



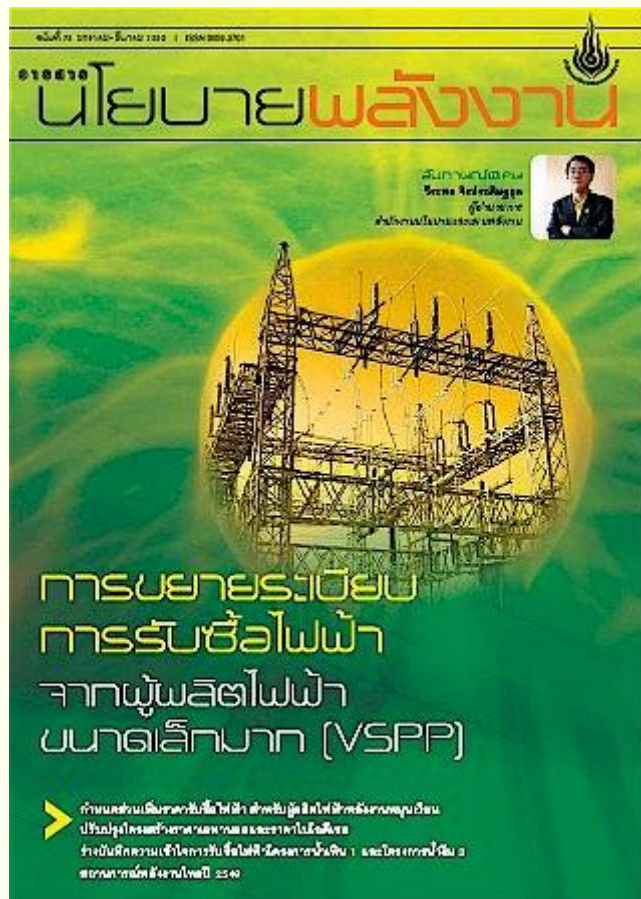
Energy Policy & Planning Office

EPPO Journal

วารสารนโยบายพลังงาน

ฉบับที่ 75

มกราคม-มีนาคม 2550



ทักทาย

ในชีวิตประจำวันของเราทุกคนต่างเกี่ยวข้องกับ "ไฟฟ้า" อย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เครื่องใช้ภายในบ้าน สำนักงาน ส่วนใหญ่ก็ต้องใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น ยิ่งสังคมมีความเจริญมากขึ้นเท่าใด ความต้องการในการใช้ไฟฟ้าก็ย่อมเพิ่มมากขึ้นเช่นกัน

ท่านผู้อ่านเคยสงสัยไหมครับว่า ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีมากขึ้นทุกวัน แล้วศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของประเทศเราสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นนี้ได้หรือไม่ มีแนวทางอย่างไร ที่จะทำให้ประเทศของเรามีไฟฟ้าใช้ต่อไป วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้ มีคำตอบให้ครับ

เริ่มจากนโยบายพลังงานในภาพรวมจาก คุณ วีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จากนั้นไปดูกันว่าการขยายระยะเทียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP มีหลักเกณฑ์และ

ขั้นตอนอย่างไร ช่วยลดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้อย่างไร

ต่อด้วยเรื่องการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นแนวทางหนึ่งในการส่งเสริมให้ SPP และ VSPP ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ในส่วนของความร่วมมือเรื่องไฟฟ้ากับต่างประเทศนั้น ติดตามได้จากเรื่องร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 นอกจากเรื่องไฟฟ้าแล้ว ยังมีเรื่องของการปรับปรุงโครงสร้างราคาเอทานอล เพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ และการปรับปรุงโครงสร้างราคาไบโอดีเซล เพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5 ด้วยครับ สำหรับท่านที่เป็นแฟนประจำคอลัมน์สถานการณ์พลังงานไทย และสถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ก็ยังติดตามอ่านกันได้เหมือนเดิม และถ้าสงสัยว่า SPP, IPP, VSPP หมายถึงอะไร ทราบคำตอบได้ในคอลัมน์ศัพท์พลังงานครับ

ท่านผู้อ่านอย่าลืมช่วยกันประหยัดและอนุรักษ์พลังงานเพื่อตัวเรา เพื่อชาติ ोलละเพื่อลูกหลานของเราในอนาคต

คณะทำงาน

- **CLIPPING ZONE**

- สรุปข่าวพลังงานรายไตรมาส
- ภาพเป็นข่าว

- **ENERGY ZONE**

- สัมภาษณ์พิเศษ : วีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- สถานการณ์พลังงานไทย ปี 2549
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- การขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
- การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3
- การปรับปรุงโครงสร้างราคาเอทานอลเพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ และการปรับปรุงโครงสร้างราคาไบโอดีเซล เพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ปี 5

- **GAME ZONE**

- ศัพท์พลังงาน
- เกมพลังงาน



ไปวารสารฉบับที่ 74 กลับหน้าวารสารหลัก ไปวารสารฉบับที่ 76

ต้องการแสดงข้อคิดเห็น โปรดคลิกเพื่อส่ง E-mail ถึงบรรณาธิการ ได้ที่นี่



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
พฤษภาคม 2550

วารสาร

นโยบายพลังงาน

อภัยคุณพิเศษ

วีระพล จิระประดิษฐกุล

ผู้อำนวยการ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน



การขยายระยะเทียบ การรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก (VSPP)



กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ปรับปรุงโครงสร้างราคาเอทานอลและราคาไบโอดีเซล

ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3

สถานการณ์พลังงานไทยปี 2549

นโยบายพลังงาน

รูปแบบไฟล์
PDF (Acrobat)



←
สรุปข่าวประจำเดือน
พฤศจิกายน 2549



▶
สถานการณ์พลังงานไทย
ในช่วง 9 เดือนแรก ของปี 2549



▶
←
แผนปฏิบัติการนโยบาย และ
แผนพัฒนาพลังงานของประเทศ



ท่านผู้อ่านที่สนใจสมัครสมาชิก **“วารสารนโยบายพลังงาน”** ในรูปแบบไฟล์ pdf (Acrobat) กรุณาแจ้งข้อมูลด้านล่างให้ครบถ้วน แล้วส่งไปที่ e-mail : epo@it77.com หรือ โทร. 0 2247 2363 กองบรรณาธิการจะจัดส่งวารสารนโยบายพลังงานให้ท่านทาง e-mail ตามที่ท่านแจ้งไว้

ชื่อ-นามสกุล.....
บริษัท.....
ที่อยู่.....
โทรศัพท์.....โทรสาร.....
E-mail.....



หักท่าย

ในชีวิตประจำวันของเราทุกคนต่างเกี่ยวข้องกับ“ไฟฟ้า”อย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เครื่องใช้ภายในบ้าน สำนักงาน ส่วนใหญ่ก็ต้องใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น ยิ่งสังคมมีความเจริญมากขึ้นเท่าใด ความต้องการในการใช้ไฟฟ้าก็ย่อมเพิ่มมากขึ้นเช่นกัน ท่านผู้อ่านเคยสงสัยไหมครับว่า ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีมากขึ้นทุกวัน แล้วศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของประเทศเราสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นนี้ได้หรือไม่ มีแนวทางอย่างไรที่จะทำให้ประเทศของเรามีไฟฟ้าใช้ต่อไป วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้ มีคำตอบให้ครับ

เริ่มจากนโยบายพลังงานในภาพรวมจาก คุณวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จากนั้นไปดูกันว่ากรณียบายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP มีหลักเกณฑ์และขั้นตอนอย่างไร ช่วยลดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้อย่างไร ตลอดจนเรื่องกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นแนวทางหนึ่งในการส่งเสริมให้ SPP และ VSPP ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ในส่วนของความร่วมมือเรื่องไฟฟ้ากับต่างประเทศนั้น ติดตามได้จากเรื่องราวบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 นอกจากเรื่องไฟฟ้าแล้วยังมีเรื่องของการปรับปรุงโครงสร้างราคาเอทานอลเพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ และการปรับปรุงโครงสร้างราคาไบโอดีเซลเพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ด้วยครับ สำหรับท่านที่เป็นแฟนประจำคอลัมน์สถานการณ์พลังงานไทยและสถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงก็ยังคงติดตามอ่านกันได้เหมือนเดิม และถ้าสงสัยว่า SPP, IPP, VSPP หมายถึงอะไร ทรบคำตอบได้ในคอลัมน์ศัพท์พลังงานครับ

ท่านผู้อ่านอย่าลืมช่วยกันประหยัดและอนุรักษ์พลังงาน เพื่อตัวเราเพื่อชาติ และเพื่อลูกหลานของเราในอนาคตที่ตั้ง ผอ.วีระพล ฝากไว้จะครับ

คณะทำงาน



เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
นายชวลิต พิชาลัย
นายอดุลย์ ฉายอรุณ

จัดทำโดย

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

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

ออกแบบและผลิต

บริษัท ไดเร็กซ์ แพลน จำกัด
โทร. 0 2642 5241-3, 0 2247 2339-40
โทรสาร 0 2247 2363
www.dp1994.com

สารบัญ



CLIPPING ZONE

- 3 สรุปข่าวพลังงานรายไตรมาส
- 6 ภาพเป็นข่าว



ENERGY ZONE

- 8 สัมภาษณ์พิเศษ : วีระพล จิรประดิษฐกุล
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- 13 สถานการณ์พลังงานไทยปี 2549
- 28 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- 34 การขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า
จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
- 57 การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- 62 ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1
และโครงการน้ำงึม 3
- 66 การปรับปรุงโครงสร้างราคาเอทานอลเพื่อส่งเสริมการใช้
น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ และการปรับปรุงโครงสร้างราคาไบโอดีเซล
เพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5



GAME ZONE

- 71 ศัพท์พลังงาน
- 72 เกมพลังงาน

สรุปข่าวประจำเดือน มกราคม 2550



○ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมกับกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน รายงานสถานการณ์พลังงาน ปี 2549 และแนวโน้มปี 2550 โดยแยกการใช้พลังงานแต่ละประเภท พบว่าปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 1.3 เมื่อเทียบกับปี 2548 อยู่ที่ 709,000 บาร์เรล/วัน การใช้น้ำมันเบนซินออกเทน 95 ออกเทน 91 และน้ำมันแก๊สโซลีนลดลงร้อยละ 0.01 อยู่ที่ 126,000 บาร์เรล/วัน และการใช้น้ำมันดีเซลลดลงร้อยละ 5.7 เหลือเพียง 318,000 บาร์เรล/วัน ส่วนปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศในปี 2549 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 มาอยู่ที่ระดับ 126,600 ล้านหน่วย โดยขยายตัวในอัตราที่ชะลอลงจากปี 2548 ตามภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอลง สำหรับแนวโน้มการใช้พลังงานปี 2550 จะขยายตัวร้อยละ 4.0-5.0 ส่งผลให้ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์จะ

เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 จากปี 2549 โดยอยู่ที่ระดับ 1,636,000 บาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

○ กระทรวงพลังงานเตรียมระดมความเห็นแผนพัฒนากำลังไฟฟ้ายาวจากประชาชน (PDP) โดยแผนดังกล่าวจะเป็นส่วนสำคัญในการพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ของไทย ทั้งเรื่องกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า หลังจากนั้นจะสรุปกำหนดสัดส่วนการผลิตของไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการประกวดราคาซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนรายใหญ่ (IPP) ที่คาดว่าจะประกาศซื้อได้ในเดือนเมษายนนี้

○ กระทรวงพลังงาน ตั้งเป้าหมายปี 2550 ผลักดันให้ใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้น 4.7% โดยคาดว่าจะเป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพิ่มจาก 2,055 เมกะวัตต์ เป็น 2,234 เมกะวัตต์

○ คณะรัฐมนตรีจัดกิจกรรมเฉลิมพระเกียรติ ถวายพระพรและพระราชกุศล แต่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว เนื่องในโอกาสฉลองสิริราชสมบัติครบ 60 ปี ในปี 2549 และเนื่องในปี่มหามงคลเฉลิมพระชนมพรรษา 80 พรรษา 5 ธ.ค. 2550 โดยกระทรวงพลังงาน ได้ร่วมจัดนิทรรศการแสดงพระอัจฉริยภาพด้านพลังงานของพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว พร้อมจัดบริการให้คำปรึกษาด้านพลังงาน แลกซื้อหลอดไฟประหยัดพลังงาน ในราคาพิเศษ 5,000 หลอด และรับซื้อน้ำมันพีซีใช้แล้ว

○ กระทรวงพลังงาน จะเสนอเรื่องกำหนดสูตรราคาไบโอดีเซล-เอทานอล เข้าที่ประชุมคณะกรรมการบริหารพลังงาน (กบง.) ทั้งนี้เพื่อใช้เป็นสูตรอ้างอิงที่เป็นมาตรฐานชัดเจน

สรุปข่าวประจำเดือน

กุมภาพันธ์ 2550



○ กระทรวงพลังงาน หรือถึงการนำแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์เพื่อเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกใน 15 ปีข้างหน้า โดยขณะนี้ได้นำแผนเดิมที่เคยศึกษาไว้มาปรับปรุงใหม่ ทั้งเงินลงทุนและความคุ้มค่าการลงทุน ปัจจุบันโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทยอยเกิดขึ้นในหลาย ๆ ประเทศ โดยเฉพาะในเอเชีย อาทิ จีน

○ ปตท. เตรียมขยายท่อก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 4 เพื่อรองรับความต้องการก๊าซ ที่เพิ่มขึ้นเป็น 7 พัน ลบ.ฟ.ต่อวัน จากเดิม 3 พัน ลบ.ฟ.ต่อวัน หลังปี 2554 คาดว่ารายได้ธุรกิจก๊าซฯ ปีนี้จะเพิ่มขึ้นกว่า 2 แสนล้านบาท เพราะท่อก๊าซฯ เส้นที่ 3 ดำเนินการเสร็จแล้ว

○ กระทรวงพลังงานสรุปผลงาน 4 เดือน (ต.ค.2549-ม.ค.2550) ส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวมวลและชีวภาพ พร้อมทั้งเปิดเสรีโรงงานเอทานอล ปรับปรุงสูตรราคาเอทานอล ไปโอดีเซล เลื่อนการยกเลิกเบนซิน 95 แต่ยังคงส่วนต่างน้ำมัน

แก๊สโซฮอล์ 95 ให้ถูกกว่าน้ำมันเบนซิน 1.80 บาทต่อลิตร และส่วนต่างน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ให้ถูกกว่าน้ำมันเบนซิน 1.50 บาทต่อลิตร พร้อมย้ำความสำคัญด้านพลังงานสะอาดอย่างต่อเนื่อง วางเป้าหมายอนุรักษ์พลังงานในปี 2554 จะลดใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ลง 9.1% ส่งเสริมการใช้ NGV และใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้น รวมทั้งยังได้เร่งรัดการจัดการแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงจากทั้งในและต่างประเทศ และปรับปรุงกฎหมายให้เหมาะสมกับเศรษฐกิจพลังงานในปัจจุบัน

○ กลุ่มคัดค้านสร้างโรงไฟฟ้า คัดค้านการทำประชาพิจารณ์รับฟังความคิดเห็นต่อแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าฉบับใหม่ (PDP 2007) ซึ่งนำโดย นางจินตนา แก้วขาว ซึ่งได้เรียกร้องให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานหยุดการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใน จ.ประจวบฯ รวมทั้งต้องการให้ทำแผนพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าใหม่ เพราะเชื่อว่ามีการทำตัว

เลขความต้องการไฟฟ้าสูงเกินจริง นอกจากนี้ ยังต้องการให้ตั้งคณะกรรมการตรวจสอบเบื้องหลังการผลักดันให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ด้วย

○ กระทรวงพลังงานออกกฎกระทรวงควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อควบคุมไอน้ำมันเบนซินจากสถานีบริการน้ำมัน คลังน้ำมันและรถขนส่งน้ำมัน เริ่มบังคับใช้ใน 4 จังหวัดแรก คือ กรุงเทพฯ นนทบุรี ปทุมธานี และสมุทรปราการ ซึ่งมียอดการใช้ น้ำมันเบนซินสูงประมาณ 40% ของปริมาณการใช้ทั่วประเทศ ก่อนขยายไปทั่วประเทศ

○ กระทรวงพลังงานสำรวจแหล่งพลังงานในประเทศไอมาน ภายหลังปตท.สผ. นำร่องเข้าลงทุนประเทศแรกในกลุ่มตะวันออกกลาง เดินหน้าสานสัมพันธ์การค้าและสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ เพื่อทำการค้าการลงทุนร่วมกัน

สรุปข่าวประจำเดือน มีนาคม 2550



○ กระทรวงพลังงานร่วมกับบริษัท คำน้ำมัน 6 แห่ง ประกอบด้วยบริษัท บางจาก ปตท. เซลล์ ะยองเพียง ริไฟเออร์ ซัสโก้ ไออาร์พีซี และเจ็ท รับประกันความมั่นใจให้กับผู้ใช้รถยนต์ ที่เติมน้ำมันแก๊สโซฮอล์ หากรถยนต์ที่ ใช้น้ำมันจากสถานีบริการแล้วเกิดปัญหา บริษัทยินดีรับผิดชอบ

○ กระทรวงพลังงาน ประกาศเพิ่ม ส่วนต่างน้ำมันดีเซล และไบโอดีเซล อีก 20 สตางค์ต่อลิตร ส่งผลให้ราคา ขายปลีกถูกกว่าน้ำมันดีเซล 70 สตางค์ ต่อลิตร ทั้งนี้เพื่อเพิ่มความสนใจให้กับ ประชาชนหันมาใช้ไบโอดีเซลมากขึ้น

○ คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบตาม ที่กระทรวงพลังงานเสนอให้ นำค่า มาตรฐานการจัดการใช้พลังงานในส่วน ราชการ มาเป็นเกณฑ์ในการประเมิน ผลด้านการประหยัดพลังงานของส่วน ราชการตั้งแต่ปี 2551 เป็นต้นไป พร้อม

ให้กระทรวงการคลัง กำหนดให้ทุกส่วน ราชการจัดซื้ออุปกรณ์และครุภัณฑ์ ประหยัดพลังงานระดับดีมาก หรือ ฉลากเบอร์ 5 ตลอดจนจัดสรรงบประมาณรายจ่ายประจำปีในส่วนค่า บำรุงรักษาเครื่องปรับอากาศและ รถยนต์ที่เป็นครุภัณฑ์ เพื่อให้ลดใช้ พลังงานลง 10-15%

○ กระทรวงพลังงานจัดทำผลสำรวจ ทศคนคดีผู้ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ พบว่า ประชาชนยังไม่มั่นใจการใช้แก๊ส โซฮอล์ เพราะไม่เชื่อมั่นคุณภาพและ ยังขาดความรู้ความเข้าใจ

○ คณะกรรมการการไฟฟ้าฝ่ายผลิต อนุมัติให้ กฟผ.ลงนามความเข้าใจ (MOU) ในการศึกษาร่วมทุนสร้างโรงไฟฟ้า น้ำเขียบ กำลังการผลิต 261 เมกะวัตต์ ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว โดย กฟผ. ได้ถือหุ้นจำนวน 25% คาดว่า ใช้เงินลงทุนประมาณ 1,350 ล้านบาท

โดยโรงไฟฟ้าแห่งนี้จะก่อสร้างเสร็จและ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ในปี 2557

○ คณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่า ไฟฟ้าและบริการ หรือร่วมกับ กฟผ. และ ปตท. เพื่อหาแนวทางลดภาระหนี้ ค่าก๊าซธรรมชาติ 6,000 ล้านบาท ที่ ต้องจ่ายคืนให้ ปตท. ทั้งนี้ในเบื้องต้น ปตท. ไม่สามารถปรับลดอัตราดอกเบี้ย ตามที่ สนพ. เสนอได้ เนื่องจาก ปตท. เป็นบริษัทอยู่ในตลาดหลักทรัพย์ หาก มีการปรับเปลี่ยนเรื่องที่เกี่ยวข้องกับ การเงินต้องชี้แจงผู้เกี่ยวข้อง

○ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จับมือสถาบันวิจัยพลังงาน ดึง 45 โรงแรม ทั้งในกรุงเทพฯ และจังหวัด ท้องเที่ยวชายทะเล เข้าร่วมโครงการลด ใช้พลังงานโรงแรม โดยตั้งเป้าประหยัด ให้ได้ 10%



1 เยี่ยมชมการผลิตไบโอดีเซล จ. เชียงใหม่

ดร.ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (ที่ 3 จากซ้าย) เยี่ยมชมการผลิตไบโอดีเซลจากน้ำมันพืชใช้แล้ว ของกลุ่มไบโอดีเซลแม่บ้าน ต.หนองแก้ว อ.หางดง จ.เชียงใหม่ ซึ่งเป็นชุมชนต้นแบบในการนำน้ำมันพืชใช้แล้วจากการทอดแคบหมูมาผลิตเป็นไบโอดีเซล จำหน่ายให้กับสมาชิกในชุมชนและชุมชนละแวกใกล้เคียงไม่ต่ำกว่าวันละ 150 ลิตร ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานตั้งเป้าส่งเสริมไบโอดีเซลชุมชนให้ได้ 400 ชุมชน ภายในปี 2550 และผลักดันการนำน้ำมันพืชใช้แล้วมาผลิตเป็นไบโอดีเซล 74 ล้านลิตรต่อปี ทดแทนน้ำมันดีเซล 1,570 ล้านบาท



- 1
- 2
- 3

2 เยี่ยมชมบูร. สนพ.

