เป็นองค์กรกลาง

ในการประมวลความคิดเห็นของทั้งสองฝ่าย แล้วให้มีองค์กรในระดับจังหวัดเป็นผู้ตัดสินชี้ขาดอีกครั้งหนึ่ง ทั้งนี้ เพื่อให้แน่ใจว่าจะมีข้อสรุปในกรณีพิพาท

6. การศึกษาวิเคราะห์และเสนอแนวทางการสนับสนุนพลังน้ำขนาดเล็กมาก

6.1 ปัจจุบันมีโครงการพลังน้ำขนาดเล็กมากที่ยังดำเนินการอยู่เพียง 23 โครงการ จากทั้งหมด 59 โครงการ โดยสาเหตุหลักที่ทำให้เกิดการยกเลิกการใช้งานของบางโครงการ คือ ชาวบ้านขาดความรู้ความเข้าใจในเรื่องการบริหารจัดการและการดูแลบำรุงรักษาเครื่องจักรในระบบผลิตไฟฟ้า ทำให้การดำเนินการเป็นไปอย่างไม่มีประสิทธิภาพ มีปัญหาเรื่องเครื่องจักรบ่อยครั้ง และเมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเชื่อมต่อถึงหมู่บ้านที่ตั้งโครงการพลังน้ำ ชาวบ้านจะเลือกใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เนื่องจากมีความสะดวกสบายมากกว่า และไม่ต้องดูแลระบบพลังน้ำเอง

6.2 จากการศึกษาผลตอบแทนการลงทุนของการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำใหม่ พบว่า

6.2.1 ในกรณีที่ค่า Plant Factor (PF) เท่ากับ 50% และที่ระดับผลตอบแทนการลงทุนในระดับร้อยละ 10 ขึ้นไป ขนาดระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กมากที่มีความคุ้มค่าการลงทุน คือ ขนาด 60 กิโลวัตต์ขึ้นไป

6.2.2 หากกำหนดให้ค่าผลตอบแทนการลงทุนที่ร้อยละ 10 เป็นค่าตอบแทนที่สามารถจูงใจให้ชุมชนสนใจลงทุนติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กมาก พบว่า

ขนาดโรงไฟฟ้า(กิโลวัตต์)	ระดับเงินสนับสนุนการลงทุน
20	60-80% ของเงินลงทุน
40	ไม่เกิน 33% ของเงินลงทุน
50	ไม่เกิน 19% ของเงินลงทุน

6.2.3 กรณีศึกษาผลตอบแทนการลงทุนเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของพลังน้ำขนาดเล็กมากเดิมที่มีอยู่แล้วให้สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าได้ โดยพิจารณาจากโรงไฟฟ้าที่เครื่องจักรยังอยู่ในสภาพที่สามารถซ่อมแซมได้ และโครงสร้างของฝายและท่อยังคงอยู่ในสภาพที่ดี ซึ่งถือเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพที่สุดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังน้ำเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า พบว่า โรงไฟฟ้าที่มีขนาดตั้งแต่ 40 กิโลวัตต์ ขึ้นไป จะมีความคุ้มทุนภายใน 2 ปี (ยกเว้นกรณี โรงไฟฟ้าขนาด 40 กิโลวัตต์ ที่มี PF 50% จะคืนทุนภายใน 3 ปี) นอกจากนี้ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมได้เสนอแนวทางการแก้ปัญหาเพื่อให้สามารถนำระบบไฟฟ้าพลังน้ำมาใช้อย่างยั่งยืน ดังนี้ (1) การสร้างระบบบริหารจัดการที่ดีควบคู่กับการดูแลรักษาระบบผลิตไฟฟ้า (2) การเชื่อมต่อระบบพลังน้ำกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า เพื่อทำให้เกิดผลตอบแทนการลงทุนที่คุ้มค่า และ (3) การจัดตั้งหน่วยงานขึ้นรับผิดชอบในรูปแบบของศูนย์ส่งเสริมโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทย

7. แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้ระบบกิจการไฟฟ้าเสรี

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมมีความเห็นว่าในระบบการแข่งขันเสรี ที่ตลาดไฟฟ้ามีการแข่งขันอย่างเพียงพอ มาตรการการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมมากที่สุด คือ มาตรการกำหนดให้ผู้จำหน่ายไฟฟ้าต้องจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RPS) ซึ่งจะเป็นการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนอย่างยั่งยืน โดยปริมาณการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้นทุกปีตามปริมาณการจำหน่ายหรือการใช้ที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ระบบการซื้อขายเครดิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในตลาดที่สะท้อนจากอุปสงค์และอุปทานหรือการแข่งขัน จะทำให้ราคาซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอยู่ในระดับต่ำสุด แต่ในระยะแรกของการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า การแข่งขันยังไม่เพียงพอ การใช้กลไกตลาดหรือระบบ RPS จะเป็นอุปสรรคสำหรับผู้ประกอบการรายเล็กหรือรายใหม่ที่จะเข้ามาสู่ตลาดไฟฟ้า เนื่องจากมีความพร้อมในการแข่งขันน้อยกว่าผู้ประกอบการรายใหญ่ ดังนั้น มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมจึงเสนอว่าในช่วงแรกรัฐควรใช้มาตรการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยอัตราพิเศษ หรือ Feed-in Tariff เพื่อเพิ่มจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น และเมื่อมีการแข่งขันในตลาดไฟฟ้าเพียงพอแล้ว จึงเปลี่ยนไปใช้กลไกตลาดด้วยระบบ RPS

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ไตรมาสที่ 1 ปี 2547

www.pttplc.com

1. ความต้องการและการผลิตน้ำมันดิบ

ความต้องการใช้น้ำมันดิบโดยรวมในไตรมาส 1 ปี 2547 อยู่ที่ระดับ 81.1 ล้านบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2546 ประมาณ 0.5 ล้านบาร์เรล/วัน ซึ่งประเทศในกลุ่ม OECD และประเทศนอกกลุ่ม OECD มีอัตราการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นเล็กน้อยไม่ถึงร้อยละ 1

ปริมาณการผลิตโดยรวมในไตรมาส 1 ปี 2547 อยู่ที่ระดับ 81.6 ล้านบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมา 4 ปี 2546 ประมาณ 0.7 ล้านบาร์เรล/วัน โดยกลุ่มโอเปคผลิตเพิ่มขึ้น ร้อยละ 1.5 อยู่ที่ระดับ 28 ล้านบาร์เรล/วัน ในขณะที่เพดานการผลิตอยู่ที่ระดับ 24.5 ล้านบาร์เรล/วัน ผลจากการผลิตน้ำมันดิบเกินโควต้าของกลุ่มโอเปค ทำให้โอเปคต้องขอความร่วมมือให้ประเทศสมาชิกผลิตและส่งออกน้ำมันดิบตามระดับโควต้าที่ได้รับ ส่วนปริมาณการผลิตน้ำมันของประเทศนอกกลุ่มโอเปค ในไตรมาส 1 ปี 2547 อยู่ที่ระดับ 48.1 ล้านบาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2546

2. ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบในช่วงไตรมาส 1 ปี 2547 ปรับตัวสูงขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงไตรมาส 4 ปี 2546 ประมาณ $1.62 – 4.12 ต่อบาร์เรล อุปทานในตลาดลดลงจากเหตุการณ์ประท้วงในเวเนซูเอล่า และเหตุระเบิดในอิรัก ประกอบกับความกังวลเกี่ยวกับอุปทานน้ำมันที่อาจไม่เพียงพอเนื่องจากสภาพอากาศในสหรัฐอเมริกาที่อุณหภูมิต่ำกว่าปกติยาวนานกว่าที่คาดไว้ ทำให้มีความต้องการใช้น้ำมันเพื่อความอบอุ่นและก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ปริมาณน้ำมันดิบสำรองของสหรัฐอเมริกาลดลง 5 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 264 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง ประเทศสมาชิกโอเปคปรับลดปริมาณการผลิตลง เช่น ซาอุดิอาระเบีย อิหร่าน ไนจีเรีย และอัลจีเรีย เพื่อให้เป็นไปตามโควต้าที่ได้รับ ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยของไตรมาส 1 อยู่ในระดับ $29.54 และ $31.71 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยรายละเอียดความเคลื่อนไหวของราคาในแต่ละเดือนสรุปได้ ดังนี้

เดือนมกราคม ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้น $0.78 – 2.29 ต่อบาร์เรล จากความกังวลเรื่องภาวะอุปทานที่อาจไม่เพียงพอ เนื่องจากสภาพอากาศในสหรัฐอเมริกาที่อุณหภูมิยังคงต่ำกว่าปกติยาวนานกว่าที่คาดไว้ ทำให้มีความต้องการใช้น้ำมันเพื่อความอบอุ่น และก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้น รวมทั้ง รัสเซียประสบปัญหาการขนส่งน้ำมันทางเรือ เนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน ประกอบกับกระทรวงพลังงานของสหรัฐอเมริกาได้รายงานตัวเลขน้ำมันดิบสำรองลดลง 5 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 264 ล้านบาร์เรล นอกจากนี้ โอเปคประกาศไม่เพิ่มกำลังการผลิตหลังจาก OPEC Basket สูงกว่า $28 ต่อบาร์เรล ติดต่อกัน 20 วันทำการ และรัฐมนตรีน้ำมันและเหมืองแร่ของอัลจีเรียต้องการให้โอเปคลดกำลังการผลิตลง เนื่องจากคาดว่าอุปสงค์น้ำมันโลกจะลดลงในช่วงไตรมาส 2 ของ

ปี 2547 รวมทั้ง สหภาพแรงงานไนจีเรียจะหยุดงานประท้วงหากรัฐบาลปล่อยเสรีราคาน้ำมัน ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $28.88 และ $31.02 ต่อบาร์เรลตามลำดับ

