มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 2/2547 (ครั้งที่ 97)
วันพุธที่ 28 กรกฎาคม พ.ศ. 2547 เวลา 14.00 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. การพิจารณาอนุญาตตั้งโรงงานผลิต และจำหน่ายเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง
2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004)
3. การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
4. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS)
5. การกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์
6. การขอคืนหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
7. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก
8. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
9. รายงานความก้าวหน้าการแก้ไขปัญหาภาระจากการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ที่มีมากกว่าความต้องการ (Take or Pay)
10. แนวทางการแก้ไขปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าหินกรูด
11. การรณรงค์มาตรการประหยัดพลังงาน

ร้อยเอกสุชาติ เชาว์วิศิษฐ รองนายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ
นายเมตตา บันเทิงสุข ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ

ประธานฯ ได้ขอให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการนำอ้อยและมันสำปะหลังมาใช้เป็นพลังงานทดแทน เพื่อผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ ควรจัดทำแผนงานในการดำเนินการให้ชัดเจน รวมทั้ง ในการจัดทำแผนระบบขนส่งทางบกใหม่เพื่อทดแทน

ระบบคมนาคมที่มีอยู่ โดยเฉพาะเขตกรุงเทพมหานครควรมีนิยามและ แผนงานที่ชัดเจนในการดำเนินงาน

เรื่องที่ 1 <u>การพิจารณาอนุญาตตั้งโรงงานผลิต และจำหน่ายเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 19 กันยายน 2543 และวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 เห็นชอบใน หลักการโครงการผลิตแอลกอฮอล์จากพืชเป็นเชื้อเพลิง และเห็นชอบให้คณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติเป็นผู้พิจารณาข้อเสนอการขอตั้งโรงงานผลิต และจำหน่ายเอทานอลเป็นเชื้อเพลิง โดยให้เป็นไปตามกรอบนโยบายที่คณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติกำหนด และให้นำเสนอผลการพิจารณาตั้งโรงงานต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อพิจารณาอนุมัติต่อไป

2. คณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติได้มีหนังสือ ที่ อก 0213/1959 ลงวันที่ 2 กรกฎาคม 2547 ถึง กพช. เพื่อพิจารณาอนุมัติการขอตั้งโรงงานผลิตและจำหน่ายเอทานอลเป็นเชื้อเพลิงของผู้ประกอบการจำนวน 2 ราย คือ 1) บริษัทน้ำตาลเริ่มอุดมหนองบัว จำกัด ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 200,000 ลิตรต่อวัน ใช้น้ำอ้อย และผลิตผลพลอยได้จากโรงงานน้ำตาลเป็นวัตถุดิบ และ 2) บริษัท น้ำตาลไทยกาญจนบุรี จำกัด ขนาดกำลังการผลิต ไม่เกิน 200,000 ลิตรต่อวัน ใช้น้ำอ้อย และผลิตผลพลอยได้จากโรงงานน้ำตาลเป็นวัตถุดิบ

<u>ความเห็นฝ่ายเลขานุการ</u>

1. ฝ่ายเลขานุการฯ พิจารณาแล้วเห็นว่าการส่งเสริมการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยใช้ น้ำอ้อย และผลิตผลพลอยได้จากโรงงานน้ำตาลเป็นวัตถุดิบ เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2546 ที่เห็นชอบนโยบายการแก้ไขปัญหาของระบบอุตสาหกรรมอ้อยและน้ำตาลทราย โดยให้มีการนำอ้อยจำนวนหนึ่งไปผลิตเป็นเอทานอล และตามประกาศคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์ และเงื่อนไขในการพิจารณาอนุญาตตั้งโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2547 กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอโครงการตั้งโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง ที่ใช้อ้อยและผลิตผลพลอยได้จากโรงงานน้ำตาลเป็นวัตถุดิบ จะได้รับการพิจารณาเป็นลำดับแรก
2. เนื่องจากมีการปรับปรุงบทบาท และภารกิจ ของคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติ เพื่อโอนอำนาจหน้าที่ในการกำหนดนโยบายและแผนการบริหารและการพัฒนาการนำเอทานอลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงให้กับกระทรวงพลังงาน หลังจากที่ได้มีการจัดตั้งกระทรวงพลังงานเมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2545 ในขณะที่อำนาจหน้าที่ในการกำหนดหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขในการพิจารณาอนุญาตตั้งโรงงานผลิตเอทานอล ยังคงเป็นบทบาทและภารกิจของคณะกรรมการเอทา

นอลแห่งชาติ ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเห็นว่าผลการพิจารณาอนุมัติการตั้งโรงงานผลิตและจำหน่ายเอทานอลเป็นเชื้อเพลิง ของคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติควรจะเป็นที่สิ้นสุด โดยไม่ต้องนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่ออนุมัติอีกต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบตามมติคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติในการอนุมัติการตั้งโรงงานผลิตและจำหน่าย เอทานอลเป็นเชื้อเพลิงของบริษัทน้ำตาลเริ่มอุดมหนองบัว จำกัด และ บริษัทน้ำตาลไทยกาญจนบุรี จำกัด
2. เห็นชอบให้การพิจารณาอนุมัติการขอตั้งโรงงานผลิต และจำหน่ายเอทานอลเป็นเชื้อเพลิง โดยคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติเป็นที่สิ้นสุดไม่ต้องนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาอีก เนื่องจากปัจจุบันได้มีการปรับปรุงบทบาท และภารกิจของคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติและกระทรวง พลังงานในการส่งเสริมการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงไว้อย่างชัดเจนแล้ว
3. เมื่อมีการพิจารณาอนุมัติการตั้งโรงงานผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงครั้งต่อไปในอนาคต เห็นควรให้คณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติรายงานผลการพิจารณาเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบเป็นระยะๆ ต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004)</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) เป็น "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย" ที่ กฟผ. เป็นผู้จัดเตรียมแผนในเบื้องต้น สะท้อนถึงแนวทางการจัดหาไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต เพื่อนำเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ โดยรายละเอียดของแต่ละโครงการภายใต้แผน PDP จะนำเสนอคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาอนุมัติเป็นรายโครงการตามขั้นตอนปกติ และจะมีการปรับปรุงแผน PDP เป็นระยะๆ

2. คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในเดือนมกราคม 2547 ได้ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจที่ขยายตัวเพิ่มขึ้น กฟผ. จึงได้นำค่าพยากรณ์ดังกล่าวมาใช้เป็นฐานในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) เพื่อให้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีความเหมาะสม สามารถจัดหาไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