ดร.ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และนางอานิก อัมระนันทน์ ภริยา เยี่ยมชมบูร.สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในกิจกรรมเฉลิมพระเกียรติ ถวายพระพรและพระราชกุศลแด่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว เนื่องในโอกาสเฉลิมพระชนมพรรษา 80 พรรษา และสมเด็จพระนางเจ้าพระบรมราชินีนาถ เฉลิมพระชนมพรรษา 75 พรรษา ในปี 2550 โดยคณะคู่สมรสคณะรัฐมนตรี มีนายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการ สนพ. ผู้บริหารระดับสูง สนพ. และทูตธุรกิจพลังงาน รุ่นที่ 2 ให้การต้อนรับ

3 สอใช้พลังงานในโรงแรม

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน (ที่ 2 จากขวา) รศ. ดร.วิทยา ยงเจริญ ผู้อำนวยการสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (ที่ 2 จากซ้าย) ถ่ายภาพร่วมกับผู้บริหารและตัวแทนผู้ประกอบการโรงแรม ภายหลังการลงนามข้อตกลงความร่วมมือ “โครงการการจัดการพลังงานทั่วทั้งองค์กรสำหรับโรงแรมและการบริหารการเปลี่ยนแปลง” เพื่อให้โรงแรมที่เข้าร่วมโครงการฯ สามารถลดการใช้พลังงานภายในองค์กรได้อย่างมีประสิทธิภาพ ณ ห้องกิ่งทอง โรงแรมเอเชีย

4 กุศรภักษ์พลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดการแสดงพิเศษชุด “รู้และทำ เยาวชนขอรับรอง” ซึ่งได้ถ่ายทอดความรู้ด้านการใช้พลังงานอย่างถูกวิธีและประหยัดพลังงาน แสดงโดยคณะทูตภักษ์พลังงาน รุ่นที่ 2 ให้ประชาชนที่เข้าร่วมงานเฉลิมพระเกียรติ ถวายพระพรและพระราชกุศล แต่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว เนื่องในโอกาสเฉลิมพระชนมพรรษา 80 พรรษา และสมเด็จพระนางเจ้าฯ พระบรมราชินีนาถ เฉลิมพระชนมพรรษา 75 พรรษา ในปี 2550 โดยคณะผู้สมรสคณะรัฐมนตรีได้ชม ณ ลานบ้านพลังงานพอเพียง บูธกระทรวงพลังงาน บริเวณท้องสนามหลวง เมื่อวันที่ 20 มกราคม 2550

4

5

6

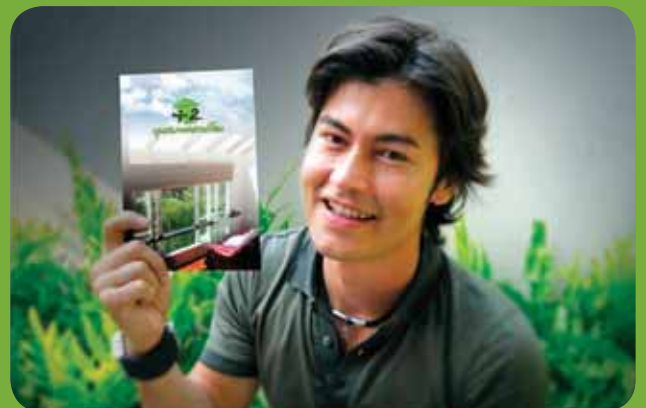


5 เยาวชนร่วมอบรมความรู้เรื่องพลังงาน

ศูนย์เผยแพร่ความรู้ด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดอบรมให้ความรู้ ความเข้าใจ เรื่อง การอนุรักษ์พลังงานแก่นักเรียนชั้นประถมศึกษา โรงเรียนวรรณสว่างจิต ถ.พระราม 2 เพื่อให้เยาวชนได้นำความรู้เรื่องการอนุรักษ์พลังงานไปปฏิบัติในชีวิตประจำวัน และนำไปเผยแพร่ให้กับครอบครัว หน่วยงาน หรือโรงเรียนใดสนใจเข้ารับการอบรม สามารถติดต่อได้ที่ โทร. 0 2612 1555 ต่อ 212 หรือดูรายละเอียดเพิ่มเติมใน www.eppo.go.th

6 คู่มือมูสบายคลายร้อน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดทำคู่มือ “มูสบายคลายร้อน” รวบรวม 40 สาเหตุที่ทำให้บ้านร้อน อาทิ ห้องอยู่ทิศที่ทำให้ร้อนและอึดอัด วางเฟอร์นิเจอร์บังแสงสว่างและปิดกั้นทางลมผ่าน ทำให้บ้านอูดอูมไม่ถ่ายเท การใช้สีโทนเข้มทั้งภายนอกและภายในบ้านทำให้นั่งสะสมความร้อนมากเกินไป พร้อมแนะนำทางแก้ไขเพื่อให้บ้านมีมูสบายได้ง่ายๆ และอยู่บ้านแบบเย็นทั้งกาย เย็นทั้งใจ แคมสบายกระเป๋านำหน้าร้อนนี้ ผู้สนใจขอรับคู่มือได้ในงาน “มูสบายคลายร้อน” ณ ลานกิจกรรมชั้น G ห้างสรรพสินค้าเซ็นทรัล ปิ่นเกล้า วันเสาร์ที่ 31 มีนาคม-วันอาทิตย์ที่ 1 เมษายน 2550

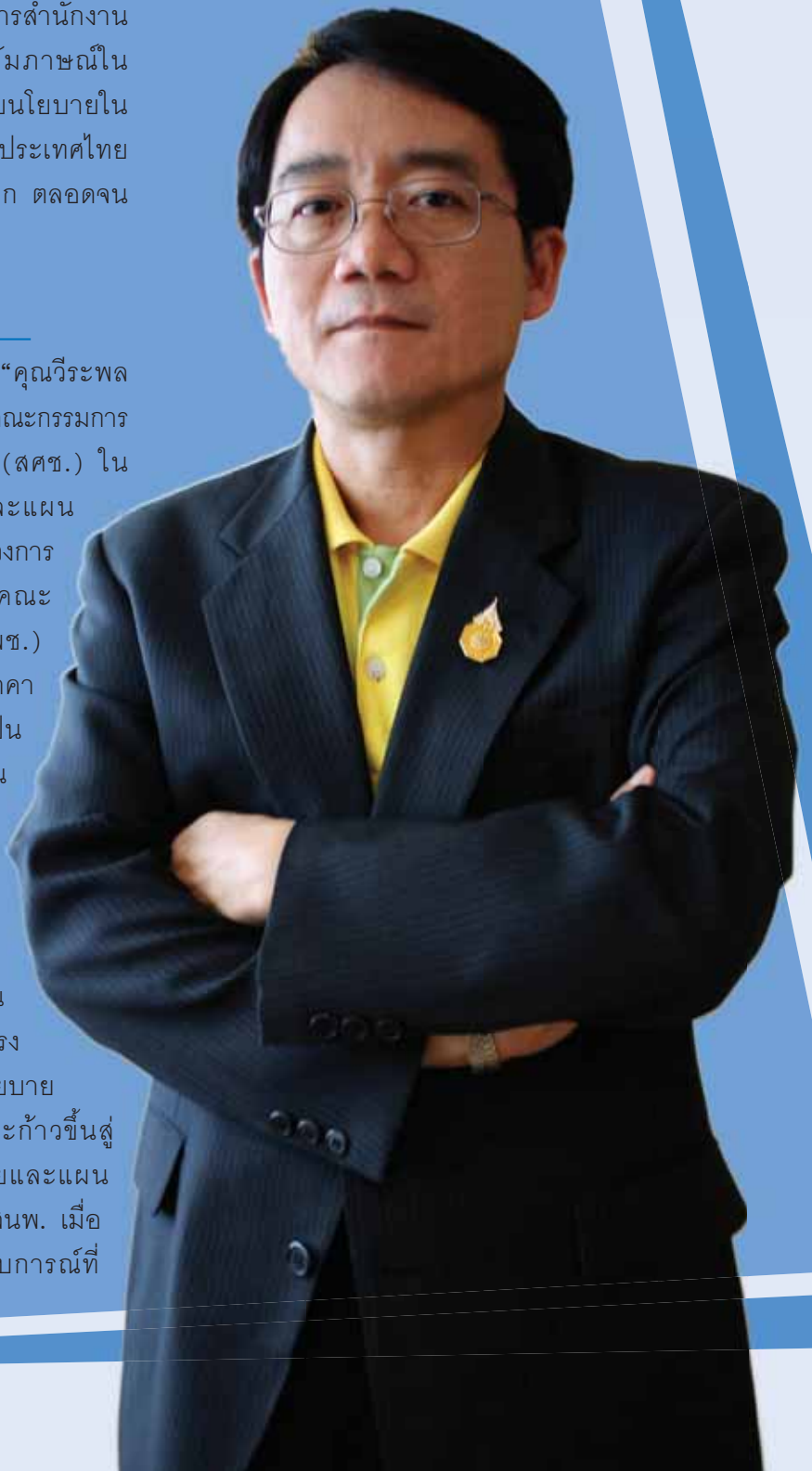


วีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงาน นโยบายและแผนพลังงาน

วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้ได้รับเกียรติจาก คุณวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ให้สัมภาษณ์ในฐานะแม่ทัพคนสำคัญของ สนพ. เกี่ยวกับนโยบายในการบริหารด้านพลังงานโดยภาพรวม ของประเทศไทย โครงการพลังงานทดแทน พลังงานทางเลือก ตลอดจนกิจกรรมของ สนพ. ในปี 50

• จากก้าวแรกสู่ พ.อ. สนพ.

ย้อนเวลากลับไปเมื่อปี พ.ศ. 2523 “คุณวีระพล จิรประดิษฐกุล” เริ่มรับราชการ ในสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ในตำแหน่งเจ้าหน้าที่วิเคราะห์นโยบายและแผน จนกระทั่งถึงปลายปี 2549 ได้เริ่มเข้ามาในวงการพลังงาน ในฐานะผู้เริ่มก่อตั้งสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) โดยในช่วงแรกดำรงตำแหน่งหัวหน้าส่วนราคาปิโตรเลียม จนกระทั่งปี พ.ศ. 2537 ได้เป็นผู้อำนวยการกองนโยบายและแผนพลังงาน ต่อมาได้เป็นผู้อำนวยการกองปิโตรเลียม ในปี พ.ศ. 2542 หลังจากนั้นอีก 2 ปี ได้ดำรงตำแหน่งเป็นผู้อำนวยการกองอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ในปี พ.ศ. 2544 จนกระทั่ง สพช. (NEPO) ได้เปลี่ยนชื่อเป็น สนพ. (EPPO) คุณวีระพลก็ได้ดำรงตำแหน่งเป็นรองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ในปี พ.ศ. 2545 และก้าวขึ้นสู่ตำแหน่งผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ซึ่งเป็นตำแหน่งแม่ทัพสูงสุดของ สนพ. เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม พ.ศ.2549 ด้วยประสบการณ์ที่ยาวนานกว่า 20 ปีในวงการพลังงาน



• นโยบายการบริหาร สนพ.

ผอ.วีระพล มีนโยบายในการบริหาร สนพ. แบบครอบครัว ให้ความเป็นกันเองกับลูกน้อง และเน้นการทำงานเป็นทีม เพราะท่าน ผอ. เห็นว่า งานนโยบายเป็นงานที่หน่วยงานและบุคคลที่เกี่ยวข้องทั้งในระดับผู้บริหารและระดับปฏิบัติการแต่ละส่วน จะต้องประสานกันช่วยกันคิด ทำงานร่วมกันเป็นทีม เพื่อให้นโยบายนั้นเกิดผลสำเร็จ และด้วยความที่ท่าน ผอ. เป็นลูกหม้อของ สนพ. มีประสบการณ์มานาน จึงทำให้เห็นถึงความสำคัญของการปรับโครงสร้างของ สนพ. ซึ่งเป็นหนึ่งในนโยบายที่ท่าน ผอ. จะผลักดันให้เกิดผลสำเร็จ

“สนพ. ก่อตั้งมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 ด้วยบุคลากรจำนวน 80 ตำแหน่ง มาจนปัจจุบัน ผ่านเวลามา 15 ปี โครงสร้างก็ยังไม่มีการขยาย ปริมาณบุคลากรน้อยกว่าปริมาณงานที่มีเพิ่มมากขึ้นทุก ๆ ปี ทำให้บุคลากรของ สนพ. ต้องทำงานหนัก ซึ่งหลายคนชอบและสนุกกับการทำงานที่นี่ เพราะเป็นงานที่ท้าทาย แต่ก็อาจไม่มีเวลาให้ครอบครัว ทำให้เกิดปัญหาตามมา ผมต้องการให้งานกับครอบครัวสมดุล สนพ. จำเป็นต้องมีการปรับโครงสร้างให้มีความเหมาะสมระหว่างปริมาณงานและปริมาณคน อยากให้ทุกคนทำงานอย่างมีความสุข”

และอีกนโยบายหนึ่งที่ท่าน ผอ. ต้องการผลักดันก็คือ การสนับสนุนการพัฒนาความรู้และเพิ่มวิสัยทัศน์ให้ระดับผู้อำนวยการส่วน ผู้อำนวยการสำนัก มีความรู้เชิงลึกและรู้กว้าง คือ นอกจากจะรู้เรื่องงานของตนเองอย่างลึกซึ้งแล้ว จำเป็นต้องรู้เรื่องงานของหน่วยงานอื่นๆ ใน สนพ. ด้วย จึงสนับสนุนให้มีการหมุนเวียนสับเปลี่ยนงาน และไม่ให้บุคลากรเบื่องานเดิมๆ ที่ทำมานานอีกด้วย



จะเห็นว่า ทั้งนโยบายการบริหารแบบเป็นกันเอง และนโยบายการขยายโครงสร้าง สนพ. ตลอดจนนโยบายการหมุนเวียน สับเปลี่ยนงาน เป็นนโยบายที่จะทำให้บุคลากรใน สนพ. มีความสุข สนุกกับการทำงาน ซึ่งจะส่งผลให้ประสิทธิภาพในการทำงานสูงขึ้นด้วย

• ภาพรวมพลังงานของประเทศไทย

ในอีกประมาณ 20 ปีข้างหน้า คงมีความต้องการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นเหมือน ๆ กับประเทศกำลังพัฒนาอื่นๆ ตามการขยายตัวของเศรษฐกิจ และประชากรในประเทศเรานั้นใช้พลังงานจากน้ำมันค่อนข้างมาก ทำให้ต้องนำเข้าน้ำมันกว่า 90 เปอร์เซ็นต์ ส่วนก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย ณ ปัจจุบัน คงจะมีพอให้ใช้ได้อีกประมาณ 20 ปี ก็คงจะถูกใช้หมดไป ไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น หลังจากนั้นก็ต้องนำเข้าก๊าซจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นรวมทั้งนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

ปัจจุบันเราพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศประมาณ 65 % และในอนาคตก็จะมีสัดส่วนที่สูงขึ้นอีก เพราะศักยภาพของแหล่งพลังงานในประเทศไทยยังมีไม่มาก

ถ้าพิจารณาในเรื่องไฟฟ้า เรามีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอัตราประมาณ 5-6 % ต่อปี ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ในการผลิตไฟฟ้าเราพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ มาผลิตประมาณ 70 % ลิกไนต์ 15 % พลังงานน้ำจากเขื่อน 4-5 % ที่ซื้อจากต่างประเทศและน้ำมันเตา 3-4 % จากการที่เราใช้ก๊าซธรรมชาติมาผลิตไฟฟ้ามาก แต่ก๊าซจะมีเหลือให้เราใช้ไม่มาก จึงเกิดแนวคิด จะกระจายไปใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ ได้อย่างไร เช่น ถ่านหิน หรือพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ที่ศักยภาพในบ้านเรา เช่น ชีวมวล ซึ่งได้แก่ เศษไม้ยางพารา แกลบ ชานอ้อย ไบโอดีเซลจากของเสียจากมูลสัตว์ โรงงานอาหารสัตว์ โรงงานแป้งมันสำปะหลัง โรงงานน้ำมันปาล์ม พลังงานลม โซลาร์เซลล์





ดังนั้น แนวทางที่จะช่วยลดปัญหาการขาดแคลนพลังงานก็คือ การส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนอื่น ๆ ที่มีศักยภาพเหมาะสมกับประเทศไทยดังกล่าวข้างต้น

รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมพลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า โดยการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการตัดสินใจลงทุน โดยหลักเกณฑ์ในการส่งเสริมพลังงานทดแทนนั้น มีหลักการพิจารณาสนับสนุนอยู่ 2 ประการ คือ 1) เป็นพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพสูงในประเทศ และ 2) มีต้นทุนต่ำ อาทิ

พลังงานชีวมวล (Biomass) ซึ่งเหมาะสมกับประเทศไทยมาก เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม มีเศษของผลิตผลทางการเกษตรเหลือทิ้งจำนวนมาก เช่น เศษไม้ยางพารา แกลบ ชานอ้อย เป็นต้น

ส่วนพลังงานชีวภาพ (Biogas) ก็มีความเหมาะสม เช่น มูลสุกร น้ำเสียจากโรงงานอาหาร โรงงานแปงมันสำปะหลัง โรงงานน้ำมันปาล์ม สามารถนำไปหมักให้เกิดก๊าซมีเทนและนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้”

โดยรัฐบาลมีนโยบายชัดเจนในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน โดยการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (ค่า Adder) ให้เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตพลังงานทดแทน เช่น ไบโอมแอส 30 สตางค์ โซลาร์ 8 บาท ลม 2.50 บาท ไบโอแก๊ส 30 สตางค์ การส่งเสริมด้วยค่า Adder ก็จะช่วยให้อุตสาหกรรมมีความเป็นไปได้และน่าจะมีต้นทุนเร็วมากขึ้นในการลงทุน เอกชนเริ่มสนใจเข้ามาลงทุน

นอกจากนั้น ก็มีการปรับแก้ไขระเบียบซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ให้ขยายการซื้อขายไฟฟ้าจากเดิม 1 เมกะวัตต์ เป็น 10 เมกะวัตต์ เพื่อให้ซื้อขายไฟฟ้าได้ง่าย ผู้ผลิตสามารถขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงได้เลย

ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก หรือ SPP ก็ได้มีการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ผลิตไฟฟ้า และไอน้ำร่วมกัน หรือที่เรียกว่า Cogeneration ซึ่งเคยปิดการรับซื้อตั้งแต่ปี 2540 เป็นต้นมา โดยตั้งเป้าจะขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากปัจจุบันที่มีอยู่ 2,300 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเป็น 4,000 เมกะวัตต์ คาดว่าจะสามารถเริ่มรับซื้อได้ภายในเดือนเมษายนศกนี้ รวมทั้งจะมีการเปิดให้มีการประมูลรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า IPP ด้วย

ในส่วนของ การสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ เพื่อรองรับกับความต้องการไฟฟ้าที่สูงขึ้นในอนาคตนั้น ในช่วงปัจจุบัน - พ.ศ. 2553 จะมีโรงไฟฟ้าใหม่รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นแล้ว

ส่วนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554-2564 ในช่วง 10 ปีหลังจากนั้นคาดว่าจะมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละ 1,500 เมกะวัตต์ ก็จะมีแนวทางการจัดหาพลังงานเพิ่มขึ้นโดยได้มีการทำบันทึกข้อตกลงกับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ จากจีนทางใต้ยูนนาน 3,000 เมกะวัตต์ จากพม่า 1,500 เมกะวัตต์ จากกัมพูชา 1,500 เมกะวัตต์ ทางเลือกเหล่านี้คาดว่าจะช่วยเพิ่มปริมาณการจัดหาไฟฟ้าได้อีก ประมาณ 20 % ของความต้องการไฟฟ้าใหม่ที่จะเพิ่มขึ้นหลังปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นไป



นอกจากนี้ ยังได้มีการส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าระบบ Co-generation ที่หยุดไปเมื่อปี พ.ศ. 2540 กลับมาส่งเสริมใหม่ให้ได้อีก 1,700 เมกะวัตต์ ใน 5 ปีข้างหน้า

ที่เหลือคงต้องพึ่งเชื้อเพลิงหลักที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน รวมทั้งพลังงานจากนิวเคลียร์ซึ่งเป็นทางเลือกในระยะยาวด้วย