เดือนกุมภาพันธ์ ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยปรับตัวลดลง $0.29 – 0.50 ต่อบาร์เรล จากตลาดคลายความกังวลเกี่ยวกับอุปทานน้ำมัน หลังจากสภาพอากาศในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกาเริ่มอบอุ่นขึ้น ประกอบกับกระทรวงพลังงานสหรัฐอเมริกา (DOE) และสถาบันปิโตรเลียมสหรัฐอเมริกา (API) ได้รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น 7.9 และ 6.3 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 271.6 และ 274.5 ล้านบาร์เรล ตามลำดับ นอกจากนี้ ท่าเรือช่องแคบ Bosporus และ Daranelles ที่เชื่อมต่อระหว่างทะเลดำและทะเลเมดิเตอร์เรเนียน กลับมาเปิดดำเนินการอีกครั้งหนึ่ง หลังจากสภาพอากาศที่แปรปรวนเริ่มเข้าสู่สภาพปกติ และรัสเซียจะเพิ่มการผลิตน้ำมัน 5% ในปี 2004 ทั้งนี้ ราคาน้ำมันดิบในช่วงปลายเดือนปรับตัวสูงขึ้น หลังจากผลการประชุมโอเปค ในวันที่ 10 กุมภาพันธ์ 2547 ได้มีมติให้ปรับลดโควต้าการผลิตลง 1 ล้านบาร์เรล/วัน จากระดับเดิม 24.5 ล้านบาร์เรล/วัน มาอยู่ที่ระดับ 23.5 ล้านบาร์เรล/วัน เริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2547 เป็นต้นไป ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $28.61 และ $30.68 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

เดือนมีนาคม ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น $0.78 – 2.55 ต่อบาร์เรล ความวิตกกังวลเกี่ยวกับการก่อการร้ายในยุโรป เวเนซูเอล่า และอิรัก ประกอบกับอุปทานลดลงจากความร่วมมือของประเทศสมาชิกโอเปค โดยเฉพาะซาอุดิอาระเบีย อิหร่าน ไนจีเรีย และอัลจีเรีย ปรับลดกำลังการผลิตเพื่อให้เป็นไปตามโควต้าที่ได้รับ นอกจากนี้ สภาพอากาศในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกาที่หนาวเย็นกว่าปกติ ทำให้มีความต้องการใช้น้ำมันเพื่อความอบอุ่นเพิ่มขึ้น และจากสภาพเศรษฐกิจของสหรัฐอเมริกาขยายตัวขึ้น ในขณะที่ปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินของสหรัฐอเมริกาอยู่ในระดับต่ำอยู่ที่ระดับ 203.4 ล้านบาร์เรล นอกจากนี้ เกิดเหตุเพลิงไหม้โรงกลั่นและโรงปิโตรเคมีเมือง Houston รัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา ทั้งนี้ การห้ามใช้สาร MTBE ในน้ำมันเบนซินที่จะนำเข้ามาจำหน่ายในสหรัฐอเมริกา 3 รัฐ คือ New York, Connecticut และCalifornia ทำให้มีข้อจำกัดในการนำเข้าน้ำมันจากภูมิภาคอื่นไปยังสหรัฐอเมริกา ทั้งนี้ ผลการประชุมของกลุ่มโอเปคเมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2547 ยืนยันให้มีการลดโควตาการผลิตลง 1 ล้านบาร์เรล/วัน มาอยู่ที่ระดับ 23.5 ล้านบาร์เรล/วัน มีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2547 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $30.85 และ $33.23 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	ทาปิส	โอมาน	ดูไบ	เบรนท์	WTI
2545	25.64	23.91	23.81	25.15	26.09
2546	30.06	27.13	26.75	28.67	31.06
ไตรมาส 4 (2546)	31.26	28.08	27.67	29.33	31.14
ไตรมาส 1 (2547)	34.82	29.84	29.54	31.71	35.33
ธันวาคม 46	31.34	28.47	28.10	29.75	32.16
มกราคม 47	33.63	29.28	28.88	31.02	34.29
กุมภาพันธ์ 47	34.93	28.77	28.61	30.68	34.73
มีนาคม 47	35.71	31.19	30.85	33.23	36.71
31 มีนาคม 47	35.10	31.06	31.12	32.15	35.72

ปริมาณความต้องการและการผลิตน้ำมันดิบของโลก

หน่วย : ล้านบาร์เรล/วัน

	2546	ปี 2546		ปี 2547			
		ไตรมาส 3	ไตรมาส 4	ไตรมาส 1	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.
ความต้องการ	**78.8**	**78.8**	**80.6**	**81.1**	**80.6**	**81.4**	**80.1**
-OECD*	48.4	48.0	49.1	49.4	49.2	50.3	48.6
-อื่น ๆ	30.4	30.8	31.5	31.6	31.4	31.1	31.5
การผลิต	**78.8**	**78.7**	**80.9**	**81.6**	**81.6**	**81.4**	**82.2**
-โอเปค/น้ำมันดิบ	26.9	26.9	27.6	28.0	28.0	27.6	28.4
-โอเปค/NGL /คอนเดนเสท	3.2	3.3	3.5	3.6	3.5	3.5	3.6
-นอกกลุ่มโอเปค	46.9	46.7	48.0	48.1	48.2	48.4	48.3
-อื่น ๆ	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9
+/-	**0.0**	**-0.1**	**+0.3**	**+0.5**	**+0.1**	**-**	**+2.1**

ที่มา : วารสาร Oil Market Intelligence เดือนมกราคม 2547

* OECD : Organization for Economic Cooperation and Development มี 29 ประเทศ

ปริมาณการผลิตและกำลังการผลิตน้ำมันดิบของกลุ่มโอเปค

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ประเทศ	ปี 2546	ปี 2547	ปี 2546 ไตรมาส 4	ปี 2547			โควต้าการผลิต	
				ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	1 พ.ย.46	1 เม.ย.46
อัลจีเรีย	1,160	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	782	750
อินโดนีเซีย	1,010	977	985	985	975	970	1,270	1,218
อิหร่าน	3,660	3,900	3,800	3,900	3,900	3,900	3,597	3,450
คูเวต	2,170	2,300	2,200	2,300	2,300	2,300	1,966	1,886
ลิเบีย	1,410	1,450	1,420	1,450	1,450	1,450	1,312	1,258
ไนจีเรีย	2,100	2,333	2,275	2,300	2,350	2,350	2,018	1,936
กาตาร์	720	750	725	750	750	750	635	609
ซาอุดิอาระเบีย	8,800	8,567	8,600	8,700	8,700	8,300	7,963	7,638
สหรัฐอาหรับเอมิเรต	2,240	2,267	2,250	2,300	2,300	2,200	2,138	2,051
เวเนซูเอล่า	2,230	2,450	2,500	2,450	2,450	2,450	2,819	2,704
โอเปค 10 ประเทศ	**25,500**	**26,193**	**25,955**	**26,335**	**26,375**	**25,870**	**24,500**	**23,500**
อิรัก	1,350	2,100	1,950	2,100	2,000	2,200	n/a	n/a
รวม	**26,850**	**28,293**	**27,905**	**28,435**	**28,375**	**28,070**	n/a	n/a
ผลิตภัณฑปิโตรเลียมชนิดอื่น*	3,390	3,730	3,655	3,730	3,730	3,730	n/a	n/a
รวมทั้งหมด	**30,240**	**32,023**	**31,560**	**32,165**	**32,105**	**31,800**	n/a	n/a

* เช่น คอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติเหลว และอื่น ๆ ที่มา:www.eia.doc.gov/cabs/opec.html

3. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปเฉลี่ยในไตรมาส 1 ปี 2547 ปรับตัวสูงขึ้นจากช่วงไตรมาส 4 ปี 2546 ประมาณ $0.89 – 6.24 ต่อบาร์เรล โดยราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ,92 ก๊าด ดีเซลหมุนเร็ว และเตา ปรับตัวสูงขึ้น $5.87, $6.24, $2.44, $4.55 และ $0.89 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยรายละเอียดความเคลื่อนไหวของราคาในแต่ละเดือนสรุปได้ ดังนี้

เดือนมกราคม ราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวสูงขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ โดยราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 ปรับตัวสูงขึ้น $4.73 และ $4.82 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาแนฟทา ซึ่งมีอุปสงค์จากภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และโรงกลั่นน้ำมันของสหรัฐอเมริกาและคูเวตเกิดปัญหาด้านเทคนิคต้องปิดฉุกเฉิน น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปรับตัวสูงขึ้น $4.25 ต่อบาร์เรล จากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นของจีน เวียดนาม ฮ่องกง อินโดนีเซีย ศรีลังกา และฟิลิปปินส์ ในขณะที่อุปทานลดลงจากจีนและเกาหลีใต้ลดการส่งออก เนื่องจากความต้องการใช้ภายในประเทศเพิ่มขึ้นน้ำมันก๊าดและเตาปรับตัวสูงขึ้น $2.10 และ $1.52 ต่อบาร์เรล จากอุปทานในตลาดลดลงจากความล่าช้าของการขนส่งจากทะเลดำที่จะเข้ามาถึงเอเชียต้องล่าออกไป เนื่องจากช่องแคบ Bosphorus เกิดปัญหาสภาพอากาศหนาวจัดและเกาหลีใต้ลดการส่งออก ในขณะที่มีความต้องการซื้อจากจีน เวียดนาม และฟิลิปปินส์ ราคาเฉลี่ยของน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 ก๊าด ดีเซลหมุนเร็ว และเตา อยู่ที่ระดับ $44.25, $43.25, $39.60, $39.35 และ $27.75 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

เดือนกุมภาพันธ์ ราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวลดลง โดยราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 ปรับตัวลดลง $4.38 และ $4.13 ต่อบาร์เรล ตามราคาแนฟทาและอุปทานในตลาดเพิ่มขึ้นจากการส่งออกของจีน ไต้หวัน และอินเดีย ในขณะที่ความต้องการซื้อของอินโดนีเซียและเวียดนามชะลอตัว น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปรับตัวลดลง $1.51 ต่อบาร์เรล อินเดียออกประมูลขายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ประกอบกับอุปสงค์ในตลาดลดลงจากจีน และอินโดนีเซีย ชะลอการซื้อน้ำมันก๊าดและเตาปรับตัวลดลง $2.40 และ $0.10 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากมีการนำน้ำมันจากยุโรปและตะวันตกเข้ามาในภูมิภาค ประกอบกับอินเดีย ไต้หวัน และญี่ปุ่นออกประมูลขายน้ำมันเตา ในขณะที่ความต้องการซื้อน้ำมันเตาลดลง โดยเฉพาะจีนหลังจากเก็บสะสมน้ำมันเตาเพียงพอกับความต้องการภายในประเทศแล้ว ราคาเฉลี่ยของน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 ก๊าด ดีเซลหมุนเร็ว และเตา อยู่ที่ระดับ $39.87, $39.12, $37.20, $37.84 และ $27.41 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