3. สำหรับข้อสมมติฐานในการจัดทำแผน PDP กฟผ. ได้ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลางเป็นฐาน โดยอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ

เฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.37 ระหว่างปี 2546 - 2549 และเฉลี่ยร้อยละ 6.5 ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 และ 11 ทำให้ความต้องการพลังไฟฟ้าเมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 10 และ 11 เท่ากับ 22,738 31,844 และ 43,558 เมกะวัตต์ ตามลำดับ โดยคำนึงถึงการดำเนินการตามนโยบายของรัฐบาล ให้นำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ติดตั้งตามโรงงานอุตสาหกรรมและธุรกิจขนาดใหญ่มาเดินเครื่องในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี (Peak Cut) ซึ่งลดความต้องการพลังไฟฟ้าลงปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป

4. นอกจากนี้ ได้กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability : LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมงต่อปี และกำลังผลิตสำรองประมาณร้อยละ 15 ส่วนราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงไฟฟ้าต่างๆ ประมาณการโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) พร้อมทั้งนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard : RPS) กำหนดโรงไฟฟ้าใหม่ ต้องมีโรงไฟฟ้า RPS ร้อยละ 5 ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป รวมทั้งได้พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อให้ สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือพลังงานระหว่างประเทศ

5. สำหรับสาระสำคัญของแผน PDP 2004 ประกอบด้วย

5.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคใต้ : ในปี 2546 ภาคใต้มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 1,454 เมกะวัตต์ ขณะที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่ายในภาคใต้เพียง 1,281 เมกะวัตต์ จึงจำเป็นต้องส่งไฟฟ้าจากภาคกลางไปภาคใต้ โดยผ่านสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง - ภาคใต้ ซึ่งส่งผ่านพลังไฟฟ้าได้ประมาณ 350 - 400 เมกะวัตต์ และมีสายส่งเชื่อมโยงไทย - มาเลเซีย เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง 300 เมกะวัตต์ และคาดว่าความต้องการ ไฟฟ้าในภาคใต้จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 128 และ 155 เมกะวัตต์ต่อปี ระหว่างปี 2547 - 2549 และ 2550 - 2554 ตามลำดับ โดยมีแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ ดังนี้ (1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่สงขลา ขนาด 700 เมกะวัตต์ ให้แล้วเสร็จในปี 2551 (2) ก่อสร้างสายส่ง 230 กิโลโวลต์ บางสะพาน 1 - ชุมพร - สุราษฎร์ธานี ให้แล้วเสร็จภายในปี 2550

5.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ : ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือในปี 2546 มีค่าสูงสุด 2,044 เมกะวัตต์ และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ย 161 และ 196 เมกะวัตต์ต่อปี ระหว่างปี 2547 - 2549 และ 2550 - 2554 ตามลำดับ โดยมีแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังนี้ (1) ปรับปรุงสายส่ง 230 กิโลโวลต์ สระบุรี 2 - ลำตะคอง - นครราชสีมา 2 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2550 (2) ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 ให้แล้วเสร็จในปี 2552 (3) ก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ท่าตะโก - ชัยภูมิ 2 - อุดรธานี 3 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2554

5.3 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ารวม:

(1) ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ขนาด 700 เมกะวัตต์ ให้แล้วเสร็จในปี 2550

(2) กฟผ. ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังพลังความร้อนร่วมขนาดชุดละ 700 เมกะวัตต์ ได้แก่ โรงไฟฟ้าสงขลาแล้วเสร็จในปี 2551 โรงไฟฟ้าพระนครใต้แล้วเสร็จในปี 2552 โรงไฟฟ้าพระนครเหนือแล้วเสร็จในปี 2552 และโรงไฟฟ้าบางปะกงแล้วเสร็จในปี 2553

(3) โรงไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้นในช่วงปี 2554 - 2558 มีจำนวน 18 โรงไฟฟ้า (12,600 เมกะวัตต์) โดยแผนหลักจะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และ กฟผ. ได้จัดทำแผนสำรอง โดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง รวมถึงการนำโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านมาประกอบการพิจารณาด้วย

(4) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RPS) สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2554 - 2558 ประมาณ 630 เมกะวัตต์ ได้ถูกรวมไว้ด้วย

(5) ดำเนินการปรับปรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ใช้งานมานาน ได้แก่ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนแก่งกระจาน

5.4 แผนหลักและแผนสำรอง : กฟผ. ได้จัดทำแผนหลักและแผนสำรอง โดยกำหนดให้แผนหลักมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสัดส่วนร้อยละ 81 ในปี 2558 และแผนสำรองกำหนด ให้มีการใช้ถ่านหินร้อยละ 35.3 และก๊าซธรรมชาติร้อยละ 50.2 ในปี 2558 ซึ่งการดำเนินการตามแผนหลักจะมีการลงทุนในกิจการไฟฟ้าระหว่างปี 2545 - 2554 จำนวน 512,976 ล้านบาท และ 663,778 ล้านบาท ตามลำดับ

5.5 กำลังการผลิตสำรอง : กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดจะลดลงจากร้อยละ 26.8 ในปี 2547 เหลือร้อยละ 13.7 ในปี 2549 และอยู่ในระดับประมาณร้อยละ 15 จนสิ้นสุดแผน

5.6 แผนการลงทุน : การลงทุนในแผนหลักแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ การผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า โดย กฟผ. จะมีการลงทุนจำนวน 412,640 ล้านบาท และจะต้องมีการลงทุนในกิจการไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 512,976 ล้านบาท ระหว่างปี 2547 - 2554

5.7 กฟผ. จะก่อสร้างโรงไฟฟ้า 4 โรง ก่อนปี 2553 มีค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ ดังนี้ (1) โรงไฟฟ้าสงขลา ชุดที่ 1 (1.60 บาท/หน่วย) (2) โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (1.67 บาท/หน่วย) (3) โรงไฟฟ้า พระนครเหนือ (1.69 บาท/หน่วย) (4) โรงไฟฟ้าบางปะกง (1.70 บาท/หน่วย) ทั้งนี้ ยังไม่สามารถเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ เนื่องจากสมมติฐานอัตราแลกเปลี่ยนแตกต่างกัน กฟผ. ไม่มีต้นทุน ในการจัดหาที่ดินและการก่อสร้างสายส่ง

5.8 กฟผ. ได้จัดทำประมาณการฐานะการเงินระหว่างปี 2547 - 2552 โดยมีสมมติฐานว่าไม่มีการกระจายหุ้น กฟผ. ในตลาดหลักทรัพย์ โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กรณี ได้แก่ **กรณีที่ 1** กำหนดอัตรา ค่าไฟฟ้าขายส่งในอัตราปัจจุบันคงที่จนถึงปี 2552 พบว่า อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ และอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ ในปี 2547 - 2549 ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ณ ระดับร้อยละ 25 และ