นโยบายหนึ่งที่ต้องเริ่มคิดก็คือ ต้องเริ่มพูดถึงพลังงานทางเลือกจากนิวเคลียร์ตั้งแต่วันนี้ เพราะควรเตรียมการต่างๆ เช่น การเตรียมแผนการก่อสร้าง การพัฒนาบุคลากร และการออกกฎหมายที่เกี่ยวข้อง อาจใช้เวลา 7 ปี การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใช้เวลาอีก 6 ปี ดังนั้น กว่าจะเกิดขึ้นได้ อาจใช้เวลาไม่น้อยกว่า 13 ปี วันนี้ต้องเริ่มพูดคุยให้ชัดเจน จะทำอะไร โดยขณะนี้ มีนโยบายให้ตั้งคณะกรรมการเพื่อศึกษา เตรียมการ เตรียมแผนต่างๆ ร่างกฎหมายที่เกี่ยวข้อง พัฒนาบุคลากรเพื่อเตรียมรองรับ ส่วนเรื่องสถานที่ตั้งน่าจะสร้างที่สถานที่ใกล้แหล่งน้ำ อาจเป็น เกาะหรือชายฝั่ง ซึ่งทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเคยศึกษาข้อมูลจากญี่ปุ่นเมื่อปี พ.ศ. 2538 และที่สำคัญคือ การให้ข้อมูล ความรู้ และสร้างความเข้าใจกับประชาชน

แนวทางการลดการใช้พลังงานของประเทศไทย ได้มีการตั้งเป้าลดอัตราการเพิ่มของการใช้พลังงานต่ออัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ จากอัตราส่วนที่ 1.4 ต่อ 1 ให้เป็นอัตราส่วน 1 ต่อ 1 ภายในปี พ.ศ. 2554-2555 แต่การลดการใช้พลังงานจะค่อนข้างยาก เพราะเกี่ยวข้องกับผู้ใช้หลายภาคส่วน มีการใช้พลังงานไฟฟ้าในภาคครัวเรือนประมาณ 20 % ที่อาจลดไม่ได้มาก ส่วนภาคอุตสาหกรรมก็ปรับปรุงประสิทธิภาพอย่างเต็มที่ มีโครงการ DSM ที่ดีและต้องทำต่อ ส่วนภาคที่สำคัญมากคือ ภาคขนส่ง ซึ่งใช้พลังงานประมาณ 37 % ที่เราได้มีแผนกำหนดยุทธศาสตร์ไว้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546 ให้เปลี่ยนระบบการขนส่งจากล้อเป็นราง (ใช้รถไฟแทนรถยนต์) แต่การดำเนินการก็อยู่นอกเหนืออำนาจหน้าที่ของกระทรวงพลังงาน ซึ่งต้องผลักดันต่อที่กระทรวงอื่นที่เกี่ยวข้อง นอกจากนี้ การประหยัดพลังงานในภาคขนส่งเราก็ส่งเสริมพลังงานทดแทนน้ำมัน ซึ่งได้แก่ NGV แก๊สโซฮอลล์ ไบโอดีเซล เป็นต้น



พลังงานทดแทน

รัฐบาลส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงหลัก ๆ 3 ชนิด คือ

(1) NGV เมื่อ 2 ปีที่แล้วตั้งเป้าไว้ค่อนข้างสูง เพราะอยากผลักดันให้ใช้เยอะๆ เดิมตั้งเป้าไว้ว่า ภายในปี พ.ศ. 2554 จะมีรถที่ใช้เชื้อเพลิง NGV ประมาณ 500,000 คัน และจะเร่งขยายสถานีเพิ่มเติมให้เป็น 740 แห่ง ซึ่งในช่วง 2-3 ปีที่ผ่านมา พบปัญหาตั้งแต่ความยากในการหาสถานที่ตั้งปั๊มในกรุงเทพฯ เรื่องกฎกระทรวงของผังเมืองของ กทม. ที่ไม่ให้ตั้งปั๊ม NGV ที่ถนนความกว้างน้อยกว่า 16 เมตร ในขณะนี้ได้มีการเสนอคณะรัฐมนตรีขอยกเว้นสำหรับการตั้งปั๊ม NGV เพราะฉะนั้นปั๊มก็จะมีมากขึ้น และมีมาตรการสนับสนุน เช่น มาตรการตรึงราคา NGV ไว้ที่ 8.50 บาทต่อกิโลกรัม มาตรการลดภาษีสำหรับรถ NGV และในขณะนี้ได้มีการปรับแผนลดเป้าหมายจำนวนสถานีลง จาก 740 เหลือ 540 กว่า ปรับแผนจำนวนรถจาก 500,000 คัน เหลือ 250,000 คัน โดยให้ความสำคัญกับรถขนส่งสาธารณะ เช่น แท็กซี่ รถโดยสาร และรถบรรทุก เพราะมีการใช้พลังงานมาก ในขณะเดียวกันรัฐบาลมีนโยบายจะยกเลิกการชดเชยราคาก๊าซ LPG โดยภายในปี พ.ศ. 2550 จะเริ่มลดอัตราค่า LPG ที่ละขั้น เพราะต้องพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้อย่าง

(2) แก๊สโซฮอลล์ ในปี พ.ศ. 2548 คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้ยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน 95 ตั้งแต่ 1 มกราคม 2550 เป็นต้นไป แต่ในช่วงปลายปี พ.ศ. 2549 ได้เลื่อนการมีผลบังคับใช้ดังกล่าวออกไป เนื่องจากปริมาณเอทานอลไม่เพียงพอ และมีรถยนต์เก่าที่ใช้ระบบคาบูเรเตอร์อีกประมาณ 4-5 แสนคันที่ไม่สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ได้ และบริษัทรถยนต์ไม่รับรองหากรถยนต์ดังกล่าวใช้แก๊สโซฮอลล์แล้วมีผลเสียต่อเครื่องยนต์หรือไม่

นอกจากนั้น ในช่วงต้นปี พ.ศ. 2550 ทาง สนพ. ได้ทำการสำรวจความคิดเห็นของประชาชน ในกรุงเทพฯและปริมณฑล พบว่า สาเหตุที่ประชาชนยังไม่ใช้แก๊สโซฮอลล์ เพราะไม่มั่นใจใน คุณภาพของน้ำมัน ใช้แล้วเร่งไม่ขึ้น กินน้ำมันมากขึ้น แม้ว่ารัฐบาลจะใช้เงินกองทุนน้ำมัน อุดหนุนราคาแก๊สโซฮอลล์ จนทำให้ราคาต่ำกว่าน้ำมันเบนซินนอกเทน 95 ถึง 2.50 บาท/ลิตร ก็ตาม รัฐบาลได้เร่งรณรงค์ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนเข้าใจ มั่นใจคุณภาพน้ำมันแก๊สโซฮอลล์ เพื่อให้มีการใช้มากขึ้น โดยได้รับความร่วมมือจากบริษัทน้ำมัน 7 ยี่ห้อให้การรับประกัน คุณภาพการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ว่า ไม่มีปัญหาแต่อย่างใด และขอให้พรีหากพบว่า เครื่องยนต์มีปัญหาจากการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ รวมทั้งจะต้องสร้างความมั่นใจให้กับประชาชน ว่าใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์แล้วเร่งขึ้นแน่นอน

(3) ไบโอดีเซล เป็นเชื้อเพลิงอีกชนิดหนึ่งที่รัฐบาลส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ไบโอดีเซลชุมชน ซึ่งได้จากการนำน้ำมันพืชใช้แล้วมาผ่านกระบวนการกลั่นแบบง่าย ๆ ส่งเสริมให้ใช้ กับเครื่องมือการเกษตรในชุมชน มีให้ผลิตมาจำหน่ายในปีนี้น้ำมัน ส่วนไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์นั้น รัฐบาลให้ใช้ไบโอดีเซลบี 5 ซึ่งทางกรมธุรกิจพลังงานได้ออกประกาศคุณภาพใช้บังคับแล้ว และรัฐบาล ใช้เงินกองทุนน้ำมันอุดหนุนทำให้ไบโอดีเซลบี 5 ถูกกว่าดีเซลหมุนเร็ว 0.70 บาท/ลิตร แต่ยังคงมี ปัญหาอยู่คือ บริษัทรถยนต์ยังไม่รับรองว่าสามารถใช้กับรถยนต์ได้ และความคืบหน้าล่าสุด เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2550 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีมติเห็นชอบกำหนดคุณภาพน้ำมัน ดีเซลหมุนเร็วปกติสามารถผสมไบโอดีเซล (B100) ได้ไม่เกิน 2 % หรือเรียกว่าดีเซลหมุนเร็วบี 2 ซึ่งจะมี ผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2551 เป็นต้นไป เนื่องจากพบว่าการผสมไบโอดีเซลในอัตราส่วน ดังกล่าวไม่ส่งผลกระทบต่อเครื่องยนต์ และยังมีคุณสมบัติช่วยในการหล่อลื่นแทนสารเติมแต่งที่ต้องนำเข้า จากต่างประเทศได้ ส่วนไบโอดีเซลบี 5 ก็ยังคงให้มีจำหน่ายเช่นเดิม และกำหนดให้มีราคาถูกกว่าดีเซลปกติ 0.70 บาท/ลิตร เพื่อจูงใจให้ประชาชนหันมาใช้ไบโอดีเซลมากขึ้น

กิจกรรมประชาสัมพันธ์

การประชาสัมพันธ์รณรงค์เรื่องการอนุรักษ์พลังงาน รวมทั้งส่งเสริมพลังงานทดแทน ยังคงมีการดำเนินการ อย่างต่อเนื่อง โดยในปี พ.ศ. 2550 จะมีโครงการที่สำคัญ เช่น

- (1) โครงการรณรงค์เพื่อส่งเสริมและสร้างความมั่นใจในการใช้แก๊สโซฮอลล์
 - (2) โครงการรณรงค์ เนื่องในโอกาสที่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว มีพระชนมพรรษาครบ 80 พรรษา ซึ่ง จะเป็นโครงการเกี่ยวกับการส่งเสริมไบโอดีเซลชุมชน
 - (3) โครงการรณรงค์ส่งเสริมและสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับกระจายแหล่งและชนิดเชื้อเพลิงในการผลิต ไฟฟ้า โดยเฉพาะถ่านหิน รวมทั้งจะต้องมีการเริ่มการเผยแพร่ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับพลังงานนิวเคลียร์
 - (4) โครงการด้านการจัดการใช้ไฟฟ้า (DSM) ในปีนี้จะเป็นการส่งเสริมให้ประชาชนใช้ลดประหยัดพลังงาน หรือลดตะเกียบแทนหลอดได้ โดยรัฐบาลจะมีการเปลี่ยนหลอดฟรี และจะหามาตรการทางการตลาดส่งเสริมให้ หลอดตะเกียบมีราคาถูกลง เพื่อให้ประชาชนหันมาใช้หลอดตะเกียบมากขึ้น
- ท้ายสุดนี้ ท่าน ผอ. ยังฝากผู้อ่านวารสารนโยบายพลังงานว่า ขอให้พวกเราทุกคนช่วยกันประหยัดและอนุรักษ์ พลังงาน เพื่อตัวเรา เพื่อชาติ และเพื่อลูกหลานของเราในอนาคต





สถานการณ์พลังงานไทย ปี 2549

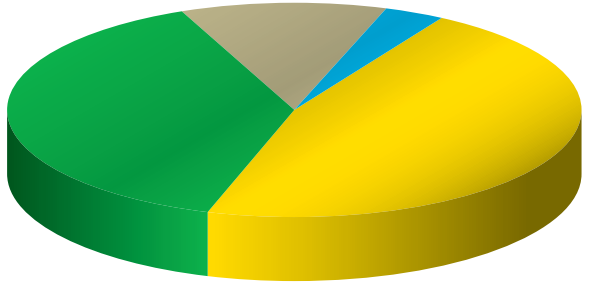
1 ภาพรวมเศรษฐกิจ

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของไทยในปี 2549 ขยายตัวร้อยละ 5.0 ซึ่งสูงกว่าการขยายตัวในปี 2548 ที่ระดับ 4.5 แม้ว่าในปี 2549 ประเทศไทยจะมีปัจจัยลบจากด้านต่าง ๆ เช่น ภาวะอุทกภัยและราคาน้ำมันที่ทรงตัวอยู่ในระดับสูง แต่ยังคงมีปัจจัยบวกจากการส่งออกสินค้าและบริการเป็นตัวขับเคลื่อนที่สำคัญในการขยายตัวของเศรษฐกิจในปีนี้ สภาวะทางเศรษฐกิจไทยส่งผลต่อภาพรวมการใช้พลังงานของประเทศ โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

2 อุปสงค์พลังงาน

ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ของไทยในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 1,548 เทียบเท่าพันบาร์เรล น้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.8 โดยความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 2.4 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว เนื่องจากราคาน้ำมันทรงตัวอยู่ในระดับสูง ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 33.9 เนื่องจากโรงไฟฟ้า BLCP ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเริ่มทำการผลิตตั้งแต่เดือนเมษายนเป็นต้นมา ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.2 เพราะปีนี้ปริมาณน้ำอยู่ในระดับสูง ในขณะที่ความต้องการใช้ถ่านหินลดลงร้อยละ 13.0 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น



- น้ำมัน 44%
- ก๊าซธรรมชาติ 37%
- ลิกไนต์/ถ่านหิน 16%
- พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า 3%

3 ภาพรวมพลังงาน

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น อยู่ที่ระดับ 765 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.0 การผลิตพลังงานเกือบทุกชนิดเพิ่มขึ้น การผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 การผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.2 การผลิตคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.3 และการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 40.2 แต่การผลิตลิกไนต์ลดลงร้อยละ 14.9 เนื่องจากบริษัท ลานนาร์ริชอร์สเซส จำกัด (มหาชน) หยุดทำการผลิต เพราะปริมาณการสำรองลิกไนต์หมดตั้งแต่วันที่เดือนมิถุนายนปี 2548 เป็นต้นมา ประกอบกับแหล่งแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยผลิตลดลง

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น อยู่ที่ระดับ 978 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปี 2548 ร้อยละ 0.2 โดยการนำเข้าน้ำมันดิบ ซึ่งเป็นสัดส่วนมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 78 ของปริมาณการนำเข้าสุทธิทั้งหมดมีการนำเข้าลดลงร้อยละ 0.2 การนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.9 เนื่องจากบริษัท บีแอลซีพีเพาเวอร์ จำกัด นำเข้าถ่านหินเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเริ่มทำการผลิตตั้งแต่เดือนเมษายน 2549 ก๊าซธรรมชาตินำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 การนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศลาวและมาเลเซียเพิ่มขึ้นร้อยละ 18.4 โดยในปี 2549 มีการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 78.8 อัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศต่อความต้องการใช้อยู่ที่ร้อยละ 63 ลดลงจากปี 2548 ซึ่งอยู่ที่ระดับร้อยละ 64



ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น⁽¹⁾

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2548	2549	เปลี่ยนแปลง%	
			2548	2549
การใช้ ⁽²⁾	1,520.7	1,547.7	4.5	1.8
การผลิต	742.8	764.9	9.6	3.0
การนำเข้า (สุทธิ)	979.9	978.1	-1.1	-0.2
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	-15.5	-18.6		
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	218.4	214.1	-3.7	-2.0
การนำเข้า/การใช้ (%)	64	63		

(1) พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านหิน/ลิกไนต์

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

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในปี 2549 อยู่ที่ 1,049 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.3 โดยการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ร้อยละ 4.5 การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.9

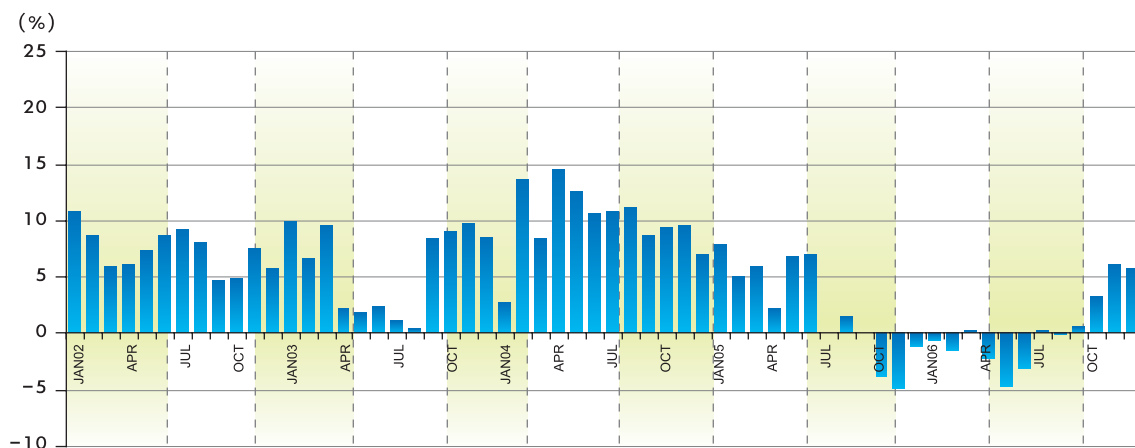
เพื่อทดแทนลิกไนต์ในประเทศ และการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลง ร้อยละ 2.6 และการใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 29.4

ตารางที่ 2 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2545	2546	2547	2548	2549
การใช้	880	931	1,021	1,046	1,049
น้ำมันสำเร็จรูป	579	612	661	654	637
ก๊าซธรรมชาติ	43	46	54	55	59
ถ่านหินนำเข้า	40	61	67	81	100
ลิกไนต์	43	24	37	42	30
ไฟฟ้า	175	187	202	214	223
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การใช้	7.3	5.8	9.8	2.5	0.3
น้ำมันสำเร็จรูป	5.9	5.7	8.1	-1.2	-2.6
ก๊าซธรรมชาติ	15.9	7.9	17.5	2.2	7.1
ถ่านหินนำเข้า	22.8	52.8	9.3	21.6	22.9
ลิกไนต์	7.5	-43.6	54	13.5	-29.4
ไฟฟ้า	6.8	6.9	7.1	5.9	4.5

อัตราการขยายตัวของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย
ม.ค. 2545-ธ.ค. 2549



มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

การนำเข้าพลังงาน ในปี 2549 มีมูลค่าเท่ากับ 919 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 16.9 ทั้งนี้ มูลค่านำเข้าน้ำมันดิบมีสัดส่วนสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 82 ของมูลค่าการนำเข้าทั้งหมดอยู่ที่ระดับ 754 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 16.9 ก๊าซธรรมชาติเป็น สัดส่วนรองลงมาคิดเป็นร้อยละ 8 มีมูลค่าการนำเข้า 78

พันล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 23.9 น้ำมันสำเร็จรูปมีมูลค่า การนำเข้า 60 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.2 ถ่านหินและไฟฟ้ามีมูลค่าการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 19 พันล้านบาท และ 8 พันล้านบาท ตามลำดับ มูลค่า ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.5 และมูลค่าไฟฟ้า นำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.6

ตารางที่ 3 มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

หน่วย : พันล้านบาท

ชนิด	2548	2549	2549	
			การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
น้ำมันดิบ	645	754	16.9	82
น้ำมันสำเร็จรูป	56	60	8.2	7
ก๊าซธรรมชาติ	63	78	23.9	8
ถ่านหิน	15	19	22.5	2
ไฟฟ้า	7	8	17.6	1
รวม	786	919	16.9	100

น้ำมันดิบและคอนเดนเสท

การผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสท ในปี 2549 มีปริมาณ 204 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 11.5 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 22 ของปริมาณ ความต้องการใช้ในโรงกลั่นประกอบด้วยการผลิตน้ำมันดิบ อยู่ที่ 129 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.2 เมื่อเทียบกับปี 2548 โดยแหล่งเบญจมาศซึ่งเป็นแหล่งผลิตที่ใหญ่ ที่สุด คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 39 มีการผลิตอยู่ที่ระดับ 50 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.1 แหล่ง ยูโนแคลเป็นแหล่งผลิตที่มีสัดส่วนรองลงมา มีการผลิตอยู่ ที่ระดับ 39 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 29.8 แหล่ง สิริกิติ์มีการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.6 อยู่ที่ระดับ 19 พัน บาร์เรลต่อวัน แหล่งทานตะวันมีการผลิตอยู่ที่ระดับ 8 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 24.7 แหล่งจัสมินมี การผลิตอยู่ที่ระดับ 9 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 49.9



การผลิตคอนเดนเสท อยู่ที่ระดับ 75 พันบาร์เรล ต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.3 โดยแหล่งไพลินซึ่งเป็นแหล่ง ผลิตที่ใหญ่ที่สุดคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 33 ของปริมาณ การผลิตทั้งหมด มีการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.9 ขณะที่ แหล่งบงกชมีการผลิตลดลงร้อยละ 0.9 เช่นเดียวกับ แหล่งเอราวัณมีการผลิตลดลงร้อยละ 4.3

ตารางที่ 4 การผลิตน้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2548	2549	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
เบญจมาศ	Chevron	45,819	50,004	39
สิริกิติ์	Thai Shell	17,129	18,775	15
ทานตะวัน	Chevron	6,650	8,296	6
ยูโนแคล	Unocal	29,794	38,679	30
บึงหญ้าและบึงม่วง	SINO US Petroleum	1,098	1,050	1
จัสมิน	Pearl Oil	5,768	8,649	7
นางนวล	ปตท. สผ.	1,912	684	1
ผางและอื่นๆ	กรมการพลังงานทหาร/ปตท. สผ.	5,720	2,813	2
รวมในประเทศ		113,890	128,950	100