เดือนมีนาคม ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 ปรับตัวสูงขึ้น $4.21 และ $4.18 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันของจีนจากการเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยเฉพาะธุรกิจอุตสาหกรรมยานยนต์ และความต้องการใช้ในช่วงฤดูท่องเที่ยวของสหรัฐอเมริกา ในขณะที่อุปทานในตลาดลดลงจากโรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียปิดซ่อมบำรุงประจำปี น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปรับตัวลดลง $0.09 ต่อบาร์เรล จากการส่งออกของจีนและความต้องการใช้ในภูมิภาคเริ่มลดลงหลังสิ้นสุดฤดูหนาว ในขณะที่อุปทานน้ำมันยังคงมีอย่างต่อเนื่อง น้ำมันก๊าดปรับตัวสูงขึ้น $0.40 ต่อบาร์เรล จากความต้องการซื้อของเวียดนาม ในขณะที่เกาหลีใต้ลดการส่งออก น้ำมันเตาปรับตัวลดลง $0.50 ต่อบาร์เรล อุปทานในภูมิภาคเอเชียเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากการที่มีน้ำมันจากตะวันตกเข้ามาในภูมิภาคเอเชีย ประกอบกับจีนและเวียดนามชะลอการซื้อน้ำมันหลังจากได้ซื้อไว้เพียงพอแล้ว ราคาเฉลี่ยของน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 92 ก๊าด ดีเซลหมุนเร็ว และเตา อยู่ที่ระดับ $44.08, $43.30, $37.62, $37.75 และ $26.91 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย:เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 92	ก๊าด	ดีเซล หมุนเร็ว	เตา (2%S)	เตา (3.5%S)
2545	28.00	26.84	27.98	27.45	23.40	23.04
2546	34.69	33.64	32.90	32.31	27.37	26.39
ไตรมาส 4 (2546)	36.96	35.70	35.71	33.71	26.46	25.33
ไตรมาส 1 (2547)	42.83	41.94	38.15	38.26	27.35	26.35
ธันวาคม 2546	39.52	38.43	37.50	35.10	26.23	25.10
มกราคม 2547	44.25	43.25	39.60	39.35	27.75	26.55
กุมภาพันธ์ 2547	39.87	39.12	37.20	37.84	27.41	26.45
มีนาคม 2547	44.08	43.30	37.62	37.75	26.91	25.98
31 มีนาคม 2547	45.80	44.05	38.03	37.95	27.48	26.83

4. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

4.1 ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง

ราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูปเฉลี่ยของไทยในช่วงไตรมาส 1 ปี 2547 ปรับตัวสูงขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2546 ตามราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์ และจากการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ในวันที่ 10 มกราคม 2547 โดยราคาขายปลีกเฉลี่ยของน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 91 และดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 17.03 , 16.23 และ 14.58 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดรายเดือนดังนี้

เดือนมกราคม ในช่วงต้นเดือนราคาขายปลีกได้ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 ปรับตัวสูงขึ้น อยู่ที่ระดับ 17.79 และ 16.99 บาท/ลิตร ตามลำดับ ซึ่งหากปล่อยให้ราคาน้ำมันในประเทศปรับตัวสูงขึ้น อาจจะส่งผลกระทบต่อภาวะเศรษฐกิจของประเทศ และส่งผลกระทบต่อประชาชน รัฐบาลจึงได้นำนโยบายตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิงมาใช้ เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม 2547 เป็นต้นไป โดยตรึงราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ กรุงเทพมหานคร ไว้ที่ระดับ 16.99, 16.19 และ 14.59 บาท/ลิตร

ตามลำดับ โดยราคาขายปลีกเฉลี่ย เดือนมกราคม 2547 ของน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 91 และดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 17.11 , 16.31 และ 14.59 บาท/ลิตร ตามลำดับ

เดือนกุมภาพันธ์ ราคาขายปลีกไม่มีการเปลี่ยนแปลง โดยราคาขายปลีกเฉลี่ยเดือนกุมภาพันธ์ 2547 ของน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 16.99, 16.19 และ 14.57บาท/ลิตร ตามลำดับ

เดือนมีนาคม ราคาขายปลีกไม่มีการเปลี่ยนแปลง โดยราคาขายปลีกเฉลี่ยเดือนมีนาคม 2547 ของน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 16.99, 16.19 และ 14.57 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาขายปลีก

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว
2545	15.29	14.29	13.12
2546	15.29	14.29	13.12
ไตรมาส 4 (2546)	16.65	15.82	14.08
ไตรมาส 1 (2547)	17.03	16.23	14.58
ธันวาคม 2546	17.05	16.26	14.39
มกราคม 2547	17.11	16.31	14.59
กุมภาพันธ์ 2547	16.99	16.19	14.59
มีนาคม 2547	16.99	16.19	14.59
31 มีนาคม 2547	16.99	16.19	14.59

4.2 ค่าการกลั่นและค่าการกลั่น

4.2.1 ค่าการตลาด

ค่าการตลาดในไตรมาส 1 ปี 2547 ปรับตัวลดลง 0.0814 บาท/ลิตร เมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2546 มาอยู่ที่ระดับ 1.0548 บาท/ลิตร โดยค่าการตลาดเฉลี่ยในเดือนมกราคม กุมภาพันธ์ และมีนาคม อยู่ที่ระดับ 0.8999, 1.1348 และ 1.1348 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ค่าการตลาดเฉลี่ยของประเทศ

หน่วย:บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 91	ดีเซล หมุนเร็ว	เฉลี่ย
2544	1.7600	1.6272	1.3000	1.3217
2545	1.7039	1.5221	1.3233	1.3776
2546	1.3433	1.1602	0.9896	1.0673
ไตรมาส 4 (2546)	1.2622	1.1318	1.1124	1.1362
ไตรมาส 1 (2547)	1.3758	1.3155	0.9264	1.0548
ธันวาคม 2546	1.0053	0.9933	1.0055	1.9920
มกราคม 2547	1.1247	1.0822	0.8101	0.8999
กุมภาพันธ์ 2547	1.5056	1.4360	0.9865	1.1348
มีนาคม 2547	1.5056	1.4360	0.9865	1.1348
31 มีนาคม 2547	1.5056	1.4360	0.9865	1.1348

4.2.2 ค่าการกลั่น

ค่าการกลั่นในช่วงไตรมาส 1 ปี 2547 ปรับตัวสูงขึ้น 0.5201 บาท/ลิตร เมื่อเทียบกับช่วงไตรมาส 4 ปี 2546 มาอยู่ที่ระดับ 1.2981 บาท/ลิตร โดยค่าการกลั่น เฉลี่ยโดยรวมในเดือนมกราคม กุมภาพันธ์ และมีนาคม อยู่ที่ระดับ 1.6865, 1.3195 และ 0.8897 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ค่าการกลั่น

หน่วย:บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	ค่าการกลั่นรวม	เบนซินออกเทน 95	เบนซินออกเทน 87-91	ดีเซลหมุนเร็ว	เตา (3.5%S)
2545	0.4709	0.5123	0.4773	0.5100	0.4090
2546	0.7745	0.8801	0.8241	0.8283	0.6503
ไตรมาส 4 (2546)	0.7780	0.9126	0.8659	0.8380	0.6073
ไตรมาส 1 (2547)	1.2981	1.5373	1.4773	1.4153	0.9452
ธันวาคม 2546	1.1585	1.3757	1.3080	1.2414	0.8639
มกราคม 2547	1.6865	2.0151	1.9355	1.8334	1.2098
กุมภาพันธ์ 2547	1.3195	1.4933	1.4350	1.4461	0.9783
มีนาคม 2547	0.8897	1.1006	1.0586	0.9686	0.6496
31 มีนาคม 2547	0.8897	1.1006	1.0586	0.9686	0.6496

สถานการณ์พลังงานของไทยปี 2546

1. ภาพรวม

จากรายงานภาวะเศรษฐกิจไทยของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานว่า ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) ของปี 2546 ขยายตัวร้อยละ 6.7 เป็นการขยายตัวสูงสุดนับตั้งแต่เกิดวิกฤตเศรษฐกิจ ปัจจัยสำคัญมาจากการลงทุนทั้งภาครัฐและภาคเอกชน รวมทั้งการบริโภคภายในประเทศที่ขยายตัวค่อนข้างสูง การผลิตสาขาอุตสาหกรรมขยายตัวสูงขึ้นร้อยละ 10.3 อุตสาหกรรมสำคัญที่ขยายตัวได้ดี ประกอบด้วย อุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้าง ยานยนต์ อาหารและเครื่องดื่ม

อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ รายไตรมาส ณ ราคาปีฐาน 2531

หน่วย : %

สาขา	2545	2546				
	ม.ค.-ธ.ค.	ม.ค.-มี.ค.	เม.ย.-มิ.ย.	ก.ค.-ก.ย.	ต.ค.-ธ.ค.	ม.ค.-ธค
เกษตรกรรรม	3.0	10.0	4.2	6.6	6.3	6.8
นอกภาคเกษตรกรรม	5.7	6.3	6.0	6.6	8.0	6.7
รวม	5.4	6.7	5.8	6.6	7.8	6.7

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

สืบเนื่องจากการผลิตภาคอุตสาหกรรมที่ขยายตัวสูงขึ้นร้อยละ 10.3 ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ของไทยขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 เมื่อเทียบกับปี 2545 การใช้พลังงานเกือบทุกประเภทเพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะการใช้ถ่านหินนำเข้าและการใช้ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 การผลิตเพิ่มขึ้นเกือบทุกประเภท โดยเฉพาะการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 27.5 สาเหตุสำคัญมาจากการผลิตที่เพิ่มมากขึ้นของแหล่งผลิตแหล่งใหญ่ ได้แก่ แหล่งเบญจมาศของบริษัท เชฟรอน ผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 40.3 และแหล่งผลิต ของบริษัทยูโนแคล ผลิตเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 73.9 ส่วนการผลิตลิกไนต์ลดลงร้อยละ 8.0