ต่ำกว่า 1.3 เท่า ตามลำดับ แต่ในช่วงปี 2550 - 2552 อัตราส่วนทั้งสองเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนด และ**กรณีที่ 2** กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเพียงพอให้ กฟผ. ได้รับอัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุน ร้อยละ 8 และ กฟผ. ลงทุน ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นในอนาคต พบว่ามีผลทำให้ค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย เพิ่มขึ้นประมาณ 6 - 8 สตางค์/หน่วย ในปี 2548 และลดลงประมาณ 1 - 2 สตางค์/หน่วย ในปี 2550 - 2552

6. ในกรณีโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (GPG) จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ กฟผ. ใช้เป็นฐานซึ่งจำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 700 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 หากโรงไฟฟ้าดังกล่าวก่อสร้างไม่แล้วเสร็จทันกำหนด จะทำให้กำลังการผลิตสำรองต่ำสุดในปี 2550 อยู่ในระดับต่ำกว่าร้อยละ 15 ในการนี้ กระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และ กฟผ. ได้จัดประชุมหารือร่วมกับ บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด(GPG) เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2547 เพื่อพิจารณาข้อเสนอการขยายกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแก่งคอย จังหวัดสระบุรี จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกจะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 บริษัท GPG ได้เสนอราคาไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ ณ ระดับ 1.685 บาท/หน่วย ต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าของบริษัท ยูเนียน เพาเวอร์ดีเวลลอปเม้นท์ ณ ระดับ 1.714 บาท/หน่วย ซึ่งที่ประชุมเห็นว่าการให้บริษัท GPG สามารถขยายกำลังการผลิตจะช่วยให้ระดับการผลิตสำรองเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดในปี 2550 และราคาเสนอขายไฟฟ้าต่ำกว่าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายอื่นที่มีขนาดใกล้เคียง รวมทั้งภาครัฐจะได้รับประโยชน์จากการที่บริษัทถอนการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วงานรัฐ (GFM) นอกจากนี้ ที่ประชุมได้ ขอให้บริษัท GPG พิจารณาลดค่าไฟฟ้าลงและแจ้งผลยืนยันมายังกระทรวงพลังงานอีกครั้ง

7. ต่อมาบริษัท GPG ได้มีหนังสือแจ้งยืนยันข้อเสนอการขออนุมัติขยายขนาดโครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอยโดยเสนอราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ ณ ระดับ 1.685 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้พิจารณา แนวทางการปรับลดราคาเสนอขายไฟฟ้า (1) ปรับลดภาระความเสี่ยงของ กฟผ. จากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราดอกเบี้ย (2) ปรับลดอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) (3) การเกลี่ยภาระการจ่ายเงินค่าไฟฟ้า โดยปรับลดค่าไฟฟ้าในช่วงต้น (Front end) (4) บริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดจาก GFM และจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายจากเงินที่ได้ลงทุนไปแล้วในโครงการบ่อนอก

8. สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ แผน PDP 2003 กำหนดให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าขนอมโดยเปลี่ยนจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ขนาด 75 เมกะวัตต์ 2 เครื่อง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 โดยใช้ก๊าซธรรมชาติปริมาณใกล้เคียงกับในปัจจุบัน ส่วนการจัดทำแผน PDP 2004 กฟผ. ได้ทบทวนแนวทางการจัดหาไฟฟ้าใหม่ เนื่องจาก (1) จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาด 700 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2550 (2) มีการปรับปรุงสายส่งบางสะพาน1 - ชุมพร - สุราษฎร์ธานี จาก 115 กิโลโวลต์ เป็น 230 กิโลโวลต์ (3) มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 700 เมกะวัตต์ ณ จังหวัดสงขลาในปี 2551 และหากการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่สงขลามีความล่าช้าจะ

ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าในภาคใต้ได้ การพิจารณาขยายโรงไฟฟ้าขนอมจึงเป็นทางเลือกหนึ่งในการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้

9. ในกรณีบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) ได้มีหนังสือถึงปลัดกระทรวงพลังงานให้กระทรวง พลังงานพิจารณาบรรจุโรงไฟฟ้าขนอมไว้ในแผน PDP 2004 มีรายละเอียด ดังนี้ (1) โรงไฟฟ้าพร้อมเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ภายในต้นปี 2550 หากเริ่มดำเนินการก่อสร้างภายในเดือนมกราคม 2548 (2) กฟผ. จะสามารถประหยัดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงจากการผลิตไฟฟ้า คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันประมาณ 3,000 ล้านบาท (3) ลดปัญหาสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ใกล้เคียง โดยไม่ต้องลงทุนเพิ่มเติมในการสร้างท่อก๊าซฯ หรือสายส่งไฟฟ้า (4) บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม และได้สำรวจความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่แล้ว

10. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2547 ได้มีการจัดประชุมหารือประเด็นการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ ซึ่งที่ประชุมเห็นควรให้ กฟผ. จัดทำรายงานความคืบหน้าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลาชุดที่ 1 เสนอต่อกระทรวงพลังงานทุก 3 เดือน และหากโครงการดังกล่าวไม่สามารถดำเนินงานได้ตามแผนภายหลัง 6 เดือน ให้พิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอมมาบรรจุในแผน PDP ต่อไป

<u>ความเห็นฝ่ายเลขานุการ</u>

การจัดหาไฟฟ้าก่อนปี 2553 :

- (1) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. : ยังไม่สามารถเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ เนื่องจากอยู่บนพื้นฐานอัตราแลกเปลี่ยนที่แตกต่างกัน และ กฟผ. จะไม่มี ต้นทุนในการจัดหาที่ดิน และการก่อสร้างสายส่ง ทั้งนี้ ต้นทุนของ กฟผ. จะต้องถูกกว่าโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน มิฉะนั้น ควรพิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้วในปัจจุบันยื่นข้อเสนอเข้าประมูลแข่งขัน เพื่อผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้แทน
- (2) การจัดหาเงินลงทุน : กฟผ. จะต้องลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบส่งในช่วงปี 2545 - 2554 กว่า 412,640 ล้านบาท เป็นภาระต่อภาครัฐในการค้ำประกันหนี้ ดังนั้น ควรพิจารณาให้ กฟผ. แยกการดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าทั้ง 4 โรงก่อนปี 2554 ออก โดยรัฐไม่ค้ำประกันการก่อหนี้ ทั้งนี้ จะต้องมีการแยกบัญชีการเงินของโครงการทั้ง 4 ออกจากบัญชีการเงินของ กฟผ. อย่างชัดเจน เพื่อให้สามารถ ตรวจสอบต้นทุนได้ มีความโปร่งใส ส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน
- (3) การจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ : ความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้จะเพิ่มสูงขึ้น และแม้ว่า การเสริมสายส่งจะแล้วเสร็จทันกำหนดในปี 2550 แต่การส่งไฟฟ้าจากภาคกลางไปภาคใต้จะมีการสูญเสียในระบบส่ง ส่งผลให้ต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าสูงขึ้นในระยะยาว ดังนั้น ควรพิจารณาข้อเสนอของบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) ในการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายโรงไฟฟ้าขนอม เนื่องจากโครงการดังกล่าวสามารถลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมได้ โดย

อาจพิจารณาขยายโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมจาก 385 เมกะวัตต์ เป็น 700 เมกะวัตต์ ได้ในอนาคต

- (4) การดำเนินการตามนโยบาย Peak Cut : กำลังการผลิตสำรองต่ำสุดจะลดลงเหลือร้อยละ 13.7 ในปี 2549 ทั้งนี้ได้คำนึงถึงมาตรการลดความต้องการไฟฟ้า หรือ Peak Cut จำนวน 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2549 ไว้แล้ว ดังนั้น กฟผ. ควรเร่งรัดการดำเนินการตามมาตรการดังกล่าว และให้ กฟผ. รายงานความคืบหน้าการทดสอบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสำรองในเดือนกันยายน 2547 เพื่อนำมาใช้ปรับปรุงแผนการจัดหาไฟฟ้าของประเทศให้เหมาะสมต่อไป และควรให้ กฟผ. ปรับปรุงแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าเพื่อให้มีการหยุดเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด ในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง

การจัดหาไฟฟ้าภายหลังปี 2553

- (1) รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้า Enhanced Single Buyer กำหนดให้มีการประมูลแข่งขัน ในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต ดังนั้น การจัดหาไฟฟ้าภายหลังปี 2553 ควรกำหนดแนวทางการจัดหา ไฟฟ้าให้ชัดเจน โดยเปิดให้มีการประมูลแข่งขันสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้งหมดหลังจากปี 2553 หรือให้ กฟผ. ผลิตไฟฟ้าร้อยละ 50 ของความต้องการไฟฟ้าและเปิดประมูลแข่งขันสำหรับส่วนที่เหลือ โดย กฟผ. ไม่ร่วมประมูลแข่งขันกับเอกชน ทั้งนี้กระทรวงพลังงานจะเร่งพิจารณาแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต โดยจะจัดประชุมหารือในประเด็นดังกล่าวโดยเร็ว
- (2) การกระจายแหล่งเชื้อเพลิง : ในระยะยาวจะมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ากว่าร้อยละ 81 ในปี 2558 ดังนั้น การจัดหาไฟฟ้าในระยะยาว ควรพิจารณาการกระจายแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน และการรับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน

<u>การพิจารณาของที่ประชุม</u>

1. ตามแผน PDP 2004 ในช่วงปี 2547 - 2554 จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รายใหญ่ 3 โครงการ กำลังการผลิตรวมประมาณ 3,500 เมกะวัตต์ รวมทั้งจะมีการขยายโรงไฟฟ้าแก่งคอยของบริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจอเนอเรชั่น จำกัด เพิ่มอีก 734 เมกะวัตต์ ดังนั้น การอนุมัติให้ กฟผ. ดำเนินโครงการ ไฟฟ้า 4 โรง กำลังการผลิต 2,800 เมกะวัตต์ จึงเป็นสัดส่วนที่เหมาะสม ทำให้ระบบไฟฟ้าของประเทศมีความมั่นคง ทั้งนี้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการของ กฟผ. จะต้องอยู่ในระดับไม่สูงกว่าราคาไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน
2. จากคุณภาพไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญต่อการผลิตในภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอุตสาหกรรมที่ใช้เทคโนโลยีสูง เช่น อุตสาหกรรมอิเลคโทรนิกส์ เป็นต้น และที่ผ่านมา กฟผ. ได้ส่งเสริมให้อุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าที่มีคุณภาพสูงให้ก่อสร้างโรงงานในนิคมอุตสาหกรรม และจำเป็นต้องมีการลงทุนให้ระบบไฟฟ้าสูงด้วย ดังนั้น หากอุตสาหกรรมมีความต้องการที่จะใช้ไฟฟ้าคุณภาพสูงมาก

ขึ้น ทาง กฟผ. รับไปพิจารณาเรื่อง ดังกล่าว โดยอาจพิจารณาจัดเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราพิเศษกับภาคอุตสาหกรรมดังกล่าว

3. แผน PDP 2004 ควรสอดคล้องกับเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RPS) ที่กำหนดให้มีพลังงานทดแทนร้อยละ 8 ของการใช้พลังงานทั้งหมด ปี 2554 ด้วย ดังนั้นจึงมีความเห็นว่า โรงไฟฟ้าที่ กฟผ. จะสร้างใหม่ 4 โรง ควรเป็นโครงการตามนโนบาย RPS ด้วย โดยจะต้องพิจารณาอัตราค่าไฟฟ้าที่จะ สูงขึ้นให้มีความเหมาะสมด้วย

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบในหลักการแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) โดยเห็นชอบแนวทางการจัดหาไฟฟ้าก่อนปี 2554 ดังนี้

1. ให้ กฟผ. ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า 4 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลา ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1 และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5 โดยรัฐบาลไม่ค้ำประกันการก่อหนี้ และให้มีการแยกบัญชีการเงินของโครงการดังกล่าวจากบัญชีการเงินของ กฟผ. อย่างชัดเจน ทั้งนี้ต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าภายใต้โครงการดังกล่าว จะต้องไม่สูงกว่าโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน
2. เห็นชอบให้บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด ขยายขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอย 2 จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 ทั้งนี้ บริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และการเรียกร้องเงินที่ลงทุนไปแล้วภายใต้โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และมอบหมายให้ กฟผ. นำ โครงการดังกล่าวบรรจุในแผน PDP แทนโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2550
3. มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการ ดังนี้
    - 3.1 ให้ กฟผ. และ ปตท. รายงานความคืบหน้าโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลาทุก 3 เดือน ซึ่งหากโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมายให้เร่งพิจารณาการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณานำโครงการขยายโรงไฟฟ้าขนอมขนาด 385 เมกะวัตต์ ในปี 2550 มาทดแทน
    - 3.2 ให้ กฟผ. ดำเนินการ ดังนี้
        - (1) จัดทำแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยให้งดเว้นการหยุดซ่อมบำรุงรักษาในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อให้มั่นใจว่ามีโรงไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการในช่วงปี 2549 - 2550
        - (2) รายงานความคืบหน้าผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้เข้าร่วมโครงการ ตามนโยบาย Peak Cut
        - (3) ทำการศึกษาแนวทางการจัดหาไฟฟ้าในภาคใต้ โดยพิจารณาการปรับปรุงประสิทธิภาพและขยายขนาดโรงไฟฟ้าขน