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

การใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่น ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 925 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.8 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 91 ของความสามารถในการกลั่นทั่วประเทศ โดยโรงกลั่นไทยออยส์ใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 โรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่งและโรงกลั่นระยองใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.8 เท่าๆ กัน โรงกลั่นระยองเพอร์ซิฟเออร์ใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 ในขณะที่โรงกลั่นบางจากใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นลดลงร้อยละ 9.0 เนื่องจากอยู่ระหว่างการปรับปรุงประสิทธิภาพหอกกลั่น โรงกลั่นเอสซีใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นลดลงร้อยละ 1.6 และโรงกลั่นทีพีไอซึ่งต่อมาได้เปลี่ยนเป็นชื่อ ไออาร์พีซี ใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่นลดลงร้อยละ 4.9 เนื่องจากโรงกลั่นไออาร์พีซีปิดซ่อมบำรุงในระหว่างวันที่ 12 พฤศจิกายน-10 ธันวาคม 2550

การนำเข้าและส่งออก ในปี 2549 มีการนำเข้าน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 829 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.2 ส่วนใหญ่ร้อยละ 81 เป็นการนำเข้าจากกลุ่มประเทศตะวันออกกลาง การนำเข้าจากกลุ่มประเทศตะวันออกไกลร้อยละ 10 และที่อื่นๆ ร้อยละ 9

การส่งออกอยู่ที่ระดับ 65 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 0.2 โดยส่งออกไปขายที่ประเทศ

สิงคโปร์มากที่สุด คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ส่งออกไปขายที่ประเทศสหรัฐอเมริกาคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 10 และส่งออกไปขายให้กับประเทศอื่นๆ ได้แก่ จีนและออสเตรเลีย คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41 เนื่องจากน้ำมันดิบที่ผลิตได้มีสารโลหะหนักปนอยู่มาก ซึ่งไม่ตรงกับคุณสมบัติที่โรงกลั่นภายในประเทศต้องการ



ตารางที่ 5 การจัดหาและการใช้น้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

ปี	การจัดหา					ใช้ในโรงกลั่น *
	น้ำมันดิบ	คอนเดนเสท	รวม	นำเข้า (สุทธิ)	รวมทั้งสิ้น	
2541	29,420	46,341	75,761	661,706	737,467	721,808
2542	34,006	49,631	83,637	685,990	769,927	741,957
2543	58,096	52,363	110,459	638,207	748,666	749,629
2544	61,914	51,847	113,761	670,386	784,147	756,014
2545	75,567	53,724	129,291	677,187	806,478	827,688
2546	96,322	62,663	158,985	709,070	868,055	846,091
2547	85,516	68,204	153,720	813,423	967,143	925,850
2548	113,890	69,487	183,377	762,122	945,499	909,198
2549	128,950	75,250	204,200	763,859	968,059	925,498
การเปลี่ยนแปลง (%)						
2545	22.1	3.6	13.7	1.0	2.8	9.5
2546	27.5	16.6	23.0	4.7	7.6	2.2
2547	-11.2	9.1	-3.3	14.7	11.4	9.4
2548	33.2	1.6	19.3	-6.3	-2.2	-1.8
2549	13.2	8.3	11.4	0.2	2.4	1.8

*น้ำมันดิบ คอนเดนเสท และอื่น ๆ

6 ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติ ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 2,353 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2548 ร้อยละ 2.7 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 73 ของปริมาณการจัดหาทั้งหมด ส่วนใหญ่ผลิตได้จากอ่าวไทย คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 71 ของปริมาณการผลิตทั่วประเทศ แหล่งผลิตสำคัญ ได้แก่ แหล่งบงกช ของบริษัท ปตท.สผ. ผลิตอยู่ที่ระดับ 627 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว แหล่งไพลิน ของบริษัท ทรูในแคล ผลิตอยู่ที่ระดับ 438 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.8 แหล่งเอราวัณผลิตอยู่ที่ระดับ 278 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 และในปีนี้มีการผลิตจากแหล่งภู่ออม ของบริษัท เฮลล์ (ไทยแลนด์) จำกัด ซึ่งเป็นแหล่งใหม่ เริ่มผลิตตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 80-100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภู่ออมนำไปใช้ผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าน้ำพองของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ ในปี 2549 เป็นการนำเข้าจากพม่าทั้งหมดอยู่ที่ระดับ 869 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว โดยแหล่งเยตากูน ผลิตได้ 417 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน และแหล่งยานาดาผลิตอยู่ที่ระดับ 452 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 เมื่อเทียบกับปีก่อน



ตารางที่ 6 การจัดหาก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2548	2549	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งผลิตภายในประเทศ		2,292	2,353	73
แหล่งอ่าวไทย		2,199	2,272	71
เอราวัณ	Unocal	277	278	12
ไพลิน	Unocal	435	438	19
ฟูนานและจักรวาล	Unocal	221	263	11
สตูล	Unocal	118	90	4
ภู่ออม	Unocal	-	6	-
อื่นๆ (7 แหล่ง)	Unocal	318	362	15
บงกช	PTT E&P	605	627	27
ทานตะวัน	Chevron	68	49	2
เบญจมาศ	Chevron	157	159	7
แหล่งบนบก		93	81	3
น้ำพอง	Exxon Mobil	33	31	1
สิริกิติ์	Thai Shell	60	50	2
แหล่งนำเข้า*		857	869	27
ยาดานา	สหภาพพม่า	431	452	14
เยตากูน	สหภาพพม่า	426	417	13
รวม		3,149	3,222	100

* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า เท่ากับ 1,000 btu/ลบ.ฟุต

การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 3,222 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว เป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 74 ของการใช้ทั้งหมด จำนวน 2,394 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.2 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และอื่นๆ

(โพรเพน อีเทน และ LPG) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 16 ปริมาณ 527 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 7.3 และที่เหลือร้อยละ 9 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม ปริมาณ 301 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.1

ตารางที่ 7 การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

สาขา	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549
ผลิตไฟฟ้า*	1,667	1,883	2,049	2,188	2,244	2,399	2,394
อุตสาหกรรม	153	177	199	218	251	259	301
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี และอื่นๆ	292	337	355	385	389	491	527
รวม	2,112	2,397	2,603	2,791	2,884	3,149	3,222

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

7 ก๊าซโซลันธรรมาชาติ (NGL)

การผลิต ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 12,629 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 เมื่อเทียบกับปีที่แล้วเป็นการใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) ภายในประเทศปริมาณ 10,414 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วน

ร้อยละ 82 ของการผลิตทั้งหมด โดยเพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 10.2 อีกส่วนหนึ่งที่เหลือร้อยละ 18 ส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ จำนวน 2,214 บาร์เรลต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว ร้อยละ 20.4

ตารางที่ 8 การผลิต การส่งออก และการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2548	2549		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	12,232	12,629	3.2	100
การส่งออก	2,780	2,214	-20.4	18
การใช้ภายในประเทศ	9,452	10,415	10.2	82

8 ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 869 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.4 โดยการผลิตร้าน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว การผลิตร้าน้ำมันเบนซินลดลงร้อยละ 1.5 ก๊าซ

ปิโตรเลียมเหลวเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 ส่วนการผลิตน้ำมันเครื่องบินเพิ่มขึ้นร้อยละ 15.8 การผลิตร้าน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4

ตารางที่ 9 การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2549

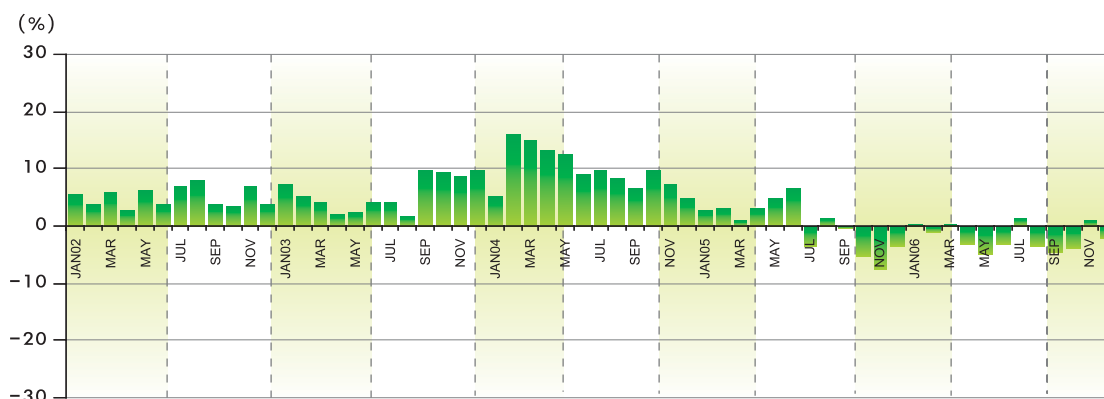
	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	124	157	-	33	-0.4	-1.5	-	-4.9
เบนซินธรรมดา	77	85	-	9	3.0	-1.9	-	-30.3
เบนซินพิเศษ	47	71	-	24	-5.6	-1.0	-	9.6
ดีเซล	317	364	6	51	-6.2	1.6	-49.2	62.5
น้ำมันก๊าด	0.3	18	-	0.6	-7.4	2.4	-	787.1
น้ำมันเครื่องบิน	78	97	0.6	18	5.2	15.8	1,195.4	69.7
น้ำมันเตา	101	109	19	24	-5.6	2.4	-23.4	57.0
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว*	86	125	-	18	14.1	0.5	-	-39.1
รวม	706	869	26	145	-1.8	2.4	-30.5	18.4

*ไม่รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 706 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปี 2548 ร้อยละ 1.8 โดยการใช้ น้ำมันดีเซลเป็นสัดส่วนมากที่สุดร้อยละ 45 ของปริมาณการใช้ทั้งหมดลดลงจากปีที่แล้ว ร้อยละ 6.2 การใช้เบนซินลดลงจากปีที่แล้ว ร้อยละ 0.4 เป็นผลจากระดับราคาที่ปรับตัวสูงขึ้น และมาตรการประหยัดพลังงานที่มีประสิทธิภาพของภาครัฐทำให้ประชาชนลดการใช้น้ำมันอย่างชัดเจน การใช้น้ำมันเตาลดลงร้อยละ 5.6 การใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.1 และ น้ำมันเครื่องบินเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป การนำเข้ามีปริมาณ 26 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้ว ร้อยละ 30.5 โดยเป็นการนำเข้า น้ำมันเตาปริมาณ 19 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 23.4 โดยส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าน้ำมันเตาคุณภาพดี (กำมะถันต่ำ) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การนำเข้า น้ำมันดีเซลในปีนี้อยู่ที่ระดับ 6 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 49.2 โดยการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 18.4 จากวันละ 122 พันบาร์เรลในปีที่แล้วมาอยู่ที่ระดับ 145 พันบาร์เรลต่อวันในปี

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ม.ค. 2545-ธ.ค. 2549



• น้ำมันเบนซิน

การผลิต ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 157 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยเป็นการผลิตเบนซินธรรมดาอยู่ที่ระดับ 85 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.9 และเป็นการผลิตเบนซินพิเศษ 72 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.0

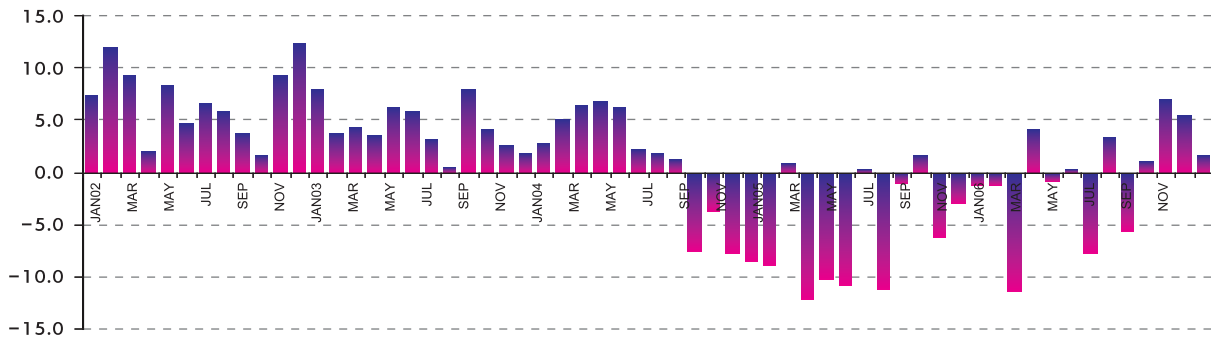
การใช้ อยู่ที่ระดับ 124 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้วร้อยละ 0.4 โดยการใช้ น้ำมันเบนซินธรรมดาเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.0 และเบนซินพิเศษลดลงร้อยละ 5.6 เนื่องจากระดับราคาที่สูงขึ้นหลังจากการประกาศลอยตัวราคาน้ำมันและการส่งเสริมให้ใช้ก๊าซ NGV เพื่อทดแทนน้ำมันเบนซินของรัฐบาล โดยการใช้ก๊าซ NGV เพิ่มขึ้นจาก 6.4 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2548 มาอยู่ที่ระดับ 10.8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปีนี้อีกทั้งประชาชนส่วนหนึ่งหันไปใช้ก๊าซแอลพีจีในรถยนต์

ส่วนบุคคลทำให้การใช้ก๊าซแอลพีจีในรถยนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 51.6 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว

การใช้แก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นจาก 12 พันบาร์เรลต่อวัน ในปีที่แล้วมาอยู่ที่ระดับ 22 พันบาร์เรลต่อวันในปี โดยมียอดการใช้สูงมาตั้งแต่ต้นปีเริ่มคงที่ในช่วงกลางปี และชะลอลดลงในช่วงปลายปีเนื่องจากปริมาณเอทานอลมีไม่เพียงพอประกอบกับความไม่แน่นอนของนโยบายรัฐบาลในการประกาศเลื่อนการยกเลิกการจำหน่ายเบนซิน 95 ที่เติมสาร MTBE ออกไปไม่มีกำหนด ในปี 2549 มีสถานีบริการจำหน่ายก๊าซโซฮอล์ทั้งสิ้น 3,466 สถานี

การส่งออก ในปีนี้อยู่ที่ระดับ 33 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 4.9 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว โดยเป็นการส่งออกเบนซินธรรมดาปริมาณ 9 พันบาร์เรลต่อวัน และส่งออกเบนซินพิเศษ 24 พันบาร์เรลต่อวัน

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันเบนซิน ม.ค. 2545-ธ.ค. 2549



• **น้ำมันดีเซล**

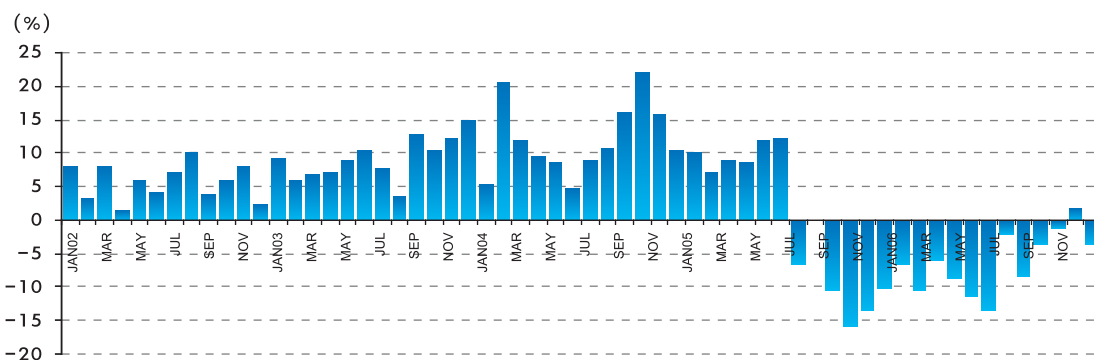
การผลิต น้ำมันดีเซลในปีนี้อยู่ที่ระดับ 364 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 ส่วนใหญ่ ร้อยละ 99.7 เป็นการผลิตน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ระดับ 363 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 ที่เหลือร้อยละ 0.3 เป็นการผลิตน้ำมันดีเซลหมุนช้าที่ระดับ 1 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้ น้ำมันดีเซลของปีนี้อยู่ที่ระดับ 317 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 6.2 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว เนื่องจากรัฐบาลประกาศลดอัตราค่าน้ำมันดีเซลตั้งแต่วันที่ 13 กรกฎาคม 2548 เป็นต้นไป ส่งผลให้ราคาจำหน่ายเพิ่มขึ้น ซึ่งมีผลทำให้พฤติกรรมการใช้ของประชาชนลดลงอย่างชัดเจน ประกอบกับปัญหาน้ำท่วม

ในหลายจังหวัดของประเทศ ทำให้การใช้ดีเซลในภาคขนส่งชะลอตัวลง อีกทั้งมาตรการประหยัดพลังงานจากภาครัฐมีส่วนทำให้ประชาชนประหยัดการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นด้วย

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันดีเซลในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 6 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 49.2 เป็นการนำเข้าน้ำมันดีเซลหมุนเร็วทั้งหมดเช่นเดียวกับการส่งออก โดยการส่งออกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ระดับ 51 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 62.5 การส่งออกน้ำมันดีเซลสุทธิ อยู่ที่ระดับ 44 พันบาร์เรลต่อวัน

อัตราการขยายตัวของการใช้ไบโอดีเซล ม.ค. 2545-ธ.ค. 2549



• **น้ำมันเตา**

การผลิต ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 109 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 เมื่อเทียบกับของปี 2548

การใช้ อยู่ที่ระดับ 101 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้วร้อยละ 5.6 โดยการใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมลดลงร้อยละ 9.2 มีจำนวน 68 พันบาร์เรลต่อวัน ในขณะที่การใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 อยู่ที่ระดับ 33 พันบาร์เรลต่อวัน

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าในปีนี้อยู่ที่ระดับ 19 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 23.4 การส่งออกน้ำมันเตาอยู่ที่ 24 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 57.0 เมื่อเทียบกับปี 2548 เป็นผลให้ปริมาณการนำเข้า (สุทธิ) จำนวน 5 พันบาร์เรลต่อวัน

ตารางที่ 10 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	2548	2549	การเปลี่ยนแปลง (%)	
			2548	2549
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟ./วัน)*	1,740	1,766	4.2	1.5
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	1,851	1,895	42.8	2.4
ลิกไนต์ (พันตัน)	16,571	15,815	0.2	-4.6
ดีเซล (ล้านลิตร)	49	21	-10.5	-57.3

*การใช้ของ EGAT EGCO KEGCO และ RH (ราชบุรี)

• **น้ำมันเครื่องบิน**

การผลิต ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 97 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2548 ร้อยละ 15.8

ปริมาณการใช้ ในปีนี้อยู่ที่ระดับ 78 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.2

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันเครื่องบิน ในปีนี้อยู่ที่ระดับ 0.6 พันบาร์เรลต่อวัน ในขณะที่การส่งออกอยู่ที่ระดับ 18 พันบาร์เรลต่อวัน ส่งผลให้การส่งออก (สุทธิ) จำนวน 17 พันบาร์เรลต่อวัน

• **ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)**

การผลิต ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 125 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 0.5 โดย เป็นการผลิตจากโรงแยกก๊าซ ปตท. (โรงที่ 1-5) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 51 ของปริมาณการผลิตทั้งหมดที่เหลือร้อยละ 49 เป็นการผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันและอื่นๆ ในประเทศ

การใช้ เพื่อเป็นพลังงาน (ใช้ในครัวเรือน อุตสาหกรรม และรถยนต์) อยู่ที่ระดับ 86 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 14.1 เป็นการใช้ในครัวเรือนอยู่ที่ระดับ 55 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.3 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว การใช้ในรถยนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 51.6 อยู่ที่ระดับ 15 พันบาร์เรลต่อวัน เนื่องจากราคา

น้ำมันเบนซินปรับตัวสูง เป็นสาเหตุทำให้รถแท็กซี่และรถยนต์ส่วนบุคคลหันมาใช้ก๊าซ LPG มากขึ้น การใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.6 การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีลดลงร้อยละ 8.0

การนำเข้าและการส่งออก ในปี 2549 ประเทศไทยไม่มีการนำเข้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวแต่มีการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลวปริมาณ 18 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปี 2548 ร้อยละ 39.1 ส่วนใหญ่ส่งออกไปยังประเทศในเอเชีย ได้แก่ ประเทศเวียดนามมีสัดส่วนสูงที่สุดร้อยละ 42 ของปริมาณการส่งออกทั้งหมด รองลงมาได้แก่ ประเทศสิงคโปร์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 และประเทศจีน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14 ตามลำดับ เนื่องจากรัฐบาลควบคุมราคาจำหน่ายภายในประเทศไว้ที่ระดับ 315 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ขณะที่ราคาส่งออกอยู่ที่ระดับ 506 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ทำให้มีการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาก รัฐบาลจึงต้องกำหนดโควตาการส่งออก เพื่อให้มีปริมาณจำหน่ายเพียงพอต่อการบริโภคภายในประเทศก่อน และเมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549 รัฐบาลได้กำหนดให้มีการเก็บภาษีส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพื่อมาชดเชยแก่ผู้ขายในประเทศ โดยมิผลบังคับใช้ในวันที่ 22 มกราคม 2550