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.6 ส่วนหนึ่งเนื่องจากการนำเข้าถ่านหินมาใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรมการใช้ขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 80.0 ทั้งนี้มีสาเหตุจากถ่านหินนำเข้ามีราคาต่ำกว่าลิกไนต์ในประเทศ อีกส่วนหนึ่งเกิดจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.1 เพื่อนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. และโรงไฟฟ้า IPP ประกอบกับการนำเข้าน้ำมันดิบมากลั่นในปริมาณที่สูงขึ้น เป็นผลให้อัตราการพึ่งพาพลังงานเชิงพาณิชย์จากต่างประเทศเพิ่มจากระดับร้อยละ 62 ของความต้องการใช้พลังงานของประเทศในปีก่อน เป็นร้อยละ 65 ในปีนี้

ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์[1]

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2545	2546	เปลี่ยนแปลง %	
			2545	2546
การใช้ [2]	1,282.6	1,361.1	6.5	6.3
การผลิต	631.4	671.7	6.2	6.4
การนำเข้า (สุทธิ)	796.0	878.5	5.3	10.6
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	-6.1	-29.5		
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	150.8	218.7	9.9	45.1
การนำเข้า/การใช้ (%)	62.0	65.0		
อัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจ (%)**	5.4	6.7		

(1) พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปไฟฟ้าจากพลังน้ำ และถ่านหิน/ลิกไนต์

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

** ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายของปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน กล่าวคือ การใช้พลังงานเกือบทุกชนิดเพิ่มสูงขึ้นยกเว้นการใช้ลิกไนต์ลดลงถึงร้อยละ 43.6 ขณะที่การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 40.7 ทั้งนี้เนื่องจากถ่านหินนำเข้ามีราคาต่ำกว่าลิกไนต์เมื่อเทียบค่าความร้อน สาเหตุจากนโยบายจำกัดน้ำหนักบรรทุกที่เริ่มใช้ในปีนี้ เป็นผลให้การขนส่งลิกไนต์มีค่าใช้จ่ายเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นภาคอุตสาหกรรม จึงใช้ถ่านหินนำเข้าทดแทน อย่างไรก็ตาม การใช้ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมขยับตัวสูงขึ้นเล็กน้อยในช่วงไตรมาสที่ 3 และ 4 ส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.9 เช่นเดียวกับการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 และ 5.7 ตามลำดับ

ตารางที่ 2 มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

หน่วย : พันล้านบาท

ชนิด	2545	2546	2546	
			การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
น้ำมันดิบ	287	346	20.6	85
น้ำมันสำเร็จรูป	7	9	28.6	2
ก๊าซธรรมชาติ	35	43	22.9	10
ถ่านหิน	8	9	18.5	2
ไฟฟ้า	4	4	–	1
รวม	342	411	20.2	100

ในปี 2546 นี้ไทยนำเข้าพลังงานคิดเป็นมูลค่า 411,193 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.2 เมื่อเทียบกับปี 2545 มูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบมีสัดส่วนสูงสุดคือร้อยละ 85 ของมูลค่าการนำเข้าพลังงานของประเทศ หรือคิดเป็นเงิน 346,057 ล้านบาท รองลงมาได้แก่ มูลค่าการนำเข้าก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนร้อยละ 10 คิดเป็นจำนวนเงิน 42,635 ล้านบาท มูลค่าการนำเข้าถ่านหินสูงขึ้นร้อยละ 18.5 กล่าวคือ เพิ่มจาก 7,872 ล้านบาทในปีก่อน มาเป็น 9,330 ล้านบาท ส่วนมูลค่าการนำเข้าไฟฟ้ายังคงใกล้เคียงกับปี 2545

2. น้ำมันดิบ

การผลิต การผลิตน้ำมันดิบของปี 2546 เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 27.5 โดยปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 96 พันบาร์เรลต่อวัน แหล่งผลิตที่สำคัญได้แก่ แหล่งเบญจมาศ ผลิตได้ในระดับ 49 พันบาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 51 ของปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของประเทศ แหล่งผลิตของบริษัท UNOCAL ผลิตอยู่ที่ระดับ 20 พันบาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 21 และแหล่งสิริกิติ์ ผลิตอยู่ที่ระดับ 19 พันบาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในปีนี้เพิ่มสูงขึ้นมาก สาเหตุสำคัญมาจากการผลิตที่เพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตแหล่งใหญ่ ได้แก่ แหล่งเบญจมาศของบริษัท เชฟรอน และแหล่งผลิตของบริษัท ยูโนแคล

ตารางที่ 3 การผลิตน้ำมันดิบแยกตามแหล่ง

หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2545	2546	
			ปริมาณ	สัดส่วน(%)
1. สิริกิติ์	Thai Shell	20,591	19,127	19.9
2. ทานตะวัน	Chevron	5,649	5,193	5.4
3. เบญจมาศ	Chevron	35,132	49,275	51.2
4. มะลิวัลย์	Chevron	323	0	0.0
5. ฝาง	กรมการพลังงานทหาร	661	847	0.9
6. หนึ่ง(กำแพงแสน)และสอง(อู่ทอง)	ปตท. สผ. (BPเดิม)	463	463	0.5
7. สังกระจาย	ปตท. สผ.	138	246	0.3
8. บึงหญ้าและบึงม่วง	SINO US Petroleum	803	733	0.8
9. วิเชียรบุรี	Pacific Tiger Energy	159	223	0.2
10. ศรีเทพ	Pacific Tiger Energy	13	11	0.0
11. นาสนุ่น	Pacific Tiger Energy	2	0	0.0
12. ยูโนแคล	Unocal	11,634	20,231	21.0
รวม		75,567	96.322	100.0

หมายเหตุ BIG OIL PROJECT ของบริษัท ยูโนแคล ประกอบด้วย แหล่งปลาทอง ปลาหมึก กะพง สุราษฎร์ และยะลา

การใช้ การใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นในปี 2546 อยู่ที่ระดับ 846 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 โรงกลั่นส่วนใหญ่มีการใช้น้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ยกเว้นโรงกลั่นทีพีไอใช้น้ำมันดิบลดลง เนื่องจากหยุดเพื่อซ่อมบำรุงระหว่างวันที่ 28 ตุลาคม ถึงวันที่ 19 พฤศจิกายน โรงกลั่นน้ำมันระยองหยุดเพื่อซ่อมบำรุงระหว่าง 10-31 มีนาคม และโรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง หยุดเพื่อซ่อมบำรุงระหว่างวันที่ 1-25 พฤศจิกายน 2546

ตารางที่ 4 การจัดหาและการใช้น้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

ปี	การจัดหา			*ใช้ในโรงกลั่น
	ผลิตภายในประเทศ	นำเข้า (สุทธิ)	รวม	
2540	27,463	728,758	756,221	767,460
2541	29,420	679,729	709,149	721,808
2542	34,006	698,896	732,902	741,956
2543	57,937	643,065	701,002	749,629
2544	61,914	678,211	740,125	756,013
2545	75,567	672,730	748,297	827,688
2546	96,322	709,762	806,084	846,091
การเปลี่ยนแปลง (%)				
2543	70.8	-8.1	-4.5	1.0
2544	6.6	5.2	5.4	0.8
2545	22.1	-0.8	1.1	9.5
2546	27.5	5.5	7.7	2.2

* น้ำมันดิบ คอนเดนเสท และอื่นๆ

การนำเข้า เนื่องจากปริมาณการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทของไทยมีสัดส่วนเพียงร้อยละ 19 ของความต้องการใช้ในประเทศ จึงต้องมีการนำเข้าน้ำมันดิบ โดยในปี 2546 มีปริมาณการนำเข้าสุทธิจำนวน 710 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าจากตะวันออกกลาง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 79 โดยประเทศสหรัฐอาหรับอิมิเรตส์ มีสัดส่วนสูงสุด (ร้อยละ 24) ที่เหลือนำเข้าจากตะวันออกไกล และจากแหล่งอื่นๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17 และร้อยละ 4 ตามลำดับ

การส่งออก ในปีนี้ไทยส่งออกน้ำมันดิบเป็นปริมาณ 66 พันบาร์เรลต่อวัน โดยส่งออกจากแหล่งเบญจมาศ แหล่งทานตะวันของบริษัท Chevron และจากแหล่งผลิตของบริษัท ยูโนแคล ปริมาณการส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.6 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา มีมูลค่าเป็นจำนวนเงินประมาณ 24,164 ล้านบาท ส่วนใหญ่ส่งไปยังประเทศในแถบเอเชีย ได้แก่ จีน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 37 รองลงมาคือ สิงคโปร์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35 สาเหตุที่ต้องส่งออกน้ำมันดิบเนื่องจากองค์ประกอบของน้ำมันดิบข้างต้นมีสารโลหะหนัก (สารปรอท) ปนอยู่มาก ซึ่งไม่ตรงกับคุณสมบัติที่โรงกลั่นภายในประเทศต้องการ

3. ก๊าซธรรมชาติ

การผลิต ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติของปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 โดยผลิตอยู่ที่ระดับ 2,106 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 75 ของปริมาณที่ใช้ทั้งหมด ประกอบด้วยแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในอ่าวไทย

ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ผลิตจากแหล่งในอ่าวไทย ซึ่งมีสัดส่วนการผลิตคิดเป็นร้อยละ 95 ของการผลิตของประเทศ แหล่งผลิตที่สำคัญคือ แหล่งบงกชของบริษัท ปตท.สผ. ผลิตอยู่ที่ระดับ 545 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 26 ของปริมาณการผลิตภายในประเทศ แหล่งผลิตสำคัญรองลงมาได้แก่ แหล่งไพลิน ของบริษัท ยูโนแคล ผลิตได้ในระดับ 406 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19

ตารางที่ 5 การผลิตก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

	ผู้ผลิต	2545	2546	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งผลิตภายในประเทศ		**1,986**	**2,109**	**75.4**
แหล่งอ่าวไทย		**1,871**	**2,001**	**71.6**
เอราวัณ	Unocal	266	281	10.1
ไพลิน	Unocal	298	406	14.5
ฟูนานและจักรวาล	Unocal	228	189	6.8
สตูล	Unocal	114	96	3.4
กะพงและปลาทอง	Unocal	31	19	0.7
อื่นๆ (8 แหล่ง)	Unocal	167	240	8.6
บงกช	PTT E&P	566	545	19.5
ทานตะวัน	Chevron	48	56	2.0
เบญจมาศ	Chevron	152	169	6.1
มะลิวัลย์	Chevron	1	0	–
แหล่งบนบก		**115**	**105**	**3.8**
น้ำพอง	Exxon Mobil	59	50	1.8
สิริกิติ์	Thai Shell	56	55	2.0
แหล่งนำเข้า *		**617**	**686**	**24.6**
ยาดานา	สหภาพพม่า	418	410	14.7
เยตากุน	สหภาพพม่า	199	275	9.9
รวม		**2,603**	**2,791**	**100.0**

* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า = 1,000 btu/ลบ.ฟุต

การใช้ การใช้ก๊าซธรรมชาติในปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 โดยปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 2,791 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบด้วย การใช้ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในประเทศ 2,106 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 75) ก๊าซธรรมชาตินำเข้า 686 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 25) ภาพรวมการใช้ยังคงเพิ่มขึ้นทั้งในภาคอุตสาหกรรม และภาคการผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะโครงการ IPP โดยในปีนี้มีโรงไฟฟ้าใหม่ในโครงการ IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 2 โรง ได้เริ่มจ่ายไฟเข้าระบบ (COD) ในช่วงไตรมาสแรก ได้แก่ บริษัท บ่อวินเพาเวอร์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด และบริษัท อีสเทอร์นเพาเวอร์ แอนด์ อีเลคตริค จำกัด อย่างไรก็ตาม การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าได้ชะลอตัวลงในช่วงไตรมาสที่ 3 และ 4 ของปีนี้ เนื่องจากแหล่งก๊าซจากพม่า (เยตากุน) หยุดผลิตชั่วคราว เป็นผลให้การใช้ก๊าซธรรมชาติของ กฟผ. (รวมการใช้ของ EGCO และราชบุรี) ลดลง สำหรับการใช้ในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.9 กล่าวคือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 238 ล้าน ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 257 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

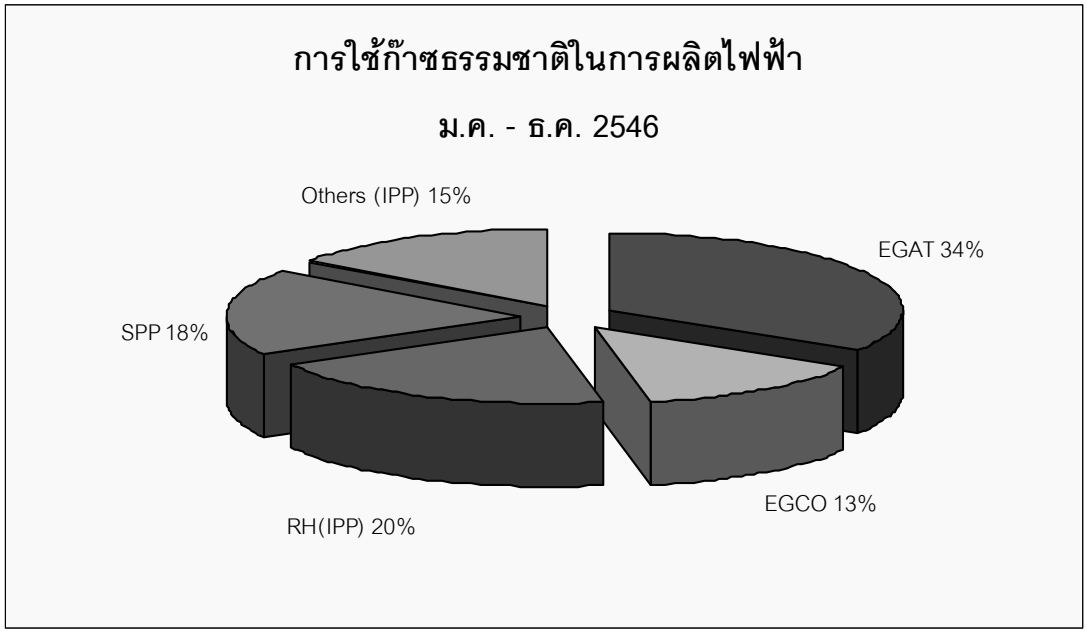
การนำเข้า ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติของปีนี้ เพิ่มสูงขึ้นร้อยละ 11.1 เมื่อเทียบกับปี 2545 กล่าวคือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 617 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 686 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นการนำเข้าจากพม่า ประกอบด้วย แหล่งยาดานา จำนวน 410 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเยตากุน จำนวน 275 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพื่อนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า ที่โรงไฟฟ้าราชบุรี โรงไฟฟ้าวังน้อย และโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของเอกชน

ตารางที่ 6 การจัดหาและการใช้ก๊าซธรรมชาติ

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ปี	การจัดหา			การใช้		
	การผลิต	การนำเข้า	รวม	ไฟฟ้า*	อุตสาหกรรมและอื่นๆ	รวม
2540	1,564	–	1,564	1,220	344	1,564
2541	1,698	2	1,700	1,345	355	1,700
2542	1,860	2	1,861	1,473	388	1,861
2543	1,948	164	2,113	1,606	507	2,113
2544	1,900	496	2,396	2,087	309	2,396
2545	1,986	617	2,603	2,239	364	2,603
2546	2,106	686	2,791	2,414	377	2,791
สัดส่วน (%)						
2543	92.2	7.8	100.0	76.0	24.0	100.0
2544	79.3	20.7	100.0	87.1	12.9	100.0
2545	76.3	23.7	100.0	86.0	14.0	100.0
2546	75.4	24.6	100.0	86.5	13.5	100.0

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



4. ก๊าซธรรมชาติเหลว (NGL)

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวในปี 2546 ผลิตอยู่ที่ระดับ 10,583 บาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.1 เมื่อเทียบกับปี 2545 ใช้ในประเทศเป็นปริมาณ 10,219 บาร์เรลต่อวัน แยกเป็นการใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) 8,368 บาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 82 และใช้ในโรงกลั่นจำนวน 1,851 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 18 อีกส่วนหนึ่งส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ เป็นจำนวน 851 บาร์เรลต่อวัน ปริมาณการส่งออกลดลง ร้อยละ 13.4 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา

www.pttep.com

www.unocalthailand.com

ตารางที่ 7 การผลิต การส่งออกและการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2545	2546		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง(%)	สัดส่วน(%)
การผลิต	10,812	10,583	-2.1	
การส่งออก	983	851	-13.4	
การใช้ภายในประเทศ	8,430	10,219	21.2	100.0
- กลั่นน้ำมัน	-	1,851	-	18.1
- SOLVENT	8,430	8,368	-0.7	81.9

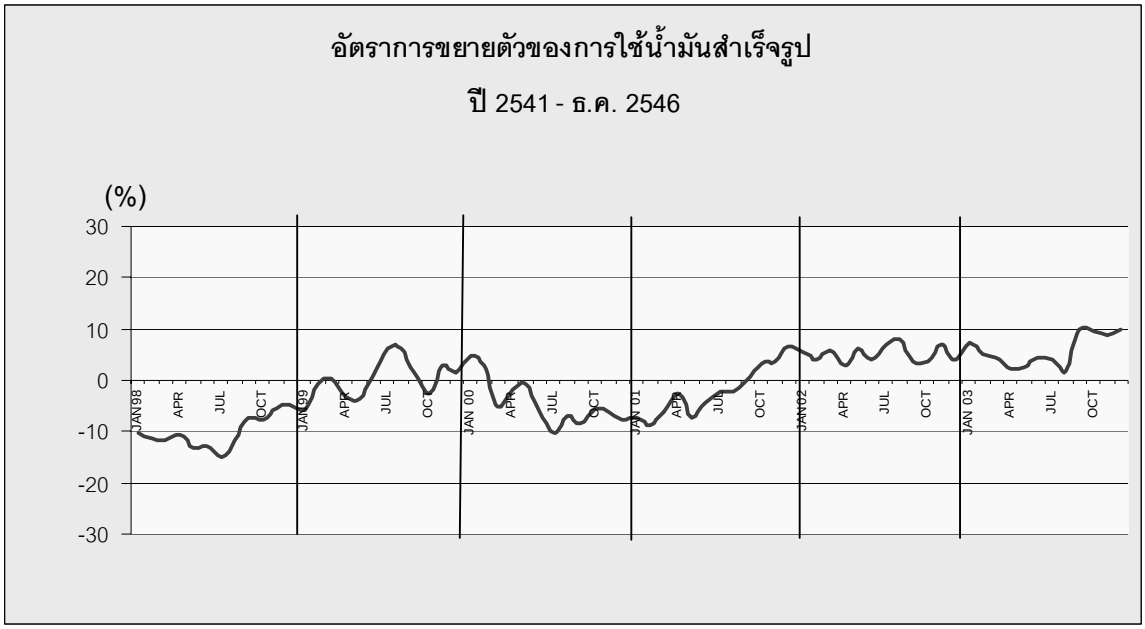
5. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูปในปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 เมื่อเทียบกับปี 2545 การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้น ยกเว้นการผลิตน้ำมันเครื่องบินลดลง ส่วนความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้น ร้อยละ 5.7 โดยเฉพาะการใช้น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 9.1 เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการผลิตกับความต้องการใช้พบว่าปริมาณการผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ เป็นผลให้ในปีนี้มีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปสุทธิเป็นจำนวน 88 พันบาร์เรลต่อวัน และเป็นการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปทุกชนิด

ตารางที่ 8 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2546

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	131.6	148.9	2.4	19.1	4.2	4.7	-37.8	-9.9
เบนซินพิเศษ	53.2	68.5	-	14.8	3.3	0.8	-100.0	-15.0
เบนซินธรรมดา	78.4	80.3	2.4	4.3	4.8	8.2	-35.9	13.6
ดีเซล	302.4	330.5	10.4	37.0	9.1	9.2	-14.3	-7.8
น้ำมันก๊าด	0.6	12.0	-	1.9	-42.0	26.8	-	-65.6
น้ำมันเครื่องบิน	64.8	73.4	0.7	9.6	-0.4	-8.8	-16.3	-39.3
น้ำมันเตา	86.0	104.8	3.6	13.4	4.3	1.6	-	1.7
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว*	69.0	106.5	-	24.6	3.0	4.8	-	12.3
รวม	654.4	776.0	17.2	105.6	5.7	4.9	1.6	-10.3