อมจาก 150 เมกะวัตต์ เป็น 385 เมกะวัตต์ เป็นทางเลือก พร้อมทั้งศึกษาต้นทุนและความเป็นไปได้ในการขยายโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมเป็น 700 เมกะวัตต์ ในอนาคต

เรื่องที่ 3 <u>การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2547 ได้มีมติเห็นชอบการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าโดยใช้พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพ.ศ. 2535 ในช่วงเปลี่ยนผ่าน และมอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ จัดทำรายละเอียดเพิ่มเติมในประเด็นการ สรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า และค่าตอบแทนของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พร้อมทั้งเพิ่มอำนาจหน้าที่การออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งเห็นชอบในหลักการให้ยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อให้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีประสิทธิผลสูงสุดในระยะยาวต่อไป

2. เพื่อให้เป็นไปตามมติ กพช. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้ยกร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า พ.ศ. 2547 เพื่อสร้างความชัดเจนเกี่ยวกับประเด็นต่างๆ สรุปได้ดังนี้

2.1 ขอบเขตและหลักการของร่างระเบียบ :ร่างระเบียบการสรรหาและการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า กำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า รวมทั้งกำหนดคุณสมบัติ อำนาจหน้าที่และค่าตอบแทนของกรรมการ ทั้งนี้เพื่อถ่ายโอนอำนาจที่เป็นของ กพช. ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามายังคณะกรรมการกำกับฯ และหลังจากมีการแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะมีการถ่ายโอนอำนาจบางส่วนจากพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 มาเพิ่มเติม เพื่อสร้างความโปร่งใสในการกำกับดูแล ส่งเสริมการแข่งขัน และการเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

2.2 คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า: ให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับฯ โดยอาศัยอำนาจตามมาตรา 9 ของพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ประกอบด้วยประธานกรรมการคนหนึ่งและกรรมการห้าคน ทั้งนี้ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการโดยตำแหน่งในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยที่กรรมการกำกับฯ ต้องเป็นผู้มีความรู้ และความเชี่ยวชาญ หรือมีประสบการณ์ไม่น้อยกว่า 10 ปี ในสาขาวิชาด้านพลังงาน เศรษฐศาสตร์ การเงิน การบัญชี กฎหมาย วิศวกรรมศาสตร์ วิทยาศาสตร์ การบริหารจัดการ หรือสาขาอื่นอันเป็นประโยชน์ต่อกิจการไฟฟ้า ทั้งนี้ การนับระยะเวลาในแต่ละ

สาขาวิชาชีพข้างต้นนำมารวมกันได้ โดยมีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละสี่ปี และให้ดำรงตำแหน่งได้ไม่เกินสองวาระ

2.3 คุณสมบัติของคณะกรรมการกำกับฯ : อาทิ มีสัญชาติไทย มีอายุไม่ต่ำกว่าสามสิบห้าปีบริบูรณ์ และไม่เกินเจ็ดสิบปีบริบูรณ์ ไม่เป็นบุคคลล้มละลาย หรือคนไร้ความสามารถ ไม่เคยได้รับโทษจำคุกโดยคำพิพากษาถึงที่สุดให้จำคุก ไม่เป็นผู้ดำรงตำแหน่งของพรรคการเมือง หรือสมาชิกสภาท้องถิ่น และ ไม่ดำรงตำแหน่งใด หรือเป็นหุ้นส่วนในห้างหุ้นส่วน บริษัท หรือองค์การที่ดำเนินธุรกิจหรือดำเนินการในกิจการด้านพลังงานไฟฟ้า

2.4 การสรรหาและคัดเลือกคณะกรรมการกำกับฯ : ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานแต่งตั้งกรรมการสรรหาชุดหนึ่งจำนวนไม่น้อยกว่า3 คน เพื่อคัดเลือกบุคคลที่มีความรู้ความเชี่ยวชาญหรือมีประสบการณ์ รวมทั้งคุณสมบัติของกรรมการข้างต้น เพื่อดำรงตำแหน่งประธานกรรมการและกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ หลังจากคณะกรรมการสรรหาได้คัดเลือกคณะกรรมการฯ แล้ว ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเสนอรายชื่อผู้ได้รับคัดเลือกต่อ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ

2.5 อำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับฯ:

(1) กำกับดูแลอัตราค่าบริการของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ตามแนวทางและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติกำหนด

(2) กำหนดมาตรการเพื่อส่งเสริมการแข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจการผูกขาดในทางมิชอบ ตรวจสอบการดำเนินการของศูนย์ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมทั้งกำหนดวิธีการ และกำกับการ แข่งขันการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่

(3) กำกับดูแลการปฏิบัติงานของผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า โดยคำนึงถึงหลักธรรมาภิบาล การส่งเสริมและการเพิ่มประสิทธิภาพในกิจการไฟฟ้า

(4) กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานทางวิชาการและความปลอดภัยของการประกอบกิจการไฟฟ้า มาตรฐานและคุณภาพในการให้บริการ รวมทั้งมาตรการในการคุ้มครองผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากการประกอบกิจการไฟฟ้า รวมถึงพิจารณาการร้องเรียน การอุทธรณ์ ของผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า และผู้ได้รับความเดือดร้อนเสียหายอันเนื่องมาจากกิจการไฟฟ้า

(5) ให้คำแนะนำและเสนอแนะเกี่ยวกับการเชื่อมโยง การใช้บริการ การปฏิบัติการ การควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการซื้อขายไฟฟ้า

(6) จัดทำ และเสนอแนะการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า แผนการจัดหาไฟฟ้าและทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ และแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(7) วิเคราะห์ ตรวจสอบและประสานแผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า

(8) ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าและกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์วิธีการที่กำหนด

(9) ปฏิบัติการอื่นใดที่จำเป็นเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าหรือตามที่กำหนดไว้ในระเบียบนี้หรือกฎหมายอื่นที่ให้เป็นอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการ

2.6 สำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า : ในช่วงเปลี่ยนผ่านที่ยังไม่มีการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานทำหน้าที่เป็นฝ่าย เลขานุการคณะกรรมการฯ

2.7 ค่าตอบแทนของคณะกรรมการกำกับฯ: ให้ผู้ที่ได้รับการคัดเลือกดำรงตำแหน่งประธาน และกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิได้รับค่าตอบแทนในอัตรา .... บาทต่อเดือน โดยจะขออนุมัติเงินจากงบประมาณของรัฐ

3. การดำเนินการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับฯ ได้มีการพิจารณาให้กรรมการกำกับฯ มีสถานะเป็น ผู้เชี่ยวชาญพิเศษระดับสากลได้รับค่าตอบแทนไม่เกิน 200,000 บาทต่อเดือน ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยพนักงานราชการ พ.ศ. 2547 อย่างไรก็ตาม การดำเนินการเรื่องค่าตอบแทนกรรมการฯ ตามแนวทางนี้ ไม่มีความเหมาะสม เนื่องจากลักษณะงาน และคุณสมบัติของผู้เชี่ยวชาญพิเศษระดับสากลอยู่ในระดับสูงมาก รวมทั้งค่าตอบแทนในอัตราดังกล่าวอาจไม่สูงพอที่จะจูงใจในการดำรงตำแหน่ง ทั้งนี้พนักงานต้องปฏิบัติงานเต็มเวลาทำให้การสรรหาผู้ดำรงตำแหน่งกรรมการทำได้ยาก นอกจากนี้ ได้พิจารณาให้คณะกรรมการกำกับฯ ได้รับค่าตอบแทน โดยขอรับการสนับสนุนกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งเป็นแนวทางที่ไม่มีความเหมาะสม เนื่องจากลักษณะงานและอำนาจหน้าที่หลักของคณะกรรมการกำกับฯ ไม่ตรงกับวัตถุประสงค์การใช้เงินอุดหนุนตามมาตรา 25 ของพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และขั้นตอนการดำเนินการด้วยวิธีดังกล่าวขาดความโปร่งใส

<u>ความเห็นฝ่ายเลขานุการ</u>

1. แหล่งที่มาของค่าตอบแทนกรรมการกำกับฯ : ให้เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาอนุมัติค่าตอบแทนของกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าจากเงินงบประมาณของรัฐ เพื่อทำความตกลงกับกระทรวงการคลังให้สามารถนำเงินงบประมาณมาใช้เป็นค่าตอบแทนกรรมการฯ โดยในปี 2547 ให้ขออนุมัติเงินค่าตอบแทน จากงบกลาง และปี 2548 ให้ขออนุมัติเงินดังกล่าวจากงบประมาณของรัฐ เนื่องจากแนวทางนี้มีความชัดเจนและความโปร่งใสมากที่สุด
2. อัตราค่าตอบแทนกรรมการกำกับฯ :ให้กรรมการกำกับฯ ได้รับค่าตอบแทนในอัตรา 200,000 บาทต่อเดือน ประธานกรรมการจะได้รับค่าตอบแทนสูงกว่ากรรมการฯ ทั่วไปร้อยละ 20 ทั้งนี้กำหนดให้มีการประชุมอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง ในอัตราค่าตอบแทนกรรมการฯ ข้างต้นอ้างอิงกับอัตราผู้เชี่ยวชาญพิเศษระดับสากล (World Class) ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยพนักงานราชการ พ.ศ. 2547 เนื่องจากฝ่ายเลขานุการฯ ได้ศึกษาค่าตอบแทน

คณะกรรมการและอนุกรรมการอื่นที่ได้รับเงินสมนาคุณรายเดือน จะมีอัตราอยู่ในช่วง 2,000 - 20,000 บาท ซึ่งอัตราดังกล่าวอาจไม่สูงพอที่จะจูงใจให้ผู้มีประสบการณ์และความสามารถมาดำรงตำแหน่งนี้ได้ โดยที่กรรมการกำกับฯ จะต้องไม่มีส่วนได้เสียกับการปฏิบัติหน้าที่ในตำแหน่ง

3. งบประมาณค่าตอบแทนกรรมการกำกับฯ : เพื่อให้ประธานกรรมการและกรรมการ ได้รับค่าตอบแทนตามข้อ 2 จะต้องขออนุมัติเงินจากงบประมาณของรัฐ ดังนี้

ตารางสรุปค่าตอบแทนประธานกรรมการและกรรมการ 6 ท่าน
(หน่วย : บาท)

รายการ	**ปีงบประมาณ 2547 (ช่วงสิงหาคม - กันยายน)**	**ปีงบประมาณ 2548**
กรรมการ	2,400,000	14,400,000
ประธานกรรมการ	480,000	2,880,000
รวม	**2,880,000**	**17,280,000**

หมายเหตุ: คณะกรรมการกำกับฯ มีการประชุมอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง

4. ฝ่ายเลขานุการฯ มีความเห็นว่าเพื่อให้เกิดความคืบหน้าในการดำเนินงานตามมติดังกล่าวข้างต้น จึงเห็นควรให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อดำเนินการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า ส่งผลให้มีการกำกับดูแลที่ครบถ้วนสมบูรณ์ในระยะยาวต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติว่าด้วยการสรรหาและจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
2. เห็นชอบแนวทางการดำเนินการขออนุมัติค่าตอบแทนของกรรมการจากเงินงบประมาณของรัฐ เพื่อการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยในปี 2547 ให้ขออนุมัติเงินจาก งบกลาง จำนวน 2,880,000 บาท (สองล้านแปดแสนแปดหมื่นบาทถ้วน) และสำหรับปี 2548 ให้พิจารณาขออนุมัติเงินค่าตอบแทนกรรมการจากงบประมาณของรัฐจำนวน 17,280,000 บาท (สิบเจ็ดล้านสองแสนแปดหมื่นบาทถ้วน)
3. เห็นชอบในหลักการให้จัดตั้งคณะกรรมการยกร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า โดยมอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS)</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 2 กันยายน 2546 ได้มีมติเห็นชอบยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศ โดยในส่วนการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างยั่งยืนได้มีการกำหนดเป้าหมายสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 0.5 ของการใช้พลังงานภายในประเทศในปัจจุบันเป็นร้อยละ 8 ภายในปี 2554 และเมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2546 กระทรวงพลังงานจึงมีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทนขึ้น โดยมีรองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายพรชัย รุจิประภา) เป็นประธานฯ เพื่อทำหน้าที่กำหนดแนวทางในการกำกับ ดูแล และส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทน โดยเฉพาะการดำเนินการตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS) ซึ่งเป็นการกำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ต้องมีสัดส่วนการจัดหาไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลระหว่างร้อยละ 3 - 5

2. คณะกรรมการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทนได้ร่วมกันศึกษาแนวทางการใช้มาตรการ RPS ในต่างประเทศ พบว่าประเทศที่พัฒนาแล้วและประเทศในภูมิภาคเอเชีย มีการกำหนดนโยบาย RPS เพื่อส่งเสริมและผลักดันให้มีการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มมากขึ้น อาทิเช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา กำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ร้อยละ 10 ในปี 2563 และในภูมิภาคเอเชีย กำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ระดับร้อยละ 9 - 10 ในช่วงปี 2548 - 2555 ขณะที่ประเทศมาเลเซียได้กำหนดนโยบาย RPS อยู่ที่ระดับร้อยละ 5 ในปี 2548 เป็นต้น

3. สำหรับประเทศไทยคณะกรรมการฯ ได้เห็นชอบให้กำหนดสัดส่วนการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงาน หมุนเวียนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลที่ร้อยละ 5 ของกำลังผลิตโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้างขึ้นตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) นอกจากนี้ ได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ต้องใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 5 ประเภท ได้แก่ พลังแสงอาทิตย์, พลังลม, ไฟฟ้าจากขยะมูลฝอย, ชีวมวล และพลังน้ำขนาดเล็ก โดยสัดส่วนของแต่ละเทคโนโลยี ให้มีการประกาศเป็นงวดๆ ไป

4. ในประเด็นของผลกระทบจากมาตรการ RPS ทั้งโครงการ ที่มีต่อราคารับซื้อไฟฟ้าและอัตราค่า ไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ผู้บริโภค คณะกรรมการฯ ได้ศึกษาในรายละเอียด พบว่า ผลกระทบต่อราคารับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 11.77 สตางค์ต่อหน่วยไฟฟ้าที่รับซื้อ ส่วนผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อผู้บริโภค อยู่ที่ระดับ 4.70 สตางค์ต่อหน่วยที่จำหน่าย โดยในปี 2550 ถึงปี 2554 จะมีอัตราค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อผู้บริโภค อยู่ที่ 1.04, 1.19, 1.10, 0.7 และ 0.66 สตางค์ต่อหน่วยที่จำหน่าย ตามลำดับ

5. ปัจจุบันรัฐบาลมีนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) จากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ยังไม่สามารถรองรับการดำเนินงานตามนโยบายของ RPS ได้อย่างสมบูรณ์ ซึ่งยังไม่เอื้อประโยชน์ต่อการจูงใจให้เกิดการลงทุน คณะกรรมการฯ ได้มีมติเห็นชอบในการจัดทำร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย RPS ขึ้น โดยการกำหนดให้มีคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าขึ้น เพื่อทำหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานและกำหนดวิธีตรวจสอบให้เป็นไปตามเป้าหมายนโยบาย RPS และร่างระเบียบดังกล่าว

ประกอบด้วย 1) วัตถุประสงค์ของนโยบาย RPS 2) คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้า ที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบ 3) ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4) สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน และ 5) ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

6. จากร่างระเบียบฯ ได้มีการกำหนดแนวทางการดำเนินงานตามนโยบาย RPS ดังนี้

6.1 การกำหนดสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน ตามนโยบาย RPS

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลจะต้องเสนอโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เป็นส่วนหนึ่งของโครงการ โดยจะกำหนดสัดส่วนของแต่ละเทคโนโลยีตามประกาศ ของคณะกรรมการกำกับกิจการดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้า

(2) ปริมาณพลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์) ของโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนรวมที่จะจ่ายเข้าระบบ ต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะจ่ายเข้าระบบของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ยกเว้นผู้ยื่นข้อเสนอโครงการที่เสนอจ่ายเงินชดเชยในอัตรา 1.3 X พลังงานหมุนเวียนราคาสูงสุดในการประกาศนั้น

(3) สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจริงที่ดำเนินการได้สำหรับรอบ 1 ปี ต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ในกรณีที่สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงในรอบปีต่ำกว่าร้อยละ 5 ให้ปรับเงินเข้ากองทุนพัฒนาพลังงานทดแทนในอัตราที่คณะกรรมการฯ กำหนด

6.2 ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า ประกอบด้วย 1) ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่สนใจยื่น ข้อเสนอโครงการนำเสนอข้อมูล โดยแยกรายละเอียดของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 2) ผู้ยื่นเสนอโครงการต้องเสนอราคาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่จะขายต่อหน่วย และ 3) คณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบที่ประกาศเป็นงวด

6.3 การติดตามและตรวจสอบให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระเบียบ จะดำเนินการโดยคณะกรรมการกำกับฯ ที่ได้แต่งตั้งขึ้น โดยการติดตามและตรวจสอบให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระเบียบการรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่จัดทำขึ้น โดยมีคณะกรรมการกำกับดูแลโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่แต่งตั้งขึ้นเป็นผู้ดำเนินการตรวจสอบ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามนโยบาย RPS

เรื่องที่ 5 <u>การกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2545 และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2545 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการให้ยกเว้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุน ในส่วนเอทานอลร้อยละ 10 โดยกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์เท่ากับ 0.2700 บาท/ลิตร และ 0.0360 บาท/ลิตร ตามลำดับ

2. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2547 ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนประกอบของเอทานอลในน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ไว้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 9 และไม่สูงกว่าร้อยละ 10 (จากเดิมไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 และไม่สูงกว่าร้อยละ 12) โดยให้กระทรวงอุตสาหกรรมประสานงานกับกระทรวงการคลังพิจารณากำหนดอัตราภาษีสรรพสามิตสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์ให้เหมาะสมสอดคล้องกับปริมาณเอทานอลที่นำมาผสม

3. กรมธุรกิจพลังงานได้ออกประกาศกำหนดคุณลักษณะและคุณภาพน้ำมันแก๊สโซฮอล์ตามมติคณะรัฐมนตรีแล้ว เริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2547 เป็นต้นไป ส่วนกระทรวงการคลังอยู่ระหว่างพิจารณากำหนอัตราภาษีสรรพสามิตของน้ำมันแก๊สโซฮอล์

4. ฝ่ายเลขานุการฯ มีความเห็นว่า หากยังคงยึดหลักการเดิม โดยให้ยกเว้นการส่งเงินเข้ากองทุนฯ ในส่วนของเอทานอลร้อยละ 9 จะมีผลทำให้อัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสูงขึ้น 0.0004 บาท/ลิตร เป็น 0.0364 บาท/ลิตร ซึ่งจะสวนทางกับนโยบายการส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ของรัฐบาล จึงขอความเห็นชอบการกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์ ดังนี้