ตารางที่ 11 การใช้ LPG

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

	2548	2549		
		ปริมาณ	สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)
ครัวเรือน	51	55	54	7.3
อุตสาหกรรม	14	16	16	13.6
รถยนต์	10	15	14	51.6
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	18	17	16	-8.0
รวม	93	102	100	9.9

9 ถ่านหิน/ลิกไนต์

การผลิตลิกไนต์ ในปี 2549 มีปริมาณ 5,336 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 14.3 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยร้อยละ 73 ของการผลิตลิกไนต์ในประเทศผลิตจากเหมืองแม่เมาะและกระบี่ของ กฟผ. จำนวน 3,918 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 4.5 ส่วนที่เหลือร้อยละ 27 เป็นการผลิตจากเหมืองเอกชนจำนวน 1,417 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 33.1 เนื่องจากบริษัทลานนาลิกไนต์หยุดทำการผลิต โดยการผลิตลิกไนต์จากเหมืองแม่เมาะจะนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน ในปีนี้ เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.3 เมื่อเทียบกับปีก่อนมาอยู่ที่ระดับ 12,533 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วยการใช้ลิกไนต์ 5,373 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และถ่านหินนำเข้า 7,160 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยเป็นการใช้ลิกไนต์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 3,917 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เหลือจำนวน 1,456 พันตันเทียบเท่า

น้ำมันดิบ นำไปใช้ภาคอุตสาหกรรมต่างๆ ได้แก่ การผลิตปูนซีเมนต์ กระดาษและเยื่อกระดาษ รวมถึงใช้ในการบ่มใบยาสูบ ขณะที่การใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 33.9 เป็นการใช้อุตสาหกรรมจำนวน 4,983 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ที่เหลือใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP จำนวน 2,177 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

การนำเข้า ถ่านหินในปี 2549 มีปริมาณ 7,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 30.9 การนำเข้าถ่านหินจะนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70 ของปริมาณการนำเข้าทั้งหมด เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.9 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว ที่เหลืออีกร้อยละ 30 ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโครงการ SPP และ IPP โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 68.2 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว เนื่องจากมีการนำเข้าถ่านหินเพื่อมาใช้ในโรงไฟฟ้า BLCP ที่เริ่มทำการผลิตตั้งแต่เมษายนปีนี้ และนำไปใช้ในอุตสาหกรรมทดแทนการใช้ลิกไนต์ที่บริษัท ลานนาริซอร์สเซส จำกัด (มหาชน) หยุดทำการผลิต

ตารางที่ 12 การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย : พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

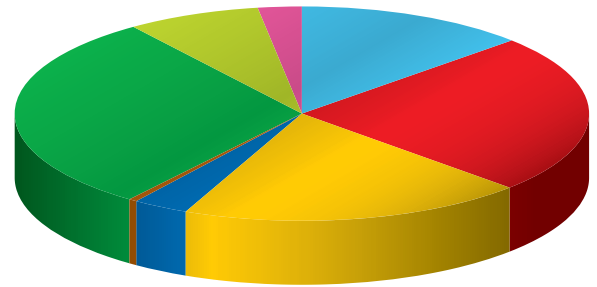
	2548	2549		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)	สัดส่วน (%)
การผลิตลิกไนต์	6,223	5,336	-14.3	100
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	4,105	3,919	-4.5	73
เหมืองเอกชน*	2,118	1,417	-33.3	27
- บ้านปู	337	891	163.1	63
- ลานนา	3	-	-	-
- อื่นๆ	226	526	132.6	37
การนำเข้าถ่านหิน	5,348	7,000	30.9	
การจัดหา	11,571	12,336	6.6	
การใช้ลิกไนต์	6,225	5,373	-13.7	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า	4,105	3,917	-4.6	73
อุตสาหกรรม	2,120	1,456	-31.3	27
การใช้ถ่านหิน	5,348	7,160	33.9	100
อุตสาหกรรม	4,054	4,983	22.9	70
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP และ IPP)	1,294	2,177	68.2	30
ความต้องการ	11,573	12,533	8.3	

*ข้อมูลเบื้องต้น

10 โฟลว์

กำลังการผลิตติดตั้ง ของไทย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 27,107 เมกะวัตต์ โดยเป็นการผลิตติดตั้งของ กฟผ. 15,795 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 58 รับซื้อจาก IPP จำนวน 8,610 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 32 รับซื้อจาก SPP จำนวน 2,062 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 640 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2

กำลังการผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2549



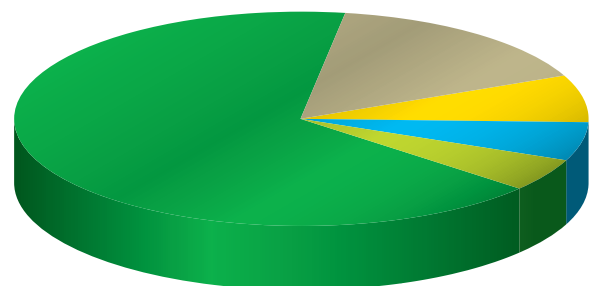
ตารางที่ 13 กำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้า ธันวาคม 2549

หน่วย : เมกะวัตต์

	กำลังผลิตติดตั้ง	สัดส่วน (%)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	15,795	58
ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	8,610	32
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	2,062	8
นำเข้าและแลกเปลี่ยน	640	2
รวม	27,107	100

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 141,919 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.3 แยกเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO KEGCO ราชบุรี IPP และ SPP) จำนวน 94,344 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 จากถ่านหิน/ลิกไนต์ จำนวน 24,468 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17 เป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ 7,950 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6 ที่เหลือเป็นการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมัน จำนวน 7,885 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 และจากแหล่งอื่นๆ รวมทั้งการนำเข้าไฟฟ้าจากลาวและไฟฟ้าแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 7,217 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5

การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง



ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ในปี 2549 อยู่ในเดือนพฤษภาคมที่ระดับ 21,064 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2548 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 20,538 เมกะวัตต์ อยู่ 526 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 2.6 ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ระดับร้อยละ 76.9 และมีกำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserve Margin) อยู่ที่ระดับร้อยละ 22.1

การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ สรุปได้ดังนี้

(ก) การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในปี 2549 ลดลงร้อยละ 0.1

(ข) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 18.7 เนื่องจากการเริ่มผลิตของโรงไฟฟ้า BLCP ตั้งแต่เดือนเมษายนปี 2549 นี้

(ค) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 ตามแผนการเพิ่มกำลังการผลิตของ กฟผ.

(ง) การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 40.2 เนื่องจากปริมาณน้ำในเขื่อนมีมากในปี 2549 นี้

(จ) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล ลดลงร้อยละ 56.5 จากระดับราคาที่ปรับตัวสูงขึ้น

(ฉ) การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.8

การใช้ไฟฟ้า

ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ในปี 2549 อยู่ที่ระดับ 127,237 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 5.5 โดยสาขาอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นสาขาที่มีสัดส่วนการใช้มากที่สุดร้อยละ 45 ของการใช้ทั่วประเทศ มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.8 สาขาธุรกิจและบ้านและที่อยู่อาศัย (คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 25 และร้อยละ 21) มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 และร้อยละ 5.5 ตามลำดับ สาขาเกษตรกรรมมีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 3.7 และลูกค้าตรง กฟผ. (รวมขายให้ประเทศเพื่อนบ้าน) มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 เมื่อเทียบกับปี 2548 อยู่ที่ระดับ 41,482 กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นการใช้ในอุตสาหกรรม 15,990 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.0 การใช้ในธุรกิจอยู่ที่ระดับ 14,116 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 3.0 เช่นกัน การใช้ในบ้านและที่อยู่อาศัยอยู่ที่ระดับ 9,079 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.6 อยู่ที่ระดับ 83,268 กิกะวัตต์ชั่วโมง โดยการใช้สาขาอุตสาหกรรมและธุรกิจ มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 เท่าๆ กัน กล่าวคืออยู่ที่ระดับ 41,005 กิกะวัตต์ชั่วโมง และ 17,586 กิกะวัตต์ชั่วโมง ส่วนการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านและที่อยู่อาศัยมีจำนวน 17,836 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2548 ร้อยละ 5.7

ตารางที่ 14 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)	กำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (ร้อยละ)
2540	14,506	73.5	8.3
2541	14,180	73.4	20.1
2542	13,712	76.1	22.1
2543	14,918	75.2	22.0
2544	16,126	73.5	30.9
2545	16,681	76.1	27.5
2546	18,121	73.9	35.1
2547	19,326	71.6	24.5
2548	20,538	74.9	22.6
2549	21,064	76.9	22.1

ตารางที่ 15 การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

	2548	2549	
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)
การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง			
บ้านและที่อยู่อาศัย	8,367	9,079	5.1
ธุรกิจ	13,711	14,116	3.0
อุตสาหกรรม	15,531	15,990	3.0
อื่น ๆ	2,232	2,298	3.0
รวม	40,111	41,482	3.4
การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค			
บ้านและที่อยู่อาศัย	16,877	17,836	5.7
ธุรกิจ	16,453	17,586	6.9
อุตสาหกรรม	38,363	41,005	6.9
เกษตรกรรม	250	240	-3.7
อื่น ๆ	6,175	6,600	6.9
รวม	78,118	83,268	6.6
ลูกค้าตรง กฟผ.	2,409	2,488	3.2
รวมทั้งสิ้น	120,637	127,237	5.5

1 รายได้สรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

รายได้สรรพสามิตจากน้ำมันสำเร็จรูปปี 2549 มีจำนวน 74,102 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันมีรายรับเพิ่มขึ้นจากการประกาศลอยตัวราคาน้ำมันเบนซินตั้งแต่วันที่ 21 ตุลาคม 2547 และดีเซลตั้งแต่วันที่ 13 กรกฎาคม 2548

ทำให้สามารถใช้หนี้ได้เร็วกว่ากำหนด อย่างไรก็ตาม ในปี 2549 กองทุนน้ำมันยังคงมีรายจ่ายจากการชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นผลให้ฐานะกองทุนน้ำมัน ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2549 ติดลบ 40,859 ล้านบาท

ตารางที่ 16 รายได้ภาษีสรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ(รายจ่าย)	ภาษีสรรพสามิต
2545	(4,156)	6,195	67,726
2546	(2,469)	1,687	72,962
2547	(50,227)	(47,758)	78,754
2548	(75,089)	(24,862)	77,021
2549		34,230	74,102
มกราคม	(72,509)	2,580	5,889
กุมภาพันธ์	(68,348)	4,161	5,407
มีนาคม	(65,906)	2,442	5,925
เมษายน	(59,488)	6,418	6,863
พฤษภาคม	(57,968)	1,520	6,909
มิถุนายน	(56,186)	1,782	6,365
กรกฎาคม	(54,074)	2,112	6,566
สิงหาคม	(51,851)	2,223	6,115
กันยายน	(50,407)	1,444	5,865
ตุลาคม	(47,895)	2,512	6,219
พฤศจิกายน	(44,233)	3,662	6,016
ธันวาคม	(40,859)	3,374	5,963

สถานการณ์ ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

1 ราคาน้ำมันดิบ

ธันวาคม 2549 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยเดือนธันวาคมอยู่ที่ระดับ \$58.69 และ \$62.30 ต่อบาร์เรล เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$1.97 และ \$2.88 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าวรัฐบาลอิหร่านสั่งให้ธนาคารกลางของตนเปลี่ยนสกุลเงินเหรียญสหรัฐอเมริกามาใช้เงินสกุลยูโรแทนในการทำธุรกรรมต่างประเทศ รวมถึงรายได้จากการขายน้ำมันให้อยู่ในรูปเงินสกุลยูโรด้วย เพื่อลดการพึ่งพาเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา และ Energy Information Administration (EIA) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบสหรัฐอเมริกา สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 15 ธันวาคม 2549 ลดลงมาก



เกินคาดถึง 6.3 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 329.1 ล้านบาร์เรล ประกอบกับข่าวกลุ่มผู้ก่อการร้ายลอบโจมตีโรงกลั่นน้ำมัน Royal Dutch Shell ในประเทศไนจีเรีย ส่งผลให้โรงกลั่นต้องหยุดดำเนินการผลิต 80,000-90,000 บาร์เรล/วัน เป็นการชั่วคราว

มกราคม 2550 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยเดือนมกราคมอยู่ที่ระดับ \$51.83 และ \$54.09 ต่อบาร์เรล เฉลี่ยปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$6.85 และ \$8.21 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จาก DTN Meteorlogix และ Accu Weather พยากรณ์อุณหภูมิในสหรัฐอเมริกา จะยังคงอบอุ่นกว่าระดับปกติ และโอเปคยังไม่ลดกำลังการผลิตเพิ่มเติม นอกเหนือจากมติลดกำลังการผลิตในเดือนกุมภาพันธ์ 2550 และสหประชาชาติคาดการณ์การขยายตัวทางเศรษฐกิจของโลกจะชะลอตัวลงมาอยู่ที่ร้อยละ 3.2 ในปีนี้ หลังจากขยายตัวที่ระดับร้อยละ 3.8 ในปี 2549

กุมภาพันธ์ 2550 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยในเดือนกุมภาพันธ์ 2550 อยู่ที่ระดับ \$55.75 และ \$57.95 ต่อบาร์เรล เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$3.92 และ \$3.86 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าวที่ BP ต้องหยุดดำเนินการแหล่งผลิตน้ำมันดิบ Northstar ที่ Alaska หลังตรวจพบท่อขนส่งน้ำมันดิบรั่ว รวมทั้งจากข่าวอิหร่านออกมาปฏิเสธข้อตกลงในการระงับการทดลองเสริมสมรรถนะแร่ยูเรเนียม และจะยังคงดำเนินการทดลองต่อไปถึงแม้ว่าจะได้รับแรงกดดันจากสหรัฐอเมริกาและประเทศในกลุ่ม EU และจากข่าว The Huston Ship Channel ยังคงปิดดำเนินการตั้งแต่วันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2550 เนื่องจากหมอกกลางจัด ซึ่งส่งผลให้เรือขนส่งน้ำมันจำนวน 35 ลำ ไม่สามารถสูบน้ำมันได้

ราคาน้ำมันดิบ

หน่วย: เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	ทاپิส	โอมาน	ดูไบ	เบรนท์	WTI
2549	58.10	50.66	49.55	54.85	56.55
2550	70.35	62.85	61.77	66.02	66.43
ไตรมาส 2 (2549)	73.81	66.02	64.82	70.08	70.45
ไตรมาส 3 (2549)	75.31	67.11	65.96	70.28	70.53
ไตรมาส 4 (2549)	63.26	58.00	57.24	60.14	59.90
ม.ค.-ก.พ. 2550	61.69	54.26	53.93	56.37	56.94
ธันวาคม 49	65.54	59.34	58.69	62.30	61.96
มกราคม 50	59.08	52.27	51.83	54.09	54.32
กุมภาพันธ์ 50	64.09	55.96	55.75	57.94	59.20
28 กุมภาพันธ์ 50	65.98	57.58	57.32	59.94	61.74

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดสิงคโปร์

ธันวาคม 2549 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 เฉลี่ยเดือนธันวาคมอยู่ที่ระดับ \$68.16 และ \$67.03 ต่อบาร์เรล เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$5.27 และ \$4.88 ต่อบาร์เรล จาก International Enterprise Singapore (IES) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันสำเร็จรูปของสิงคโปร์สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 14 ธันวาคม 2549 ลดลง 0.473 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 8.232 ล้านบาร์เรล และตลาดคาดว่าจะมีความต้องการซื้อ Light Distillates จากเวียดนามมากขึ้นหลังรัฐบาลเวียดนามลดอัตราภาษีนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปมาอยู่ที่ระดับร้อยละ 10 ประกอบกับออสเตรเลียอาจมีความต้องการนำเข้าน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นในเดือนมกราคม 2550 ซึ่งเป็นช่วงฤดูกาลท่องเที่ยวของออสเตรเลีย ในส่วนราคาน้ำมันดีเซลเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$69.76 ต่อบาร์เรล เฉลี่ยปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$0.23 ต่อบาร์เรล จาก Hindustan Petroleum Corp. (HPCL) ของอินเดียออกประมูลขายน้ำมันดีเซล จำนวน 3 เทียว เทียวละ 30,000 ตัน ส่งมอบเดือนมกราคม 2550 ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันเพื่อทำความอบอุ่นในแถบเอเชียเหนือยังคงอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากสภาพอากาศในภูมิภาคที่อบอุ่น

มกราคม 2550 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซลเดือนมกราคมเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$61.59, \$60.31 และ \$66.08 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$6.57, \$6.72 และ \$3.68 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจากอินโดนีเซียลดปริมาณนำเข้าน้ำมันเบนซินเดือนกุมภาพันธ์ลงร้อยละ 4.5 มาอยู่ที่ระดับ 3.82 ล้านบาร์เรล ประกอบกับ

International Enterprise Singapore (IES) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันสำเร็จรูปของสิงคโปร์เพิ่มขึ้น 1.06 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 8.60 ล้านบาร์เรล และจีนยังคงชะลอการนำเข้าในตลาดโดยลดปริมาณการนำเข้าจากเดือนธันวาคม 2549 ประมาณ 10,000 ตัน มาอยู่ที่ระดับ 30,000 ตัน ในเดือนมกราคม 2550 เนื่องจากความต้องการใช้ในประเทศที่ลดลง และเพื่อรอดูทิศทางที่ชัดเจนของตลาด

กุมภาพันธ์ 2550 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซลเดือนกุมภาพันธ์เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$66.80, \$65.73 และ \$70.61 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$5.21, \$5.42 และ \$4.53 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และจากข่าวท่อขนส่งน้ำมันสำเร็จรูปบริษัท TEPPCO รั่ว ส่งผลให้การขนส่งน้ำมันสำเร็จรูปต่างๆ ต้องหยุดชะงัก ประกอบกับจากข่าวมีการนำน้ำมันเบนซินปริมาณ 400,000 ตัน จากญี่ปุ่นและเกาหลีใต้ไปขายในแถบตะวันตก และข่าว Taiwan's Formosa จะลดการส่งออกน้ำมันเบนซินเดือนมีนาคม 2550 ลงมาอยู่ที่ระดับ 60,000 ตัน (ปกติส่งออกประมาณ 180,000-210,000 ตัน) เนื่องจากโรงกลั่นจะปิดซ่อมบำรุงตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม-16 เมษายน 2550 และจากข่าวศรีลังกาออกประมูลซื้อน้ำมันดีเซล ส่งมอบเดือนมีนาคม 2550 ปริมาณ 40,000 ตัน และตลาดคาดว่า Arbitrage ไปยังตะวันตกอาจเปิดหลังเกิดเหตุท่อขนส่งน้ำมันสำเร็จรูปบริษัท TEPPCO รั่ว

ราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปในสิงคโปร์

หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	เบนซิน ออกเทน 92	ก๊าด	ดีเซล หมุนเร็ว	เตา (2%S)	เตา (3.5%S)
2549	73.20	72.38	80.60	76.79	49.72	48.14
2550	65.09	63.89	70.96	68.47	45.26	43.25
ไตรมาส 2 (2549)	83.63	82.92	85.53	84.43	53.58	51.96
ไตรมาส 3 (2549)	77.59	76.73	85.92	82.86	51.03	48.81
ไตรมาส 4 (2549)	64.21	63.38	74.96	70.31	43.46	42.42
ม.ค.-ก.พ. 2550	64.85	63.66	70.90	68.43	45.20	43.19
ธันวาคม 49	68.16	67.03	77.42	69.76	43.47	42.29
มกราคม 50	61.59	60.31	69.66	66.08	43.21	41.32
กุมภาพันธ์ 50	66.80	65.73	71.77	70.61	47.11	45.02
28 กุมภาพันธ์ 50	72.57	71.10	74.49	71.80	46.80	44.32

3 ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง

ธันวาคม 2549 ผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์ 95, 91 เพิ่มขึ้น 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 2 ครั้ง และปรับราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว บี 5 เพิ่มขึ้น 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง และปรับราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว บี 5 ลง จำนวน 2 ครั้ง ครั้งละ 0.40 บาท/ลิตร และ 0.50 บาท/ลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95, 91 ดีเซลหมุนเร็ว บี 5 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549 อยู่ที่ระดับ 26.49, 25.69, 24.99, 24.69, 22.84 และ 23.34 บาท/ลิตร ตามลำดับ

มกราคม 2550 ผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์ 95, 91 ลง 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 2 ครั้ง และปรับราคาลง 0.50 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง ปรับราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว บี 5 ลง 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 2 ครั้ง ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95, 91 ดีเซลหมุนเร็ว บี 5 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 31 มกราคม 2550 อยู่ที่ระดับ 25.19, 24.39, 23.69, 23.39, 22.04 และ 22.54 บาท/ลิตร ตามลำดับ

กุมภาพันธ์ 2550 ผู้ค้าน้ำมันปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์ 95, 91 เพิ่มขึ้น 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง และปรับราคาแก๊สโซฮอล์ 95 ลง 0.30 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง ปรับราคาน้ำมันดีเซล

หมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว บี 5 เพิ่มขึ้น 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง และปรับลง 0.40 บาท/ลิตร จำนวน 1 ครั้ง ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95, 91 ดีเซลหมุนเร็ว บี 5 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2550 อยู่ที่ระดับ 25.99, 25.19, 24.19, 23.69, 22.44 และ 22.94 บาท/ลิตร ตามลำดับ



ราคาขายปลีก

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	แก๊สโซฮอล์ 95	เบนซิน ออกเทน 91	แก๊สโซฮอล์ 91 *	ดีเซล หมุนเร็ว	ดีเซล หมุนเร็ว บี 5**
2549	27.61	26.11	26.81		25.61	23.58
2550	25.77	24.13	24.97	23.60	22.96	22.46
ไตรมาส 2 (2549)	28.99	27.49	28.19		26.73	
ไตรมาส 3 (2549)	28.92	27.42	28.12		27.17	24.67
ไตรมาส 4 (2549)	25.79	24.29	24.99		23.89	23.39
ม.ค.-ก.พ. 2550	25.77	24.13	24.97	23.60	22.96	22.46
ธันวาคม 49	26.19	24.69	25.39		23.62	23.12
มกราคม 50	25.71	24.21	24.91		22.76	22.26
กุมภาพันธ์ 50	25.63	23.90	24.83	23.39	23.10	22.60
28 กุมภาพันธ์ 50	25.99	24.19	25.19	23.69	22.94	22.44

หมายเหตุ * เริ่มเก็บข้อมูลราคาขายปลีกแก๊สโซฮอล์ 91 ตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550

** เริ่มเก็บข้อมูลราคาขายปลิมน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5 ตั้งแต่วันที่ 15 กันยายน 2549

4 ค่าการตลาดและค่าการกลั่น

ค่าการตลาดเฉลี่ยในเดือนธันวาคม 2549, มกราคมและกุมภาพันธ์ 2550 อยู่ที่ระดับ 1.8664, 2.0611 และ 1.3773 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนค่าการกลั่นเฉลี่ยในเดือนธันวาคม 2549, มกราคม และกุมภาพันธ์ 2550 อยู่ที่ระดับ 1.1752, 1.8795 และ 1.8771 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้



ค่าการตลาดและค่าการกลั่นของประเทศ

หน่วย : บาท/ลิตร

ช่วงเวลา	เบนซิน ออกเทน 95	แก๊สโซฮอล์ 95	เบนซิน ออกเทน 91	แก๊สโซฮอล์ 91 *	ดีเซล หมุนเร็ว	ดีเซล หมุนเร็ว บี 5**	ค่าการกลั่น
2549	1.0909	1.1833	1.0081		1.0182		1.7280
2550	1.0398	1.2901	0.9404	0.8508	1.1345		1.9092
ไตรมาส 2 (2549)	0.0502	0.4370	-0.0271		0.2823		2.7310
ไตรมาส 3 (2549)	1.5422	1.6807	1.4535		1.4334	2.5587	1.8187
ไตรมาส 4 (2549)	1.4746	1.2461	1.3748		1.4720	1.7929	1.4324
ม.ค.-ก.พ. 2550	1.5617	1.4159	1.4569	1.0209	1.2485	1.5999	1.9092
ธันวาคม 49	1.1283	0.9399	1.0266		1.5769	1.9425	1.1752
มกราคม 50	1.9924	1.7354	1.8829		1.5030	1.8581	1.8795
กุมภาพันธ์ 50	0.9626	0.8956	0.8617	1.0209	0.9668	1.3139	1.8771
28 กุมภาพันธ์ 50	-0.0372	0.1889	-0.1276	0.1211	0.5292	0.9724	2.1002

หมายเหตุ * เริ่มเก็บข้อมูลค่าการตลาดแก๊สโซฮอล์ 91 ตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550

** เริ่มเก็บข้อมูลค่าการตลาดน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5 ตั้งแต่วันที่ 15 กันยายน 2549

S แนวโน้มราคา

คาดว่าราคาน้ำมันยังคงผันผวน โดยมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์จะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$55-\$60 และ \$58-\$63 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากกรณีความตึงเครียดระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิหร่านกรณีโครงการนิวเคลียร์ และปัญหาการก่อการร้ายในสามเหลี่ยมไนเจอร์ของไนจีเรีย ที่อาจส่งผลกระทบต่อการส่งออกของไนจีเรีย ซึ่งเป็นผู้ส่งออกน้ำมันรายใหญ่อันดับ 8 ของโอเปค และคาดว่าน้ำมันเบนซิน 95 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในตลาดจอร์แดนจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ \$68-\$75 และ \$65-73 ต่อบาร์เรลตามลำดับ จากประเทศต่างๆจะเริ่มสั่งซื้อน้ำมันเพื่อสำรองเพื่อเตรียมไว้ใช้สำหรับฤดูกาลท่องเที่ยว(Driving season) และจากราคา Naphtha ที่ปรับตัวสูงขึ้นทำให้โรงกลั่นต่างๆในเอเชียหันไปผลิต Naphtha มากขึ้น เนื่องจากให้ผลตอบแทนที่ดีกว่า ประกอบกับโรงกลั่นต่างๆจะเริ่มปิดเพื่อซ่อมบำรุงประจำปีในช่วงต้นเดือนมีนาคม

สถานการณ์ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

ธันวาคม 2549 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนธันวาคม 2549 ปรับตัวสูงขึ้น 28.00 เหรียญสหรัฐ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 486.00 เหรียญสหรัฐ/ตัน จากอุปทานของเอเชียเหนือลดลงเนื่องจากประเทศในเขตดังกล่าวมีแผนลดปริมาณการส่งออกเพื่อเก็บสำรองก๊าซ LPG ไว้ใช้ทำความอบอุ่นในประเทศ ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ในระดับ 11.2724 บาท/กิโลกรัม (เป็นระดับเพดานของก๊าซ LPG สูงสุด 315 เหรียญสหรัฐ/ตัน) อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ อยู่ในระดับ 1.2025 บาท/กิโลกรัม คิดเป็นเงิน 301 ล้านบาท/เดือน

มกราคม 2550 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนมกราคม 2550 ปรับตัวสูงขึ้น 61.00 เหรียญสหรัฐ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 547.00 เหรียญสหรัฐ/ตัน จากความต้องการซื้อในภูมิภาคมีมากและอุปทานดิ่งตัวในแถบตะวันออกกลาง ประกอบกับอัตราค่าขนส่งปรับตัวเพิ่มขึ้น ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ในระดับ 11.3870 บาท/กิโลกรัม (เป็นระดับเพดานของก๊าซ

LPG สูงสุด 315 เหรียญสหรัฐ/ตัน) อัตราแลกเปลี่ยนชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ อยู่ในระดับ 1.3171 บาท/กิโลกรัม คิดเป็นเงิน 328 ล้านบาท/เดือน

กุมภาพันธ์ 2550 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนกุมภาพันธ์ 2550 ปรับตัวลดลง 21.00 เหรียญสหรัฐ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 526.00 เหรียญสหรัฐ/ตัน จากอุปทานในภูมิภาคมีมาก เนื่องจากราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนมกราคม 2550 อยู่ในระดับสูง ส่งผลให้ความต้องการซื้อจากแถบตะวันตกลดลง ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ในระดับ 11.6865 บาท/กิโลกรัม (ระดับเพดานของก๊าซ LPG สูงสุด 325.3747 เหรียญสหรัฐ/ตัน ตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549 เห็นชอบให้เก็บเงินเข้ากองทุนฯ จากการส่งออก LPG โดยให้ปรับราคาเพดานก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นสูงสุด ให้สูงขึ้นในระดับที่รายจ่ายของกองทุนน้ำมันฯ ที่เพิ่มขึ้นในส่วนนี้เท่ากับรายรับของกองทุนน้ำมันฯ ที่ได้จากการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ จากการส่งออกก๊าซ LPG ซึ่งเริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 22 มกราคม 2550 เป็นต้นมา) อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ในระดับ 1.6166 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 412.68 ล้านบาท/เดือน อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ส่งออก อยู่ที่ระดับ 3.6029 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 90.54 ล้านบาท/เดือน

แนวโน้มของราคา จากการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนมีนาคม 2550 คาดว่าราคาจะเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 495-525 เหรียญสหรัฐ/ตัน จากฤดูหนาวใกล้สิ้นสุดลง ส่งผลให้ความต้องการซื้อลดลง ประมาณราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ที่ระดับ 11.6317-11.6847 บาท/กิโลกรัม อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ที่ระดับ 1.5618-1.6148 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 398.01-412.20 ล้านบาท/เดือน อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ส่งออกอยู่ที่ระดับ 3.0736-3.5858 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 77.24-90.11 ล้านบาท/เดือน ณ อัตราแลกเปลี่ยน 35.9169 บาท/เหรียญสหรัฐ

7 ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

7.1 ปัจจุบันการจัดเก็บอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันชนิดต่างๆ เป็นดังนี้

อัตราเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2550)

หน่วย : บาท/ลิตร

ชนิดน้ำมัน	เงินส่งเข้ากองทุน (บาท/ลิตร)
น้ำมันเบนซินออกเทน 95	3.46
น้ำมันเบนซินออกเทน 91	3.26
น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95	1.50
น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91	1.50
น้ำมันก๊าด	0.10
น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว	1.50
น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปี 5	0.50
น้ำมันม่วง	-0.2256
น้ำมันเตา	0.06
LPG	-1.7339

7.2 ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2550 มีเงินสดสุทธิ 4,086 ล้านบาท มีหนี้สินค้างชำระ 37,688 ล้านบาท แยกเป็นหนี้พันธบัตร 17,600 ล้านบาท หนี้เงินกู้สถาบันการเงิน 8,344 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระ 1,065 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาแก๊ส LPG 10,679 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิติดลบ 33,602 ล้านบาท มีรายละเอียดดังนี้

ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2550)

หน่วย : ล้านบาท

เงินสดสุทธิ	4,086
- ยอดเงินคงเหลือในบัญชี	4,086
หนี้สินค้างชำระ	-37,688
- หนี้เงินกู้สถาบันการเงิน	-8,344
- หนี้พันธบัตร	-17,600
- หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระ*	-1,065
- หนี้เงินชดเชยราคาแก๊ส LPG*	-10,679
ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ	-33,602
ประมาณการรายรับ/รายจ่ายเดือน มี.ค. 2550	
รายรับจากเงินส่งเข้ากองทุนฯ**	4,313
รายจ่ายจากกองทุนฯ	-4,294
ชำระหนี้เงินกู้***	-3,256
ชำระหนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมัน	-250
ชำระหนี้ชดเชยราคา LPG	-750
ชำระดอกเบี้ยเงินกู้	-38
รายรับมากกว่ารายจ่าย	19

หมายเหตุ : * หนี้ชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระและหนี้ชดเชยราคา LPG เป็นตัวเลขประมาณการ

** รายรับจากเงินส่งเข้ากองทุนฯ เป็นรายรับซึ่งยังไม่หักภาระชดเชยราคา LPG จำนวน 399 ล้านบาท/เดือน ซึ่งหากหักภาระดังกล่าวแล้วกองทุนฯ จะมีเงินไหลเข้าสู่สุทธิประมาณ 3,923 ล้านบาท/เดือน

*** การชำระหนี้เงินกู้ดังกล่าวเป็นการชำระหนี้ก่อนครบกำหนดชำระทั้งหมด

ที่มา : สถาบันบริหารกองทุนน้ำมัน

การขยายระเบียบ การรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก (VSPP)

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 10 มิถุนายน 2545 และวันที่ 15 กรกฎาคม 2545 ตามลำดับ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า ช่วยเพิ่มความมั่นคงในระบบส่งและระบบจำหน่าย ช่วยลดความสูญเสีย (LOSS) ในระบบไฟฟ้า ลดการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อจ่ายไฟฟ้าไปยังพื้นที่ห่างไกล และช่วยลดการจัดการไฟฟ้าในช่วงที่ระบบมีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak) อย่างไรก็ตาม ยังมีผู้ประกอบการที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งเพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะในกิจการที่มีกระบวนการผลิตที่ต้องใช้ทั้งไฟฟ้าและไอน้ำ ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) จึงได้พิจารณาขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 โดยเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ปัจจุบัน กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์แล้ว เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2549 และวันที่ 27 ธันวาคม 2549 ตามลำดับ

1. หลักเกณฑ์และเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

1.1 กำหนดนิยามของ VSPP หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้างดังนี้

1.2 เนื่องจากในเขต กฟภ.บางพื้นที่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้เกินกว่า 6 เมกะวัตต์ แต่ไม่ถึง 10 เมกะวัตต์ ดังนั้น ในกรณี VSPP มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้สิทธิการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณารับซื้อเป็นกรณี ๆ ไป ทั้งนี้หากไม่สามารถรับซื้อได้จะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยัง สนพ.ได้

1.3 ให้ VSPP ขอใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้าจากกรมธุรกิจพลังงานในลักษณะเดียวกันกับ VSPP 1 เมกะวัตต์

1.4 การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะมีการจัดทำเป็นคู่มือการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยมีรายละเอียดแนวทางการทดสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนนโยบายและหลักการในการขออนุญาตเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1.5 การบังคับใช้ระเบียบฯใหม่ กำหนดให้ใช้เฉพาะกับ VSPP ที่จะยื่นคำร้อง และเสนอขายไฟฟ้าภายหลังการออกระเบียบฉบับใหม่นี้ สำหรับ VSPP รายเดิมสามารถขอยุติสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิม และใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่แก้ไขใหม่ ตามระเบียบฯ ใหม่ได้

1.6 ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เมื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในกระบวนการผลิตหรือใช้ในโรงไฟฟ้าแล้ว สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยไม่สามารถจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟในบริเวณใกล้เคียงได้

1.7 ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมตามประกาศกรมโรงงานอุตสาหกรรม ทั้งนี้หากมีปัญหการร้องเรียนให้เร่งดำเนินการแก้ไขโดยเร็ว

2. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

2.1 ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า

2.1.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Micro Hydroelectricity) พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

2.1.2 การผลิตไฟฟ้าจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ขยะมูลฝอย ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้น ๆ

2.1.3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่ พลังงานเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร พลังงานสูญเสียจากไอเสียเครื่องยนต์ และพลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกล ซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรง

2.1.4 ให้ VSPP จัดส่งข้อมูลปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี และค่าความร้อนเฉลี่ย (Average Lower Heating Value) ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ทั้งเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริม ทั้งนี้ในกรณี VSPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิง หากพลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีเกินกว่าร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในแต่ละรอบปีนั้น จะต้องมีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีค่า PES ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี ตามเงื่อนไขของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP พลังงานเชิงพาณิชย์ ระบบ Cogeneration

2.2 หลักการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้า

2.2.1 กำหนดจากหลักการต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ **Avoided Cost** โดยวิธีการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนสำหรับ **VSPP** ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ ยังคงใช้หลักการหักลบหน่วยพลังไฟฟ้า (**Net Energy**) สำหรับ **VSPP** ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกิน 6 เมกะวัตต์ คำนวณค่าพลังไฟฟ้าทั้งหมดตามมิเตอร์ซื้อในอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และมีเตอร์ขายตามอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของผู้ใช้ไฟประเภทนั้น ๆ

2.2.2 **VSPP** ที่ทำสัญญาเสนอขายไฟฟ้าเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณราคารับซื้อจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขาย เพื่อมาเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก **VSPP** ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2.2.3 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจาก **VSPP** ที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ

(1) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ **VSPP** ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่า หรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ **VSPP** จะรับซื้อในอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ **VSPP** รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_t ขายปลีก)

(2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ **VSPP** ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ **VSPP** จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ **VSPP** ขายให้ในแต่ละเดือนด้วยอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกรวมกับค่า (F_t ขายปลีก) สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ **VSPP** ขายเกินกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดราคารับซื้อเป็น 2 กรณีดังนี้ (1) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่า (F_t ขายส่งเฉลี่ย) และ (2) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา **TOU** อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลวัตต์ที่ กฟผ.ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่า (F_t ขายส่งเฉลี่ย)





3 เปรียบเทียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

3.1 ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า

3.1.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน Cogeneration ซึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง โดยใช้เชื้อเพลิงซึ่งเป็นพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้อย่างหมดไป

3.1.2 กำหนดเงื่อนไขสำหรับ VSPP จะต้องนำความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรม (Thermal Processes) นอกจากการผลิตไฟฟ้าโดยกำหนดสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving : PES) เกินกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี กล่าวคือ VSPP ที่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขดังกล่าวได้ถือว่าเป็นการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration อย่างมีประสิทธิภาพ

3.1.3 ให้มีการคิดค่าปรับในกรณีที่ VSPP ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดของกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

3.2 การตรวจวัดประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า

การตรวจวัดประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจะตรวจวัดจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งระบบ สำหรับการตรวจวัดพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์จริงจะขึ้นอยู่กับกระบวนการผลิตของ VSPP เป็นกรณีๆ ไป โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจัดส่งข้อมูลเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อน ตั้งแต่ขั้นตอนการยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้า และให้ VSPP จัดทำรายงานการวิเคราะห์สัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นประจำทุกเดือน และจัดส่งให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุก 3 เดือน เพื่อในการพิจารณาคุณสมบัติ Cogeneration

3.3 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดตามมิเตอร์ที่ซื้อจาก VSPP ในอัตราค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่ VSPP ทำการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย ทั้งนี้ VSPP ที่ทำสัญญาเสนอขายไฟฟ้าเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขาย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

4 ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณ พลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2549 และวันที่ 27 ธันวาคม 2549 ตามลำดับ โดยสถานการณ์รับซื้อไฟฟ้า ณ เดือนมีนาคม 2550 มีโครงการขอยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวน 35 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 186.68 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟภ. จำนวน 33 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 186.6 เมกะวัตต์ โดยปริมาณพลังไฟฟ้างกล่าวมาจากโครงการ SPP เดิม และ VSPP (ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์) ที่สิ้นสุดสัญญาแล้ว จำนวน 15 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 96.40 เมกะวัตต์ และเป็นโครงการ VSPP รายใหม่ จำนวน 18 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 90.20 เมกะวัตต์ สำหรับเป็นโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟน. มีจำนวน 2 ราย เป็น VSPP รายใหม่ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 0.08 เมกะวัตต์

เอกสารแนบ 1

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

นิยาม

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก” หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

“ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“พลังงานหมุนเวียน” หมายถึง พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานขั้นที่สองที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กล่าวมา เช่น เชื้อเพลิงจากพืช (Biofuel) เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น

ทั้งนี้ไม่รวมถึงพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัด เช่น พลังงานที่ได้จากถ่านหิน หินน้ำมัน ทหรายน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ เป็นต้น

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
3. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกล ให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

1. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่น ทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และ ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

2. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังต่อไปนี้

- 2.1 กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

- 2.2 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

- 2.3 ขยะมูลฝอย

- 2.4 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้น สามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ

3. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่

- 3.1 พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

- 3.2 พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์

- 3.3 พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง



ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ต้องยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวง หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบและซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตามรายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณารับซื้อเป็นกรณี ๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยพิจารณาด้วย ทั้งนี้หากไม่พิจารณารับซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก



6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้งว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไพรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.
3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิ์ตรวจสอบและ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก๊ส ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น



จ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้า ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนด และอาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ข. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 1)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ข. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_T ขายปลีก) ในเดือนนั้น ๆ

ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้น ๆ

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือน ออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย น้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้น ๆ ในเดือนนั้น ๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_T ขายปลีก)

2.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้า ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน ด้วยราคาตามข้อ 2.1

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดราคาซื้อขายเป็น 2 กรณี ดังนี้

2.2.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าดังนี้

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

3.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

4. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.21 และข้อ 2.2.2 และข้อ 3. จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

5. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากประสงค์จะขอให้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วันที่แจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป



ณ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ญ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใดฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่าการวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด



2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใด ๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นคำร้องต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฎ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

สิ่งแนบที่ ๓

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000

หมายเหตุ

- ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย



สิ่งแนบที่ 2

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามีเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่ผู้ผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

เอกสารแนบ 2

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration)

นิยาม

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก” หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

“ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
3. เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ มีการใช้พลังงานให้เกิดประโยชน์สูงสุด
4. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกล ให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
5. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration หรือ Combined Heat and Power: CHP) โดยใช้เชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไป ซึ่งมีข้อกำหนดในกระบวนการผลิตดังนี้

1. เป็นการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรม (Thermal Processes) ตัวอย่างเช่น การผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม การเกษตร และการทำความเย็นในอาคารสำนักงาน โรงแรม โรงงานอุตสาหกรรม หรือโรงพยาบาล ซึ่งรวมเรียกว่า Topping Cycle หรือในทางตรงข้ามโดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการอุตสาหกรรมไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งรวมเรียกว่า Bottoming Cycle
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี โดยมีวิธีการคำนวณตามสิ่งแนบที่ 1

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวง หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบและซื้อขายไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตามรายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า