*ไม่รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบ



น้ำมันเบนซิน

การผลิต การผลิตน้ำมันเบนซินของปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยการผลิตน้ำมันเบนซินธรรมดาเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.2 เบนซินพิเศษเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันเบนซิน สูงกว่าความต้องการใช้ในประเทศจำนวน 17 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 132 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 เมื่อเทียบกับปี 2545 ปริมาณการใช้เพิ่มสูงขึ้นต่อเนื่องตั้งแต่ปีก่อนมาถึงปีนี้ สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากภาวะเศรษฐกิจขยายตัวดีขึ้นดังจะเห็นได้จากปริมาณการจำหน่ายรถยนต์ส่วนบุคคลและรถจักรยานยนต์เพิ่มสูงขึ้นโดยเฉพาะในช่วงปลายไตรมาสที่ 4 การใช้เบนซินพิเศษเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 ขณะที่เบนซินธรรมดามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ

4.8 ทั้งนี้เป็นผลมาจากการรณรงค์ให้มีการใช้น้ำมันที่มีค่าออกเทนให้เหมาะสมกับประเภทรถ ส่งผลให้มีการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดา (ออกเทน 91) เพิ่มขึ้น โดยสัดส่วนการใช้น้ำมันเบนซินธรรมดาคิดเป็นร้อยละ 60 ของการใช้น้ำมันเบนซินทั้งหมด

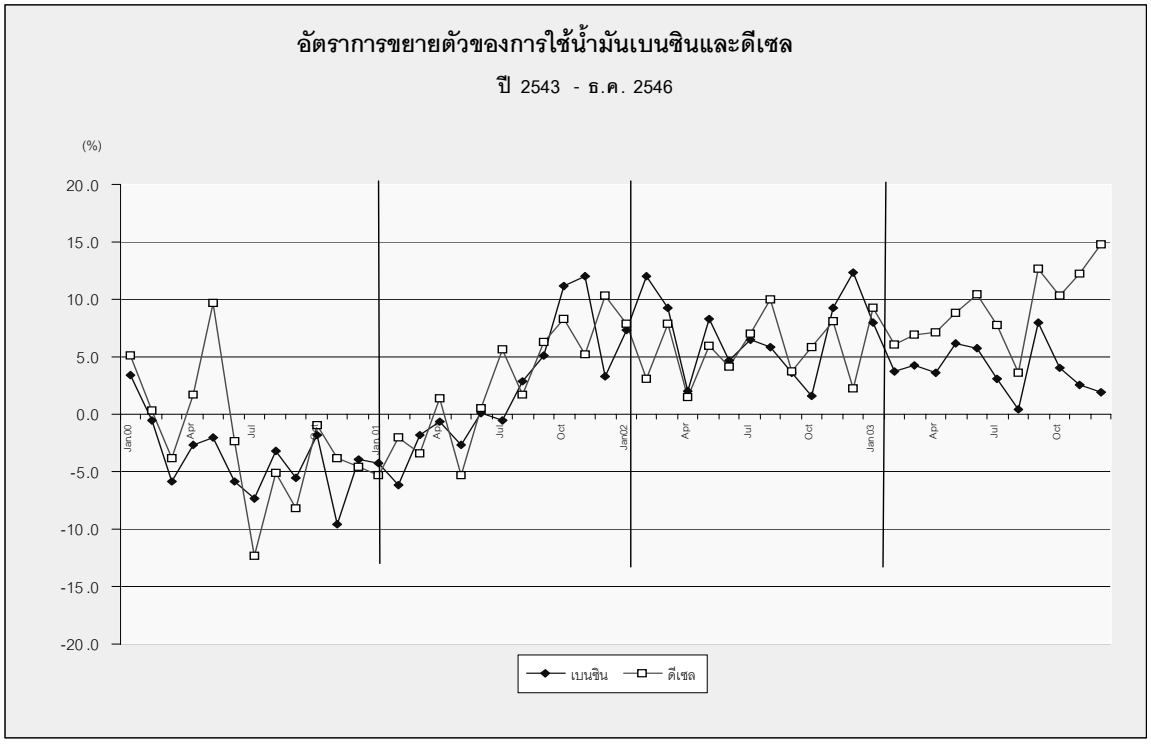
การนำเข้าและส่งออก แม้ว่าปริมาณการผลิตน้ำมันเบนซินจะสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศก็ตาม แต่ยังคงมีการนำเข้าน้ำมันเบนซินธรรมดา เป็นจำนวน 2.4 พันบาร์เรลต่อวัน ขณะที่มีการส่งออก (เบนซินธรรมดา และเบนซินพิเศษ) เป็นจำนวน 19.1 พันบาร์เรลต่อวัน ส่งผลให้ส่งออก (สุทธิ) 17 พันบาร์เรลต่อวัน

น้ำมันดีเซล

การผลิต การผลิตน้ำมันดีเซลในปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.2 เมื่อเทียบกับปี 2545 ปริมาณการผลิตอยู่ที่ระดับ 331 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนใหญ่เป็นการผลิตน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว โดยมีสัดส่วนการผลิตถึงร้อยละ 99 หรือผลิตอยู่ที่ระดับ 329 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนน้ำมันดีเซลหมุนช้าผลิตอยู่ที่ระดับ 2 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้ การใช้น้ำมันดีเซลได้เริ่มขยับตัวสูงขึ้นตั้งแต่ปลายไตรมาสที่ 4 ของปี 2545 ต่อเนื่อง มาถึงปีนี้ โดยเฉพาะในช่วงไตรมาสที่ 4 การใช้เพิ่มขึ้น ร้อยละ 13 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ของปีก่อน เป็นผลให้ภาพรวมการใช้น้ำมันดีเซลปีนี้เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 9.1 กล่าวคือ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 302 พันบาร์เรล ต่อวัน สาเหตุสำคัญมาจากภาวะเศรษฐกิจที่ขยายตัวสูงสุดนับแต่เกิดวิกฤตเศรษฐกิจ โดย GDP ขยายตัวร้อยละ 6.7 ส่งผลให้ปริมาณการจำหน่ายรถที่ใช้เพื่อการพาณิชย์ขยายตัวเพิ่มสูงขึ้น

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันดีเซลของปี 2546 ลดลงร้อยละ 14.3 เมื่อเทียบกับ ปี 2545 และเป็นการนำเข้าดีเซลหมุนเร็วทั้งหมด ส่วนการส่งออกก็ลดลงเช่นเดียวกันกล่าวคือลดลงร้อยละ 7.8 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา อย่างไรก็ตาม ในปีนี้มีปริมาณการส่งออกน้ำมันดีเซล (สุทธิ) จำนวน 27 พันบาร์เรลต่อวัน



น้ำมันเตา

การผลิต การผลิตน้ำมันเตาของปีนี้เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากระดับ 103 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 105 พันบาร์เรลต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เมื่อเทียบกับปี 2545 ปริมาณการผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ

การใช้ ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 86 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.3 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา สาเหตุสำคัญมาจากการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.1 เนื่องจากการหยุดผลิต

ของแหล่งก๊าซเยตากุนจากพม่าตั้งแต่ช่วงปลายไตรมาสที่สามของปีนี้ จึงมีการใช้น้ำมันเตาทดแทน ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากระดับ 74 พันบาร์เรลต่อวัน ในปีก่อน เป็น 76 พันบาร์เรลต่อวันในปีนี้

การนำเข้าและส่งออก แม้ว่าปริมาณการผลิตน้ำมันเตาในประเทศจะสูงกว่าความต้องการใช้ก็ตาม แต่ในปี 2546 นี้ยังคงมีการนำเข้าเป็นจำนวน 3.6 พันบาร์เรลต่อวัน ขณะที่มีการส่งออกอยู่ที่ระดับ 13.4 พันบาร์เรลต่อวัน เป็นผลให้มีปริมาณการส่งออก (สุทธิ) จำนวน 10 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 9 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	2545	2546	การเปลี่ยนแปลง (%)	
			2545	2546
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลบฟ./วัน)*	1,632	1,624	8.5	-0.5
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	499	605	-22.8	21.1
ลิกไนต์ (พันตัน)	15,035	15,407	-4.5	2.5
ดีเซล (ล้านลิตร)	41	23	-45.0	-45.2

*การใช้ของ EGAT EGCO KEGCO และ RH (ราชบุรี)

น้ำมันเครื่องบิน

ภาพรวมการใช้น้ำมันเครื่องบินในปี 2546 ลดลงเล็กน้อยคือร้อยละ 0.4 เมื่อเทียบกับปี 2545 เนื่องจากการขนส่งทางอากาศหดตัวลงในช่วงไตรมาสที่ 2 เพราะผลกระทบจากโรค SARS อย่างไรก็ตาม ในช่วงไตรมาสที่ 4 นี้การขนส่งทางอากาศขยายตัวสูงขึ้นร้อยละ 5.2 โดยเฉพาะด้านการขนส่งสินค้า เนื่องจากการลงนามประกาศเขตการค้าเสรีไทย-จีน ส่วนการผลิตและการนำเข้าในปีนี้ลดลง กล่าวคือ การผลิตลดลงจากระดับ 80 พันบาร์เรลต่อวันในปีก่อน เหลือ 73 พันบาร์เรลต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 8.8 แม้ว่าปริมาณการผลิตจะลดลงแต่ยังคงมีการส่งออก (สุทธิ) เป็นจำนวน 9 พันบาร์เรลต่อวัน

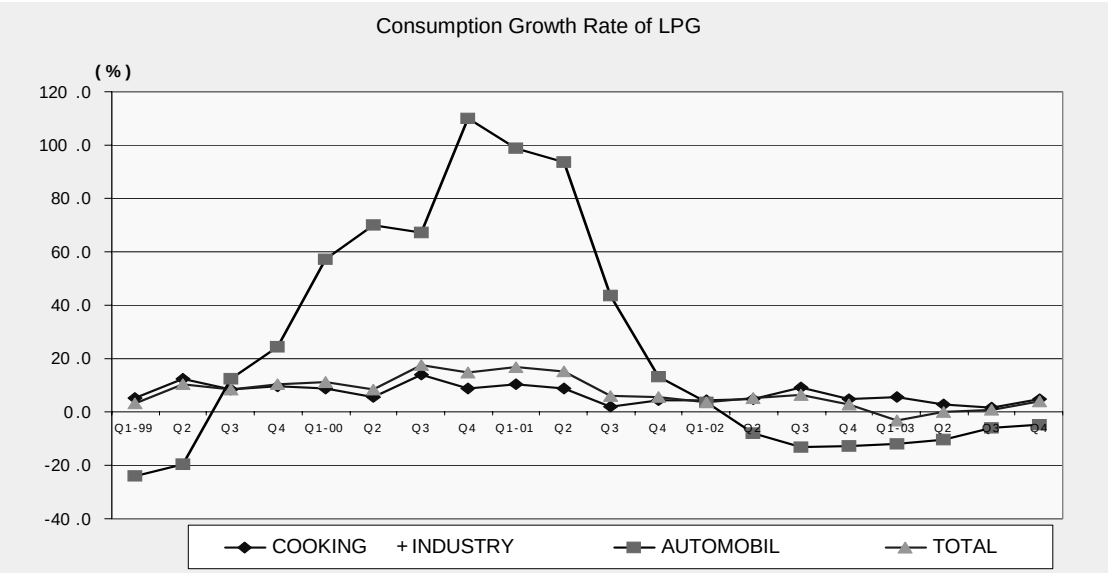
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