3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณารับซื้อเป็นกรณีๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พิจารณาด้วย ทั้งนี้หากไม่พิจารณารับซื้อต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณา รับซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับ ข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เมื่อ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบ ไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้งว่าเป็นไปตามมาตรฐาน ที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยง ระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการ ให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้า ตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.
3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก แต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดนกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิ์ตรวจสอบและ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบแก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น



จ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ข. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก) และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 2)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์นี้ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย



1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้น ก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

ข. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เป็นดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเท่ากับค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากทำการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 1. จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วันใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ยรวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือน

ณ. การไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดของกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดเรื่องประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุในข้อ ข. จะต้องเสียค่าปรับตามวิธีการคำนวณในสิ่งแนบที่ 1 ของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

ญ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตาม

ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

3. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ฎ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นๆ จากฝ่ายใดฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

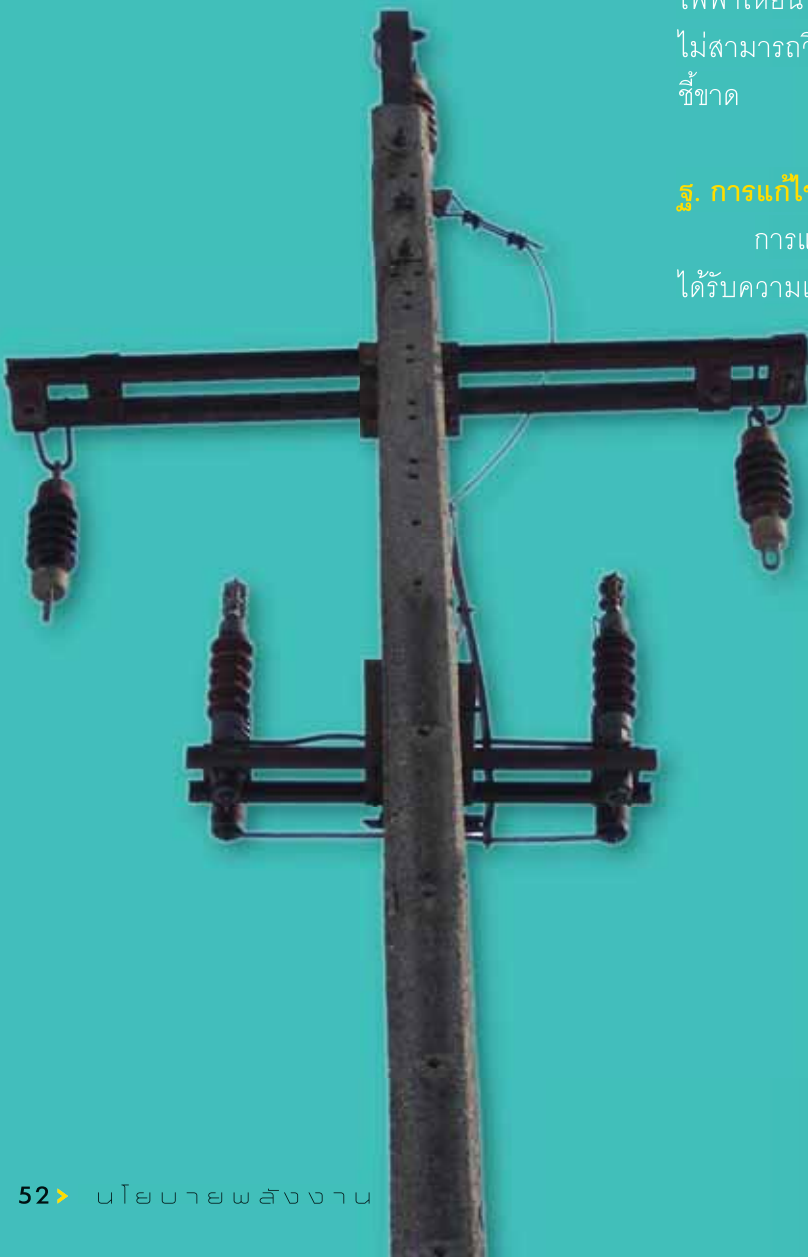
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใด ๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่าการวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใด ๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฐ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ



สัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
(Primary Energy Saving : PES)

1. วิธีการคำนวณสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN \text{ Heat Eff.} + COGEN \text{ Electricity Eff.}}{ref. \text{ Heat Eff.} + ref. \text{ Electricity Eff.}}} \right) \times 100 \%$$

โดยที่

- COGEN Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบ Cogeneration
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์ (รายปี) ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)
- COGEN Elect. Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (รายปี) ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)
- Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว
- Ref. Elect. Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้ กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงของ VSPP ตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้างดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิง	Ref. Elect. Eff.	Ref. Heat. Eff.
ก๊าซธรรมชาติ	45 %	85 %
ถ่านหิน	40 %	80 %
น้ำมัน	40 %	80 %

2. วิธีการคำนวณค่าปรับ กรณี VSPP ไม่ผ่านเงื่อนไข Cogeneration

ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ามีค่า PES ต่ำกว่าร้อยละ 10 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้น ๆ ตามผลต่างของค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ที่กำหนดตามระเบียบ คือ ร้อยละ 10 กับค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จริง โดยมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

ค่าปรับ = $[(PES_{\text{ที่กำหนด}} - PES_{\text{จริง}})] / 100 \times \text{รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อในรอบปีนั้น ๆ}$
โดยที่

$PES_{\text{ที่กำหนด}}$ = ค่า PES เท่ากับ 10%

$PES_{\text{จริง}}$ = ค่า PES ที่คำนวณได้ตามสูตรการคำนวณในข้อ 1.

ทั้งนี้ ค่าปรับที่เรียกเก็บจาก VSPP ดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะนำไปลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนผ่านสูตร F_t

สิ่งแนบที่ 2

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000

หมายเหตุ

1. ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
2. *สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

**ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 6 เมกะวัตต์**

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทางและขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 * (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามีเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่คุณผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน



การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้พิจารณาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration และมีมติให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้รายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) จากราคาซื้อขายไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี ทั้งนี้ให้คำนึงถึงภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนด้วย

กระทรวงพลังงานได้พิจารณาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติม เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2549 และได้เห็นชอบกำหนดส่วนเพิ่มราคา

รับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากราคาซื้อขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเชื้อเพลิง โดยมีแนวทางในการให้การสนับสนุนดังนี้

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ VSPP ได้รับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราคงที่

(2) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ จะเปิดให้มีการประมูลแข่งขันส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า

ในการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าในอัตราคงที่ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ศึกษาแล้วพบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน มีความแตกต่างกันตามเทคโนโลยี ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ขนาดกำลังการผลิต รวมทั้งรายละเอียดในการลงทุนต่างๆ ทำให้ระดับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) มีความหลากหลาย ดังนั้น เพื่อเป็นการจูงใจให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก เข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้น กพช. จึงมีมติเมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 และวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 เห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้ออกประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2550 และวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 ตามลำดับ และออกประกาศกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมสำหรับเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ เมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2550 และวันที่ 23 มีนาคม 2550 ตามลำดับ

สาระสำคัญของการให้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ VSPP

1 ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder) แยกตามประเภทเชื้อเพลิงเป็นดังนี้

เชื้อเพลิง	อัตราส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
เชื้อเพลิงชีวมวล ^{1/} /ก๊าซชีวภาพ	0.30 บาทต่อหน่วย
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์)	0.40 บาทต่อหน่วย
พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 กิโลวัตต์)	0.80 บาทต่อหน่วย
ขยะ ^{2/}	2.50 บาทต่อหน่วย
พลังงานลม	2.50 บาทต่อหน่วย
พลังงานแสงอาทิตย์ ^{3/}	8.00 บาทต่อหน่วย

หมายเหตุ 1/ ชีวมวล หมายถึง กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์ทางการเกษตร เศษไม้ หรือไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง
 2/ ขยะ หมายถึง ขยะชุมชนทุกเทคโนโลยี
 3/ พลังงานแสงอาทิตย์ หมายถึงความรวมถึง การนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปใช้ในการผลิตน้ำร้อนเพื่อผลิตไฟฟ้า (Solar Thermal) ด้วย

2 ระยะเวลาการให้การสนับสนุน

กำหนดให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา

3 การบังคับใช้

3.1 ผู้มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า

3.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ภายหลังจากที่การไฟฟ้าออกประกาศขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

3.1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือทำสัญญาซื้อไฟฟ้าแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก SPP แต่ยังไม่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์





3.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือ ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก SPP ที่ครบอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ ผู้มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าตาม ข้อ 3.1 จะต้องดำเนินการยื่นข้อเสนอภายในปี พ.ศ. 2551

3.2 ผู้ไม่มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า

3.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนเงินลงทุนในการผลิตไฟฟ้าตามนโยบายรัฐบาลในรูปแบบอื่น ๆ แล้ว

3.2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กที่ได้รับเงินอุดหนุนส่วนเพิ่มค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

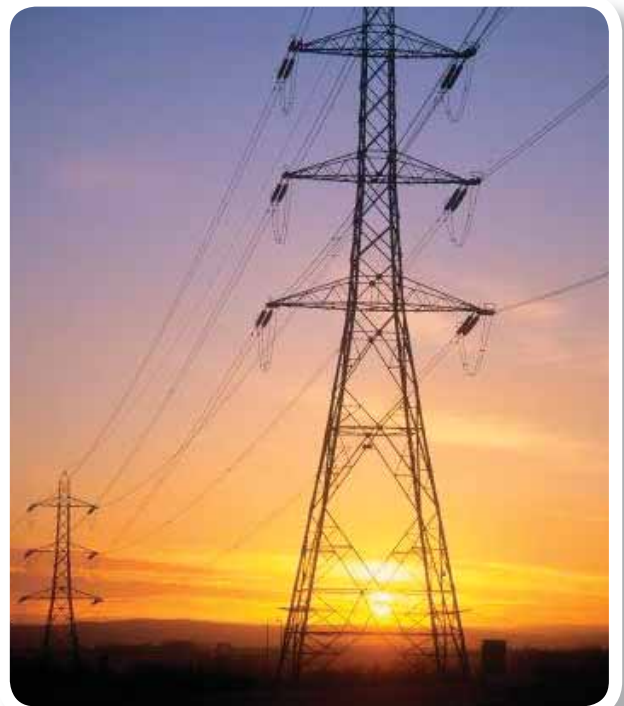
4 การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ VSPP ได้รับ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบสุทธิ X ราคาส่วนเพิ่มตามประเภทเชื้อเพลิง

5 การระค่าไฟฟ้า

มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าตามส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า ในข้อ 4. จะส่งผ่านค่าไฟฟ้า ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F)

ทั้งนี้ การเปิดประมูลแข่งขันส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP สนพ. อยู่ระหว่างดำเนินการจัดทำร่างประกาศเชิญชวนยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งคาดว่าจะสามารถออกประกาศได้ภายในเดือนเมษายน 2550





ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ด้วย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549 โดยเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ที่มีปริมาณผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าจากระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPG)

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 29 แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 จึงขอประกาศสาระสำคัญของการให้ส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า ดังนี้

1. ส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า (Adder) แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	อัตราส่วนเพิ่ม (บาทต่อหน่วยไฟฟ้า)
ชีวมวล ¹⁾	0.30
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์)	0.40
พลังน้ำขนาดเล็ก (< 50 กิโลวัตต์)	0.80
ขยะ ²⁾	2.50
พลังงานลม	2.50
พลังงานแสงอาทิตย์ ³⁾	8.00

หมายเหตุ: 1/ ชีวมวล หมายถึง การทิ้งเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตสัตว์หรือการเกษตร เศษไม้ หรือไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง
2/ ขยะ หมายถึง ขยะชุมชนทุกชนิด
3/ พลังงานแสงอาทิตย์ หมายถึง ความยาวเส้นทางรังสีจากแสงอาทิตย์ไม่อยู่ในเงาของตัวเรือนผลิตไฟฟ้า (Solar Thermal) ซ้ำ

2. ระยะเวลาให้การสนับสนุน กำหนดให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวันเริ่มผลิตหรือขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)

3. การบังคับใช้

3.1 ผู้ผลิตที่ได้รับส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

3.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ภายในวันที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกประกาศขอขายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPG

3.1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือทำสัญญาซื้อไฟฟ้าแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) แต่ยังไม่ขายไฟฟ้าจากระบบ และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

3.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าจากระบบแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ครบอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ ผู้ผลิตที่ได้รับส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า ตามข้อ 3.1 จะต้องดำเนินการยื่นข้อเสนอภายในปี พ.ศ. 2551

3.2 ผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

3.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนเงินลงทุนในการผลิตไฟฟ้าตามนโยบายรัฐบาลในรูปแบบอื่นๆ แล้ว

3.2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ได้รับเงินอุดหนุนส่วนเพิ่มค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

4. การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ VSPG ได้รับ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายจากระบบสุทธิ * X ราคาส่วนเพิ่มประเภทเชื้อเพลิง
หมายเหตุ : * ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ก่อนหักค่าดำเนินการร้อยละ 2

5. การจ่ายค่าไฟฟ้า มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าตามส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า ในข้อ 4 จะส่งผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (FJ)

จึงประกาศณาเพื่อทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2550

นายประจักษ์ สุมาลี

(นายประจักษ์ สุมาลี)

ผู้ว่าการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิง

ด้วย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าจากระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPG)

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 29 แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2503 แก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2542 จึงขอประกาศสาระสำคัญของการให้ส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า ดังนี้

1. ส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิง เท่ากับ 0.30 บาท ต่อหน่วยไฟฟ้า - ชั่วโมง

2. ระยะเวลาให้การสนับสนุน กำหนดให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวันเริ่มผลิตหรือขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)

3. การบังคับใช้

3.1 ผู้มีสิทธิ์ได้รับส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

3.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ภายในวันที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกประกาศขอขายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPG

3.1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือทำสัญญาซื้อไฟฟ้าแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) แต่ยังไม่ขายไฟฟ้าจากระบบ และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

3.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าจากระบบแล้ว ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ หรือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ครบอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว และประสงค์จะเปลี่ยนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ ผู้มีสิทธิ์ได้รับส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า ตามข้อ 3.1 จะต้องดำเนินการยื่นข้อเสนอภายในปี พ.ศ. 2551

3.2 ผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

3.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนเงินลงทุนในการผลิตไฟฟ้าตามนโยบายรัฐบาลในรูปแบบอื่นๆ แล้ว

3.2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ได้รับเงินอุดหนุนส่วนเพิ่มค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

4. การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ VSPG ได้รับ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายจากระบบสุทธิ * X ราคาส่วนเพิ่มประเภทเชื้อเพลิง
หมายเหตุ : * ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ก่อนหักค่าดำเนินการร้อยละ 2

5. การจ่ายค่าไฟฟ้า มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าตามส่วนเพิ่มราคาขายปลีกไฟฟ้า ในข้อ 4 จะส่งผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (FJ)

ประกาศ ณ วันที่ 2 มีนาคม 2550

นายประจักษ์ สุมาลี

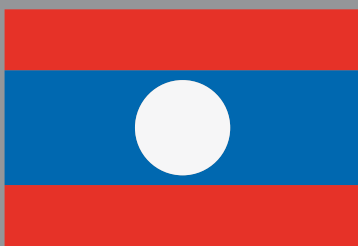
(นายประจักษ์ สุมาลี)

ผู้ว่าการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ร่างบันทึกความเข้าใจ การรับซื้อไฟฟ้า

โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3

ส ัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยจำนวนประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 ต่อมาคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 เรื่องการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยปัจจุบันมี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบูน ขนาดกำลังผลิต 187 เมกะวัตต์ และห้วยเหาะ ขนาดกำลังผลิต 126 เมกะวัตต์ และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 ขนาดกำลังผลิต 920 เมกะวัตต์ และโครงการน้ำจิม 2 ขนาดกำลังผลิต 612 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 และมีนาคม 2554 ตามลำดับ



1 รายละเอียดของโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3

คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2549 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 โดยเห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 และเห็นชอบให้ กฟผ. นำร่างบันทึกความเข้าใจ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปลงนามร่วมกับกลุ่มผู้ลงทุนโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 ต่อไป

1.1 โครงการน้ำเทิน 1

1.1.1 พลังงานไฟฟ้าที่จะส่งมอบให้ กฟผ.

โครงการน้ำเทิน 1 มีกำลังผลิตติดตั้ง 523 เมกะวัตต์ จ่ายพลังงานไฟฟ้าในส่วนของ Primary Energy (PE) และ Secondary Energy (SE) ปีละประมาณ 1,996 ล้านหน่วย

1.1.2 ระบบส่ง

โครงการน้ำเทิน 1 จะก่อสร้างสายส่งขนาด 500 กิโลโวลต์ (kV) จากโครงการถึงสถานีไฟฟ้านาบบองในฝั่งลาวระยะทางประมาณ 154 กิโลเมตร และเชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3

1.1.3 กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ

กลุ่มผู้พัฒนาโครงการน้ำเทิน 1 ประกอบด้วยบริษัท Gamuda Berhad จำกัด ถือหุ้นร้อยละ 40 บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน)(EGCO) ร้อยละ 40 และรัฐบาล สปป.ลาว ถือหุ้นร้อยละ 20

1.2 โครงการน้ำจิม 3

1.2.1 พลังงานไฟฟ้าที่จะส่งมอบให้ กฟผ.

โครงการน้ำจิม 3 มีกำลังผลิตติดตั้ง 440 เมกะวัตต์ (2 x 220 เมกะวัตต์) จ่ายพลังงานไฟฟ้าในส่วนของ Primary Energy (PE) และ Secondary Energy (SE) ปีละประมาณ 2,212 ล้านหน่วย

1.2.2 ระบบส่ง

โครงการน้ำจิม 3 จะก่อสร้างสายส่งขนาด 230 กิโลโวลต์ (kV) จากโครงการถึงสถานีไฟฟ้านาบบองในฝั่งลาวระยะทางประมาณ 96 กิโลเมตร และเชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3

1.2.3 กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ

กลุ่มผู้พัฒนาโครงการน้ำจิม 3 ประกอบด้วย MDX Lao ถือหุ้นร้อยละ 27 บริษัท Marubeni จำกัด ร้อยละ 25 บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ถือหุ้นร้อยละ 25 และรัฐบาล สปป.ลาว ถือหุ้นร้อยละ 23

สาระสำคัญของร่าง MOU โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3

2.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. และ (ชื่อ บริษัท) จำกัด

2.2 โครงการน้ำเทิน 1 (น้ำจิม 3) เป็นโครงการซึ่ง กฟผ. จะดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ภายใต้บันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลไทยและ สปป.ลาว

2.3 ผู้ลงทุนจะจัดตั้งบริษัทใน สปป.ลาว เพื่อพัฒนาโครงการ

2.4 ผู้ลงทุนให้คำมั่นว่าจะเจรจากับรัฐบาล สปป.ลาว เพื่อให้ได้สัญญาสัมปทาน ซึ่งผ่านความเห็นชอบของ National Assembly ของ สปป.ลาว เพื่อให้สามารถพัฒนาโครงการและผลิตไฟฟ้าขายให้ กฟผ. อย่างถูกต้องตามกฎหมายของ สปป.ลาว และสอดคล้องกับเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

2.5 การขอความเห็นชอบ MOU และการบังคับใช้

- กฟผ. จะขอความเห็นชอบ MOU จาก กพช. ภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนาม

- บริษัทฯ จะขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานและป่อแร่ของรัฐบาล สปป.ลาว ภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนาม

- MOU จะมีผลบังคับใช้หลังจากที่ทั้งสองฝ่ายได้รับแจ้งการได้รับความเห็นชอบตามที่ระบุข้างต้น

2.6 โครงการมีกำลังผลิตติดตั้งประมาณ 523 [440]* เมกะวัตต์ และมีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) เท่ากับ 1,692 [1,982]* ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) เท่ากับ 304 [230]* ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE

ทั้งนี้ PE คือพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ แจ้างและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมง/วัน(06.00–22.00 น.) ไม่รวมวันอาทิตย์ ส่วน SE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกิน PE แต่เมื่อรวม PE และ SE ต้องไม่เกินวันละ 21.35 ชั่วโมง และ EE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจาก PE และ SE

2.7 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดน ซึ่งมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

- Primary Energy (PE) Tariff
 - ส่วนที่ 1 = 2.6700 Cents/หน่วย
 - ส่วนที่ 2 = 1.0146 บาท/หน่วย
- Secondary Energy (SE) Tariff
 - = 1.2335 บาท/หน่วย
- Excess Energy (EE) Tariff
 - = 1.1307 บาท/หน่วย
- Pre COD Energy Tariff



2.8 สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุ 27 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date) โดยอาจมีอายุสัญญาได้ยาวกว่านี้ หาก สปป.ลาว อนุมัติ และทั้งสองฝ่ายตกลง

2.9 หากโครงการได้รับผลประโยชน์จากกลไกพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) โครงการจะต้องเจรจาแบ่งผลประโยชน์กับ กฟผ. ทั้งนี้จะขึ้นกับการตกลงของรัฐบาล สปป.ลาว