การผลิต การผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวในปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 เมื่อเทียบกับปีก่อน กล่าวคือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 102 พันบาร์เรลต่อวัน มาอยู่ที่ระดับ 107 พันบาร์เรลต่อวัน แยกเป็นการผลิตจากโรงแยกก๊าซของ ปตท. (โรงที่ 1 – 4) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 46 โรงกลั่นไทยออยล์ ร้อยละ 11 โรงกลั่นระยองรีไฟเนอรี โรงกลั่นสตาร์รีไฟเนอรี และโรงกลั่นทีพีไอ มีสัดส่วนเท่าๆ กันคือร้อยละ 6 โรงแยกก๊าซไทยเชลล์ ร้อยละ 3 ที่เหลือร้อยละ 22 เป็นการผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันอื่นๆ และจากอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ทั้งนี้ปริมาณการผลิตยังคงสูงกว่าความต้องการใช้ในประเทศ

การใช้ ปริมาณการใช้ของปี 2546 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 เมื่อเทียบกับปี 2545 โดยการใช้อยู่ที่ระดับ 82 พันบาร์เรลต่อวัน แยกเป็นการใช้เป็นเชื้อเพลิง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 84 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด ที่เหลือใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 16

การใช้เป็นเชื้อเพลิง ประกอบด้วย การใช้ครัวเรือน ในรถยนต์ และในอุตสาหกรรม โดยการใช้ในครัวเรือนมีสัดส่วนสูงสุด กล่าวคือ ร้อยละ 70 ของปริมาณการใช้เป็นเชื้อเพลิง ปริมาณการใช้ อยู่ที่ระดับ 48 พันบาร์เรลต่อวัน ที่เหลือเป็นการใช้ในอุตสาหกรรม และในรถยนต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 และ 10 ตามลำดับ การใช้ในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.9 ขณะที่การใช้ในรถยนต์ได้ชะลอตัวลงตั้งแต่ไตรมาสที่สองของปี 2545 จนถึงปัจจุบัน เป็นผลให้การใช้ลดลงร้อยละ 8.4 สาเหตุส่วนหนึ่งเกิดจาก การปรับราคาขายปลีก LPG เป็นผลให้ราคา LPG เพิ่มสูงขึ้น อีกส่วนหนึ่งเกิดจากจำนวนรถแท็กซี่ที่เปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิง LPG เริ่มอิ่มตัว

สำหรับการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ในปีนี้ มีปริมาณ 13 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน กล่าวคือ เพิ่มขึ้นจากระดับ 12 พันบาร์เรลต่อวัน เป็น 13 พันบาร์เรลต่อวัน



การนำเข้าและการส่งออก เนื่องจากประเทศไทยสามารถผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวได้มากกว่าความต้องการใช้ในประเทศ จึงไม่มีการนำเข้า ขณะที่มีการส่งออกอย่างต่อเนื่อง โดยส่วนใหญ่ส่งออกไปยังประเทศในเอเชีย ได้แก่ จีน มีสัดส่วนสูงสุดคือร้อยละ 31 ของปริมาณการส่งออกทั้งหมด รองลงมาได้แก่ สิงคโปร์ เวียดนาม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24 และ 23 ตามลำดับ โดยในปีนี้ส่งออกเป็นจำนวน 25 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 10 การใช้ LPG

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

	2545	2546		
		ปริมาณ	สัดส่วน(%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
ครัวเรือน	47	48	58.9	2.3
อุตสาหกรรม	13	14	17.0	8.9
รถยนต์	7	7	8.2	-8.4
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	12	13	15.9	8.1
รวม	79	82	100.0	3.3

6. ถ่านหิน/ลิกไนต์

การผลิต การผลิตลิกไนต์ในปี 2546 มีปริมาณ 18.9 ล้านตัน แยกเป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะและกระบี่ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการผลิตจากเหมืองเอกชน ปริมาณการผลิตของ กฟผ. มีจำนวน 15.8 ล้านตัน หรือคิดเป็นร้อยละ 84 ของการผลิตลิกไนต์ทั้งหมด ที่เหลืออีกร้อยละ 16 เป็นการผลิตของเหมืองเอกชน จำนวน 3.1 ล้านตัน ในปีนี้ กฟผ. ผลิตลิกไนต์เพิ่มขึ้น ร้อยละ 4.0 ขณะที่เหมืองเอกชนผลิตลดลงร้อยละ 29.4 เนื่องจากการนำเข้าถ่านหินมาใช้ทดแทนลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรม

การใช้ ปริมาณการใช้ลิกไนต์ในปีนี้ลดลงร้อยละ 8.2 เมื่อเทียบกับปีก่อน การใช้อยู่ที่ระดับ 17.9 ล้านตัน ประกอบด้วย การใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 86 ที่เหลือนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14 การใช้ลิกไนต์ในอุตสาหกรรมลดลงถึงร้อยละ 43.6 ทั้งนี้เนื่องจากการใช้ถ่านหินนำเข้าทดแทนการใช้ลิกไนต์เพราะราคาลิกไนต์เพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากค่าขนส่งที่เพิ่มขึ้นมาก สาเหตุจากนโยบายจำกัดน้ำหนักบรรทุก ดังนั้นเมื่อเปรียบเทียบราคาถ่านหิน นำเข้าด้วยค่าความร้อนแล้ว จะมีราคาต่ำกว่าลิกไนต์ ในประเทศเป็นผลให้การใช้ถ่านหินนำเข้าในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 80.0 สำหรับการใช้ ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (FGD) ที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะเสร็จสมบูรณ์แล้ว ส่งผลให้ภาพรวมการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในปีนี้ ยังคงขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5

การนำเข้า ปริมาณการนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 40.7 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยนำเข้าเป็นจำนวน 7.9 ล้านตัน เพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโครงการ SPP ประมาณ 2.0 ล้านตัน (ร้อยละ 26) และใช้ในภาคอุตสาหกรรม 5.8 ล้านตัน (ร้อยละ 74)

ตารางที่ 11 การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย : พันตัน

	2545	2546 (ม.ค.-ก.ย.)		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม(%)	สัดส่วน(%)
การผลิตลิกไนต์	**19,569**	**18,887**	**-3.5**	**100.0**
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	15,182	15,788	4.0	83.6
เหมืองเอกชน	4,387	3,099	-29.4	16.4
- บ้านปู	2,782	1,925	-30.8	10.2
- ลานนา	690	537	-22.1	2.8
- อื่นๆ	915	637	-30.7	3.4
การนำเข้าถ่านหิน	**5,599**	**7,876**	**40.7**	
การจัดหา	**25,168**	**26,763**	**6.3**	
การใช้ลิกไนต์	19,592	17,948	-8.2	100.0
ผลิตกระแสไฟฟ้า	15,035	15,407	2.5	85.8
อุตสาหกรรม	4,556	2,541	-43.6	14.2
การใช้ถ่านหิน	**5,599**	**7,876**	**40.7**	**100.0**
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP)	2,352	2,030	-13.7	25.8
อุตสาหกรรม	3,247	5,846	80.0	74.2
ความต้องการ	**25,191**	**25,824**	**2.5**	

7. ไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าของไทย ณ เดือนธันวาคม 2546 ประกอบด้วยกำลังผลิตของ กฟผ. การรับซื้อจากเอกชน และไฟฟ้านำเข้ามีจำนวน 24,983 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังผลิตติดตั้งของ กฟผ. 14,431 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 58 รับซื้อจาก IPP 8,000 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 32 จาก SPP จำนวน 1,912 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และการแลกเปลี่ยนไฟฟ้ากับมาเลเซีย 640 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2

กำลังการผลิตติดตั้งของ กฟผ ในปี 2546 ลดลงจากปี 2545 จำนวน 605 เมกะวัตต์ เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าบางปะกง (CC1) มีกำลังการผลิตติดตั้ง 380 เมกะวัตต์ และหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ (T1-3) กำลังการผลิตติดตั้ง 225 เมกะวัตต์ ถูกปลดออกจากระบบ แต่ในปีนี้มีผู้ผลิตไฟฟ้าในโครงการ IPP จ่ายไฟเข้าระบบจำนวน 2 ราย คือ บริษัทบ่อวิน เพาเวอร์ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด และบริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเลคตริค จำกัด เป็นผลให้กำลังการผลิตติดตั้งในส่วนของ IPP เพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับกำลังผลิตติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ซึ่งมีผู้จ่ายไฟเข้าระบบเพิ่มขึ้นอีก 144 เมกะวัตต์

ตารางที่ 12 กำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2546

หน่วย : เมกะวัตต์

	กำลังผลิตติดตั้ง	สัดส่วน (%)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	14,431	58
ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	8,000	32
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	1,912	8
นำเข้าและแลกเปลี่ยน	640	2
รวม	**24,983**	**100**

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศในปี 2546 มีจำนวน 118,411 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.4 ประกอบด้วยการผลิตของ กฟผ. คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ที่เหลือเป็นการรับซื้อจากเอกชน การนำเข้า และอื่นๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 51

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนี้ อยู่ในเดือนพฤษภาคมที่ระดับ 18,121 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2545 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 16,681 เมกะวัตต์ เป็นผลให้มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ระดับร้อยละ 73.9 และมีอัตรากำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserved Margin) อยู่ที่ระดับร้อยละ 35.1

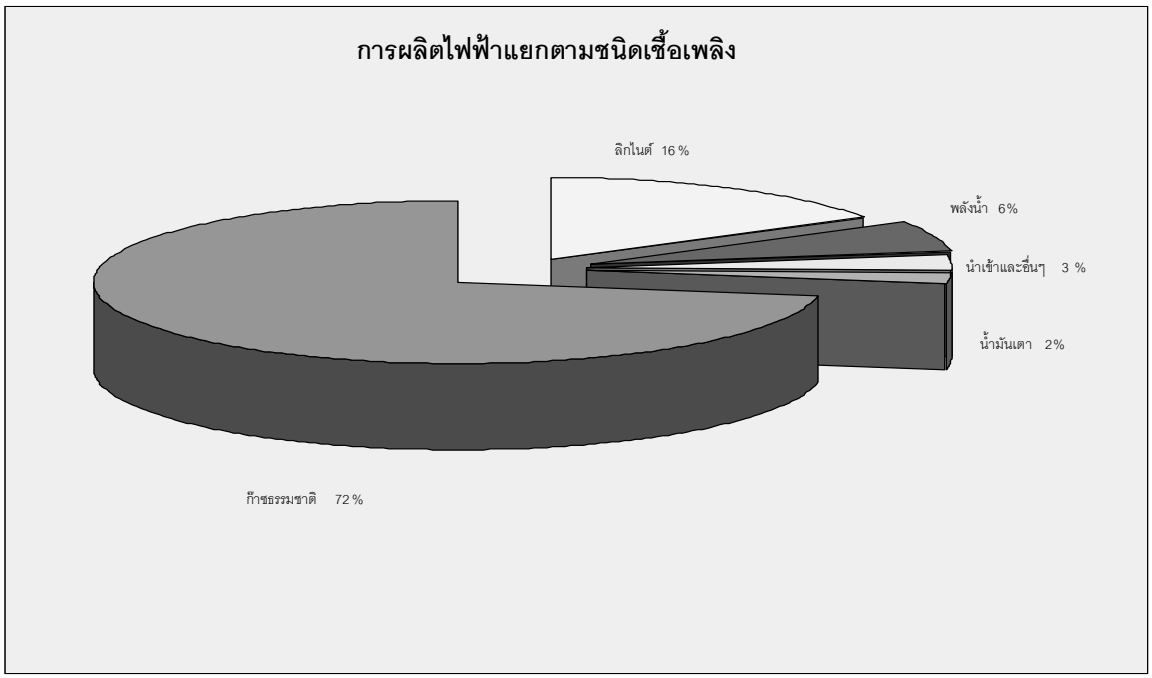
ตารางที่ 13 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)	กำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (ร้อยละ)
2536	9,839	74.2	12.1
2537	11,064	74.3	13.6
2538	12,268	74.9	5.6
2539	13,311	75.1	8.6
2540	14,506	73.5	8.3
2541	14,180	73.4	20.1
2542	13,712	76.1	22.1
2543	14,918	75.2	22.0
2544	16,126	73.5	30.9
2545	16,681	76.1	27.5
2546	18,121	73.9	35.1

หมายเหตุ 1. มีโรงไฟฟ้า IPP ได้แก่ บ่อวินและEPEC รวมกำลังการผลิต 1,063 เมกะวัตต์ จ่ายไฟเข้าระบบ (COD) ในช่วงเดือน ม.ค. -มี.ค. 46

2. โรงไฟฟ้า SPP จ่ายไฟเข้าระบบ (COD) ในช่วงเดือน ม.ค.-ธ.ค. 46 รวมกำลังการผลิต 114 เมกะวัตต์

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งต่างๆ คือ จากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO KEGCO ราชบุรี IPP และ SPP) จำนวน 85,720 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 72 จากถ่านหิน/ลิกไนต์ จำนวน 19,301 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 16 จากพลังน้ำ 7,208 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6 จากน้ำมันเตา จำนวน 2,434 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 และจากแหล่งอื่นๆ รวมทั้งการนำเข้าไฟฟ้าจากลาวและไฟฟ้าแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 3,748 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3



การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ พอสรุปได้ดังนี้

(ก) การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ในปี 2546 เพิ่มขึ้นจากปี 2545 ร้อยละ 8.6 สาเหตุสำคัญเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ซึ่งใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ บริษัท บ่อวิน เพาเวอร์ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด มีกำลังการผลิตติดตั้ง 713 เมกะวัตต์ ได้จ่ายไฟเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ตั้งแต่เดือนมกราคมนี้ และ บริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเลคตริค จำกัด ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 350 เมกะวัตต์ ได้จ่ายไฟเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ในเดือนมีนาคม เป็นผลให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ เพิ่มสูงขึ้น อีกส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจ่ายไฟฟ้าเข้ามาเสริมในระบบ กฟผ. มากขึ้น

(ข) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.1 สาเหตุมาจากในช่วงสองไตรมาสแรกของปีนี้ กฟผ. ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตเพิ่มสูงขึ้น

(ค) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 23.6 เมื่อเทียบกับปี 2545 เนื่องจากการหยุดผลิตของแหล่งก๊าซธรรมชาติเยตากุนของพม่าเป็นผลให้มีการใช้น้ำมันเตาทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติประกอบกับ

มีการทดสอบเดินเครื่องที่โรงไฟฟ้ากระบี่ โดยใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในช่วงเดือน ส.ค. เป็นต้นมา

(ง) การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำลดลงร้อยละ 2.2 เมื่อเทียบกับปีก่อน

(จ) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลลดลงถึงร้อยละ 50.1 ทั้งนี้เป็นผลมาจาก กฟผ. ลดการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลงร้อยละ 45.2

(ฉ) การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป. ลาว และไฟฟ้าแลกเปลี่ยนจากมาเลเซียในปี 2546 ลดลงร้อยละ 12.1 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา

การใช้ไฟฟ้า

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในปี 2546 อยู่ระดับที่ 106,138 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2545 ร้อยละ 7.1 โดยสาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรม ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 และ 7.9 ตามลำดับ ขณะที่บ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.8 ภาคเกษตรเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 18.7 ส่วนลูกค้าตรง กฟผ. เพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.3

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับปี 2545 การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกสาขา กล่าวคือ สาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรม มีการใช้ไฟฟ้า 12,746 กิกะวัตต์ชั่วโมง และ 14,381 กิกะวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 และ 4.2 สำหรับประเภทบ้านและที่อยู่อาศัยมีการใช้ไฟฟ้า 7,984 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.6 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยสาขาธุรกิจและสาขาอุตสาหกรรม มีการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับ 12,605 กิกะวัตต์ชั่วโมง และ 33,872 กิกะวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.5 ส่วนการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านและที่อยู่อาศัย มีการใช้ไฟฟ้า 15,331 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6

ในส่วนลูกค้าตรงของ กฟผ. ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปีนี้ อยู่ที่ระดับ 1,949 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากปี 2545 กล่าวคือเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3

ตารางที่ 14 การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้

หน่วย : กิกะวัตต์-ชั่วโมง

	2545	2546	
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง(%)
การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง			
บ้านและที่อยู่อาศัย	7,526	7,984	6.1
ธุรกิจ	12,186	12,746	4.6
อุตสาหกรรม	13,804	14,381	4.2
อื่นๆ	1,960	2,045	4.4
รวม	**35,476**	**37,156**	**4.7**
การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค			
บ้านและที่อยู่อาศัย	14,518	15,331	5.6
ธุรกิจ	11,507	12,605	9.5
อุตสาหกรรม	30,923	33,872	9.5
เกษตรกรรม	192	228	18.7
อื่นๆ	4,563	4,998	9.5
รวม	61,704	67,033	8.6
ลูกค้าตรง	**1,943**	**1,949**	**0.3**
รวมทั้งสิ้น	**99,123**	**106,138**	**7.1**

8. ปริมาณสำรองพลังงานของประเทศ

ทรัพยากรด้านพลังงานของไทยประกอบด้วย น้ำมันดิบ คอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติ และลิกไนต์ จากข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รายงานว่า ณ สิ้นปี 2545 ปริมาณสำรอง (Proved Reserves + Probable Reserves) ของน้ำมันดิบอยู่ที่ 461 ล้านบาร์เรล คอนเดนเสท 585 ล้านบาร์เรล ก๊าซธรรมชาติ 24,653 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และลิกไนต์ 2,137 ล้านตัน หากปริมาณการผลิตพลังงานดังกล่าวยังคงอยู่ที่ระดับการผลิตของปี 2545 จะมีน้ำมันดิบใช้ได้อีกประมาณ 17 ปี คอนเดนเสท ประมาณ 30 ปี ก๊าซธรรมชาติ (รวมแหล่งพื้นที่ทับซ้อนไทย-มาเลเซีย) ประมาณ 34 ปี และลิกไนต์ประมาณ 109 ปี

ตารางที่ 15 ปริมาณสำรองพลังงานของประเทศ ณ 31 ธันวาคม 2545

	ปริมาณสำรอง	ปริมาณการผลิต ปี 2545	ใช้ได้นาน (ปี)
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	461	27.6	17
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล)	585	19.6	30
ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)	24,653	724.9	34
ลิกไนต์ (ล้านตัน)	2,137	19.6	109

* ปริมาณสำรองของ Proved Reserves และ Probable Reserves

8. รายได้สรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

รายได้ภาษีสรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูปของปี 2546 มีจำนวนประมาณ 72,962 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 5,236 ล้านบาท แม้ว่าในปีนี้กองทุนจะมีรายรับมากกว่ารายจ่ายก็ตาม แต่ฐานะกองทุนเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2546 ยังคงติดลบ 2,469 ล้านบาท

ตารางที่ 16 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุน

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ(รายจ่าย)	ภาษีสรรพสามิต
2535	1,930	(4,717)	40,693
2536	78	(1,852)	44,717
2537	-732	(810)	46,969
2538	-1,116	(384)	54,838
2539	787	1,903	58,899
2540	235	(552)	64,768
2541	4,606	4,371	66,139
2542	4,418	(187)	65,076
2543	-4,673	(9,091)	65,026
2544	-10,351	(5,678)	65,602
2545	-4,156	6,195	67,726
2546 (ณ สิ้นเดือนธันวาคม)	-2,469	1,687	72,962