2.10 ทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำจิม 2 เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

2.11 MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีเหตุการณ์ใดดังต่อไปนี้เกิดขึ้นก่อน

- (1) เมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- (2) MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป
- (3) ทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนได้





2.12 แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายต่อเนื่องจาก MOU หรือจากการยกเลิก MOU

2.13 กำหนดวันแล้วเสร็จของงานต่างๆ จะเป็นดังนี้

- Scheduled Financial Close Date (SFCD) เท่ากับ 6 เดือนนับจากลงนาม PPA

- Scheduled Energizing Date (SED) (กำหนดวันที่ระบบส่งของทั้งสองฝ่ายพร้อมรับและส่งพลังงานไฟฟ้า) เท่ากับ 54 [53]* เดือนนับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และวัน SFCD

- Scheduled Commercial Operation Date (SCOD) คือวันที่ช้ากว่าระหว่าง

- o วันที่ 1 มกราคม 2556 และ
- o 60 เดือนนับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน

Financial Close Date และวัน SFCD

- หากฝ่ายใดทำให้วัน COD ล่าช้ากว่าวัน SCOD จะต้องจ่ายค่าปรับในอัตราที่เท่ากัน

2.14 จำนวนหลักทรัพย์ค้ำประกัน

- วันลงนามสัญญา : 7.6 [8.9]* Million USD
- วัน Financial Close Date : 19.1 [22.4]* Million USD
- วันที่ COD : 17.1 [20.0]* Million USD
- วันครบรอบ COD 14 ปี : 5.75 [6.7]* Million USD

2.15 สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูบบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

(หมายเหตุ * : ค่าใน [] เป็นค่าของโครงการน้ำจิม 3)

ประโยชน์ที่จะได้รับ

(1) การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 จะทำให้ประเทศไทยได้รับประโยชน์ในการลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และทำให้เกิดความหลากหลายของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า อันจะเป็นการสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าของไทย

(2) ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 กระทำขึ้นภายใต้กรอบบันทึกความเข้าใจเรื่องความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว ซึ่งจะเป็นประโยชน์ร่วมกัน และจะนำไปสู่การสร้างความร่วมมืออันดีของทั้งสองประเทศ





การปรับปรุง

โครงสร้างราคาอกทานอล
เพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมัน
แก๊สโซฮออล์ และ

การปรับปรุง

โครงสร้างราคาไบโอดีเซล
เพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมัน
ดีเซลหมุนเร็ว บี 5

ในการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ครั้งที่ 1/2550 (ครั้งที่ 18) เมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 และครั้งที่ 2/2550 (ครั้งที่ 19) เมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2550 ที่ประชุมได้มีมติ ดังนี้

1. การปรับปรุงโครงสร้างราคาเอทานอลเพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์

1.1 เห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาเอทานอล ดังนี้

$$\text{ราคาเอทานอล} = \text{ราคาเอทานอลตลาดบราซิล} + \text{Freight} + \text{Insurance} + \text{Loss} + \text{Survey}$$

โดย ราคาเอทานอล =	อ้างอิงราคาเอทานอล FOB ตลาด Brazilian Commodity Exchange ตลาดบราซิล จาก Reuters, Alcohol Fuel Front Month Continuation ที่การซื้อขายในช่วงวันที่ 1 – 80 ในไตรมาสก่อน นำมาเฉลี่ยสำหรับกำหนดราคาในไตรมาสถัดไป
Freight =	1) ค่าขนส่งเอทานอลภายในประเทศบราซิลจาก Sao Paulo ไป Santos คิดราคาตามที่เกิดขึ้นจริง (ราคา FOB Santos จาก JJ&A – FOB Sao Paulo) โดยใช้ข้อมูลในช่วงวันที่ 1 – 80 ในไตรมาสก่อน นำมาเฉลี่ยสำหรับกำหนดราคาในไตรมาสถัดไป 2) ค่าขนส่งเอทานอลทางเรือจากประเทศบราซิลมาไทยคิดที่ขนาดบรรทุก 30,000 ตัน ใช้ข้อมูลจาก Ship brokers จำนวน 3 ราย โดยใช้ข้อมูลของไตรมาสก่อน นำมาเฉลี่ยสำหรับกำหนดราคาในไตรมาสถัดไป
Insurance =	ค่าประกันภัย 0.0134% ของมูลค่า CFR
Loss =	ค่า Loss 0.20% ของมูลค่า CIF
Survey =	0.008 บาท/ลิตร (คงที่)
อัตราแลกเปลี่ยน =	อัตราแลกเปลี่ยน Selling rate จาก 1) dollar real => US dollar เป็นรายวัน ในช่วงวันที่ 1 – 80 ในไตรมาสก่อน 2) US dollar => Baht เป็นรายวัน ในช่วงวันที่ 1 – 80 ในไตรมาสก่อน อ้างอิงธนาคารแห่งประเทศไทยนำมาเฉลี่ยสำหรับกำหนดอัตราแลกเปลี่ยนไตรมาสถัดไป

การดำเนินการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

- การตกลงราคาซื้อขายเอทานอลอ้างอิงตามหลักการข้างต้นโดยพิจารณาช่วงของไตรมาส เช่น ใช้ข้อมูลไตรมาส 4 ปี 2549 สำหรับกำหนดราคาไตรมาส 1 ปี 2550
- การชำระเงินพิจารณาจากวันที่มีการส่งมอบของตามที่ระบุในสัญญา เช่น กรณีทำสัญญาซื้อขายในเดือน มีนาคม 2550 แต่กำหนดส่งมอบเดือนมีนาคม – เมษายน 2550 ดังนั้น สินค้าที่ส่งมอบเดือนมีนาคมใช้ราคาซื้อขายที่อ้างอิงข้อมูลไตรมาส 4 ปี 2549 สำหรับสินค้าที่ส่งมอบเดือนเมษายน 2550 ใช้ราคาซื้อขายที่อ้างอิงข้อมูลไตรมาส 1 ปี 2550
- หากไม่มีการส่งมอบสินค้า จะมีกำหนดบทปรับที่คู่สัญญาเห็นชอบร่วมกันแล้วแต่กรณี และกรณีฝากสินค้า โดยเลื่อนการส่งมอบให้มีการเจรจาเป็นกรณีๆ ไป

จากหลักเกณฑ์การกำหนดราคาเอทานอลข้างต้นจะทำให้ราคาซื้อขายเอทานอลในไตรมาส 1 ของปี 2550 ลดลงจากระดับ 25.30 บาท/ลิตร เป็น 19.33 บาท/ลิตร และให้นำราคาเอทานอลดังกล่าวไปใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เพื่อให้มีผลบังคับตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 เป็นต้นไป

1.2 เห็นชอบให้กำหนดเพดานอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่ 1.50 บาท/ลิตร และฐานอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ที่ 0.50 บาท/ลิตร

1.3 เห็นชอบแนวทางการใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อเป็นกลไกในการรักษาระดับค่าการตลาดของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ตามหลักเกณฑ์ดังนี้



อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 สัปดาห์นี้ = อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 สัปดาห์ก่อน + [ค่าการตลาดน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 สัปดาห์ก่อน - ค่าการตลาดน้ำมันเบนซิน 95 สัปดาห์ก่อน]

อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 สัปดาห์นี้ = อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 สัปดาห์ก่อน + [ค่าการตลาดน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 สัปดาห์ก่อน - ค่าการตลาดน้ำมันเบนซิน 91 สัปดาห์ก่อน]

- หมายเหตุ :**
- 1) ค่าการตลาดของน้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์ได้มาจากการคำนวณราคาตามหลักเกณฑ์
ค่าการตลาด = ราคาขายปลีก - ราคา ณ โรงกลั่น - ภาษี - กองทุน
 - 2) ราคาขายปลีก = ราคาขายปลีก ณ กรุงเทพมหานคร ของ ปตท.
 - 3) สูตรราคา ณ โรงกลั่นไทย เป็นดังนี้
 - ราคาเบนซินออกเทน 95 = (ราคา MOP ULG 95 + พรีเมียม) ที่ 60° F x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984
 - ราคาเบนซินออกเทน 91 = (ราคา MOP ULG 95 + พรีเมียม) ที่ 60° F x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984
 - ราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 = 90% ของ [ราคาเบนซินออกเทน 95 + (1 \$/BBL x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984)] + 10% ของราคาเอทานอล
 - ราคาแก๊สน้ำมันโซฮอล์ 91 = 90% ของ [ราคาเบนซินออกเทน 91 + (2 \$/BBL x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984)] + 10% ของราคาเอทานอล
 ใช้ Conversion factor 60° F / 86° F และพรีเมียม ที่ประกาศโดยโรงกลั่นไทยออยล์ราคา น้ำมันสำเร็จรูปเป็น MOPS (Mean of Platt's Singapore)

โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานรับไปดำเนินการออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เพื่อให้มีผลบังคับต่อไป

2. การปรับปรุงโครงสร้างราคาไบโอดีเซลเพื่อส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปี 5

2.1 เห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) ดังนี้

$$B100 = 0.97CPO + 0.15MtOH + 3.32$$

โดย B100 คือ ราคาขายไบโอดีเซล (B100) ในกรุงเทพมหานคร หน่วย บาท/ลิตร
 CPO คือ ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร หน่วย บาท/กิโลกรัม
 MtOH คือ ราคาขายเมทานอลในกรุงเทพมหานคร หน่วย บาท/กิโลกรัม

หมายเหตุ

1) CPO หรือราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร ใช้ราคาขายส่งสินค้าเกษตร น้ำมันปาล์มดิบชนิดสกัดแยก (เกรดเอ) ตามที่กรมการค้าภายในประกาศ แต่ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดโลก (ตลาดมาเลเซีย) บวก 1 บาท/กิโลกรัม โดยราคาขายน้ำมันปาล์มดิบเฉลี่ยในสัปดาห์ที่แล้วจะนำมาใช้กำหนดราคาในสัปดาห์หน้า เช่น ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบเฉลี่ยในสัปดาห์ที่ 1 จะนำมาแทนค่าเพื่อกำหนดราคาไบโอดีเซลในสัปดาห์ที่ 3 เป็นต้น ยกเว้นกรณีราคาน้ำมันปาล์มดิบในประเทศสูงกว่าราคาตลาดโลกมากจะนำมาพิจารณาร่วมกันอีกครั้งหนึ่ง

2) MtOH หรือราคาขายเมทานอลในกรุงเทพมหานคร ใช้ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยจากผู้ค้าเมทานอลในประเทศจำนวน 3 ราย เช่น Thai M.C., I.C.P. Chemicals และ Itochu (Thailand) โดยราคาขายเมทานอลเฉลี่ยในสัปดาห์ที่แล้วจะนำมาใช้กำหนดราคาในสัปดาห์หน้า เช่น ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยในสัปดาห์ที่ 1 จะนำมาแทนค่าเพื่อกำหนดราคาไบโอดีเซลในสัปดาห์ที่ 3 เป็นต้น

จากหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) ข้างต้นจะทำให้ราคาซื้อขายไบโอดีเซล (B100) ในวันที่ 5-11 กุมภาพันธ์ 2550 เพิ่มขึ้นจากระดับ 21.60 บาท/ลิตร เป็น 24.58 บาท/ลิตร และให้นำราคาไบโอดีเซลดังกล่าวไปใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เพื่อให้มีผลบังคับตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 เป็นต้นไป

2.2 เห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อเป็นกลไกในการรักษาระดับราคาค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ตามหลักเกณฑ์ ดังนี้

1) กำหนดเพดานอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ที่ 0.55 บาท/ลิตร และฐานอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ที่ 0.05 บาท/ลิตร

2) กำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ดังนี้

อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ = อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5
น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5
สัปดาห์นี้
สัปดาห์ก่อน + [ค่าการตลาดน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 สัปดาห์ก่อน
- (ค่าการตลาดน้ำมันดีเซลหมุนเร็วสัปดาห์ก่อน + ค่าใช้จ่าย
ในการดำเนินการ (0.20 บาท/ลิตร))]

หมายเหตุ

1) ค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ได้มาจากการคำนวณราคาตามหลักเกณฑ์
ค่าการตลาด = ราคาขายปลีก - ราคา ณ โรงกลั่น - ภาษี - กองทุน

2) ราคาขายปลีก = ราคาขายปลีก ณ กรุงเทพมหานคร ของ ปตท.

3) สูตรราคา ณ โรงกลั่นไทย เป็นดังนี้

- ราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว = (ราคา MOP GO 0.5% + พรีเมียม) ที่ 60° F x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984
- ราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 = 95% ของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว + 5% ของราคาไบโอดีเซล ใช้ Conversion factor 60° F / 86° F และพรีเมียม ที่ประกาศโดยโรงกลั่นไทยออกออร์ราคา น้ำมันสำเร็จรูปเป็น MOPS (Mean of Platt's Singapore)

2.3 เห็นชอบในหลักการให้ใช้การกำหนดอัตราเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5 เพื่อให้ราคาขายปลีกของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ต่ำกว่าราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในระดับ 1.00 บาท/ลิตร เมื่อการผลิตไบโอดีเซล (B100) มีปริมาณพอเพียงกับความต้องการแล้ว

โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานรับไปดำเนินการออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เพื่อให้มีผลบังคับใช้ต่อไป

Power Pool :

ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าตามแผนแม่บทการปฏิรูป
รัฐวิสาหกิจ กำหนดให้มีการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขาย
ไฟฟ้าในปี 2546 ซึ่งผู้ใช้ไฟไม่จำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจาก
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง แต่
สามารถเลือกซื้อจากผู้ค้าปลีก (retails) รายใดก็ได้ โดย
ผู้ค้าปลีกจะไปซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง
ซื้อขายไฟฟ้า และส่งไปตามสายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งจะ
ทำให้เกิดการแข่งขันในการขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟ ทั้งใน
ด้านราคาและคุณภาพบริการ โดยตลาดกลางซื้อขาย
ไฟฟ้ามีหน้าที่ 2 ประการ คือ 1) เป็นศูนย์กลางซื้อขาย
ไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตกับผู้ค้าปลีก 2) เป็นกลไกใน
การบริหารพลังงานไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า เช่น การสั่ง
เดินเครื่องของโรงไฟฟ้า เพื่อให้มีการสั่งเดินเครื่องจาก
โรงที่มีต้นทุนต่ำที่สุดก่อน

IPP (Independent Power Producers) :

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่
ที่มีกำลังการผลิตเป็นจำนวนมาก ผู้ผลิตไฟฟ้า
อิสระจะเป็นผู้ผลิตเอกชนที่ใช้พลังงาน
เชิงพาณิชย์ (ไม่รวมนิวเคลียร์) ใน
การผลิตไฟฟ้า เช่น ก๊าซธรรมชาติ
ถ่านหิน (ทั้งที่ผลิตในประเทศและ
นำเข้า) ออริมันชั่น โดยมีกำลัง
การผลิตตั้งแต่ 350 เมกะวัตต์
ถึง 1,400 เมกะวัตต์

SPP (Small Power Producer) :

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก คือโครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้
ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน
(Co-generation) หรือการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงาน
นอกประเภท กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง
โครงการ SPP แต่ละโครงการจะจำหน่ายไฟฟ้าให้
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
แต่เนื่องจาก SPP แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้
ผู้บริโภคที่อยู่บริเวณใกล้เคียงได้โดยตรง กำลังการผลิต
ของ SPP มักจะอยู่ในระดับ 120-150 เมกะวัตต์ SPP
บางโครงการมีขนาดใกล้เคียงกับ IPP แต่ใช้รูปแบบ
การผลิตเป็นระบบ Co-generation

VSPP (Very Small Power Producer) :

ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ซึ่ง
เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และ
ประชาชนทั่วไป ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นของตนเอง
มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามที่ได้รับซื้อไฟฟ้า
กำหนดไว้ เช่น เป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังลม พลังงาน
แสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก พลังน้ำขนาดเล็กมาก
และก๊าซชีวภาพ (ยกเว้นการใช้ น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ
ถ่านหิน และพลังนิวเคลียร์) โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้า
ขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ การผลิตไฟฟ้าจาก
VSPP จะต้องขายไฟฟ้าเข้าระบบให้กับไฟฟ้าฝ่าย
จำหน่าย คือ การไฟฟ้านครหลวง หรือ กฟน. และ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ กฟภ. ซึ่งจะต้องดำเนินการ
ภายใต้ “ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย”



เกมพลังงาน

1 ข้อใดต่อไปนี่ ไม่ถูกต้อง

- ก. ผู้มีสิทธิ์ได้รับส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า จะต้องยื่นข้อเสนอภายในปี พ.ศ. 2551
- ข. การให้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder) มีระยะเวลา 7 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา
- ค. กพข. กำหนดส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
- ง. กพข. ให้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder) 0.40 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับเชื้อเพลิงประเภทพลังน้ำขนาดเล็กที่มีกำลังการผลิตน้อยกว่า 50 กิโลวัตต์

2 กระทรวงพลังงานได้ออกกฎกระทรวง ควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อควบคุมไอน้ำมันเบนซินจากสถานีบริการน้ำมัน คลังน้ำมัน และรถขนส่งน้ำมัน โดยเริ่มบังคับใช้ใน 4 จังหวัดแรก ได้แก่จังหวัดอะไรบ้าง

- ก. กรุงเทพฯ นนทบุรี ฉะเชิงเทรา ชลบุรี
- ข. กรุงเทพฯ ปทุมธานี สมุทรปราการ สมุทรสาคร
- ค. กรุงเทพฯ นนทบุรี ปทุมธานี สมุทรปราการ
- ง. กรุงเทพฯ สมุทรปราการ สมุทรสาคร ฉะเชิงเทรา

3 สาเหตุที่ทำให้บ้านร้อนมีอะไรบ้าง บอกมา 3 สาเหตุ

.....

.....

4 โครงการน้ำเกิน 1

มีกำลังผลิตติดตั้ง และจะก่อสร้างสายส่งขนาด.....จากโครงการถึง.....

รวมระยะทาง

ท่านผู้อ่านสามารถร่วมสนุกได้ โดยส่งคำตอบพร้อมชื่อที่อยู่และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง) มาที่ โทรสาร 0 2247 2363 หรือ บจก.ไดเร็คชั่น แพลน 539/2 อาคารมหานครยิบซัม ชั้น 16 ถ.ศรีอยุธยา แขวงถนนพญาไท เขตราชเทวี กทม. 10400 วงเล็บมุมซองว่า เกมพลังงาน ผู้ที่ตอบถูก 5 ท่าน จะได้รับของขวัญรางวัล ส่งให้ถึงบ้าน

ชื่อ-นามสกุล.....

ที่อยู่.....

.....

โทรศัพท์.....โทรสาร.....e-mail.....

เฉลยคำตอบ ฉบับที่ 74 เดือน ต.ค.-ธ.ค. 2549 ข้อ 1) ก. ข้อ 2) ข. ข้อ 2) ค.

: รายชื่อผู้ได้รับรางวัล :

1. นายวิมล ทักษันทร์ (พิจิตร) 2. นายจันทา หลักหนองบัว (บุรีรัมย์) 3. เฉลิมศักดิ์ เทียนทอง (เชียงใหม่) 4. น.ส.นิตยา หลักหนองบัว (บุรีรัมย์)



ทางเดินงั้น...ไป คั่นเดินงั้น เข้ากับเพื่อนบ้าน เข้มกับเพื่อนที่ทำงาน เพื่อช่วยรถสาธารณะระหว่างทาง



วิธีประหยัดน้ำมัน

อย่าใช้ถังรถเข็นที่เก็บของ นานกับรถถังบรรทุกของที่ไม่จำเป็น ประมาณ 10 กก. เข้มกระทาง 20 กก. ารสิ้นเปลืองน้ำมัน 40 ซีซี



สวบนถนนเส้นทางที่ระไซให้เน้จัด น้กรศึกษาแผนที่ให้ีระได้ไม่หลง ไม่เสียเวลา ไม่เปลืองน้ำมัน



ดับเครื่องยนต์ทุก ครั้งแล้วจอดรถนานๆ แด่จอดรถติดเครื่องทิ้งไว้ 10 นาที ก็เสียน้ำมันปรึๆ 200 ซีซี



ปิดโทรทัศน์ที่ตัวเครื่อง แลรถอดปลั๊กเมื่อเลิกใช้งาน

วิธีประหยัดไฟ



รวบรวมผ้าไว้รอพับกันๆกัน ไม่พรมน้ำมากเกินไป และใช้อุณหภูมิเหมาะกับชนิดของผ้า



เลือกขนาดตู้เย็นให้เหมาะสมกับจำนวนสมาชิกใน ครอบครัว และ ควรตั้งตู้เย็นห่างจากผนังทั้งด้านหลัง แลด้านข้าง อย่างน้อย 15 ซม.



ตั้งอุณหภูมิเครื่องปรับอากาศที่ 25 องศาเซลเซียส ซึ่งเซินอุณหภูมิที่กล่าวถึงสบาย อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น 1 องศา ต้องใช้พลังงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 10



ปิดเมื่อเลิกใช้ เปิดเมื่อจำเป็น
ช่วยประหยัดไฟได้ 1-5 %