(1) ให้กำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์ไว้ที่ระดับเดิม คือ 0.0360 บาท/ลิตร

(2) ให้ตัดหมายเหตุท้ายประกาศฯ ซึ่งกำหนดความหมายของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่ต้องมีเอทานอลผสมอยู่ไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ออก เพื่อให้สอดคล้องกับประกาศของกรมธุรกิจพลังงานฉบับใหม่ และเพื่อรองรับสำหรับกรณีมีการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนผสมของเอทานอลอีกในอนาคต

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้กำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล์ไว้ที่ระดับเดิม คือ 0.0360 บาท/ลิตร และให้ตัดหมายเหตุท้ายประกาศฯ ซึ่งกำหนดความหมายของ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่ต้องมีเอทานอลผสมอยู่ไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ออกโดยให้เริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

2. มอบหมายให้ สนพ. รับไปดำเนินการออกประกาศคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติต่อไป

เรื่องที่ 6 <u>การขอคืนหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบให้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) และการ ไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยปัจจุบัน มี SPP เสนอขายไฟฟ้ารวม 2,156.70 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 19 โครงการ จำนวน 1,413 เมกะวัตต์ โครงการที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 4 โครงการ จำนวน 196 เมกะวัตต์ โครงการที่ใช้ถ่านหินและพลังงานนอกรูปแบบเป็นเชื้อเพลิง 3 โครงการ จำนวน 190 เมกะวัตต์ โครงการที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง 1 โครงการ จำนวน 9 เมกะวัตต์ โครงการที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบเป็นเชื้อเพลิง 38 โครงการ จำนวน 304 เมกะวัตต์ และโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงผสมในการผลิตไฟฟ้า 1 โครงการ จำนวน 45 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP พลังงานหมุนเวียนเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุด ณ วันที่ 30 เมษายน 2547 ซึ่งเท่ากับ 19,252 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 1.58

2. ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm จะต้องยื่นหลักค้ำประกันให้กับ กฟผ. จำนวน 3 ฉบับ ดังนี้ (1) หลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอ โดยยื่นพร้อมคำร้องการขายไฟฟ้า ในวงเงินเท่ากับ 500 บาทต่อกิโลวัตต์ ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขายให้กับ กฟผ. (2) หลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาฯ โดยยื่นในวันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในวงเงินเป็นจำนวนเท่ากับร้อยละ 5 ของมูลค่าปัจจุบันของค่า พลังไฟฟ้าที่จะได้รับทั้งหมดตามสัญญา (3) หลักค้ำประกันการยกเลิกสัญญาฯ โดยยื่นก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาฯ ในวงเงินเท่ากับร้อยละ 10 ของค่าพลังไฟฟ้าที่ SPP จะได้รับในระยะเวลา 5 ปีแรกของสัญญาฯ

3. กฟผ. ได้มีหนังสือถึง สนพ. แจ้งว่า บริษัท อุตสาหกรรมโคราช จำกัด ได้ยื่นคำร้องเสนอขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ประเภทสัญญา Firm อายุสัญญา 25 ปี พลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบ 8 เมกะวัตต์ โดยได้วางหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าเป็นหนังสือค้ำประกันออกโดยธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) จำนวนเงิน 4,000,000 บาท และ กฟผ. ได้ตอบรับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2546 อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่ได้มาลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใน 1 ปี นับจากวันตอบรับซื้อไฟฟ้า กฟผ. จึงแจ้งขอยกเลิกคำร้องการขายไฟฟ้าของบริษัทฯ และริบหลักค้ำประกัน ต่อมา บริษัทฯ ได้มีหนังสือถึง กฟผ. ขอให้พิจารณายกเว้นการริบหนังสือค้ำประกัน เนื่องจากในปีการผลิต 2546/47 สัดส่วนน้ำตาลที่จำหน่ายในต่างประเทศมีมากทำให้แนวโน้มราคาอ้อยต่ำ รัฐบาลจึงมีนโยบายแก้ไข

โดยกำหนดให้มีการลดพื้นที่เพื่อทำให้สัดส่วนน้ำตาลที่จำหน่ายในต่างประเทศลดลง มีผลทำให้ชาวไร่ลดพื้นที่เพาะปลูกลง ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่สามารถควบคุม วัตถุดิบหรือกากอ้อยให้พอเพียงที่จะใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ กฟผ. ได้อย่างมีเสถียรภาพ บริษัทฯ จึงขอชะลอโครงการและได้เสนอขอขายไฟฟ้าสัญญาประเภท Non-Firm ต่อไปอีก 1 ปี โดยได้รับอนุมัติจาก กฟผ. แล้ว

4. การผลิตไฟฟ้าของบริษัทได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา Non-Firm ซึ่งจะครบอายุสัญญาในวันที่ 23 เมษายน 2547 หลังจากนั้นจะยกเลิกสัญญา Non-Firm เมื่อบริษัทฯ มีความพร้อมที่จะขายประเภท Firm ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้รับอนุมัติเงินสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตามโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนด้วย

<u>ความเห็นฝ่ายเลขานุการ</u>

1. เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายของภาครัฐเพื่อแก้ไขปัญหาอ้อยและน้ำตาล ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงให้เพียงพอ และสม่ำเสมอสำหรับการขายไฟฟ้าตามสัญญา Firm ซึ่งบริษัทฯ ไม่ได้มีเจตนาที่จะไม่ปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยได้มีการลงทุนปรับปรุงระบบให้แล้วเสร็จเพื่อเตรียมการขายไฟฟ้าประเภทสัญญา Firm แต่หากบริษัทลงนามสัญญาประเภท Firm แล้วไม่สามารถ จัดหาเชื้อเพลิงให้เพียงพอและสม่ำเสมอได้ตลอดทั้งปีและไม่สามารถผลิตไฟฟ้าตามปริมาณที่กำหนดในสัญญาได้ ซึ่งจะทำให้เกิดภาระค่าปรับเป็นจำนวนมากในภายหลัง
2. การขอเปลี่ยนแปลงประเภทสัญญาจาก Firm เป็น Non-Firm และการขอคืนหลักค้ำประกันของบริษัทฯ จะไม่มีผลกระทบต่อการจัดหาไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายคิดเป็นสัดส่วนน้อยมาก เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตของประเทศประกอบกับบริษัทฯ ยังคงขายไฟฟ้าในประเภทสัญญา Non-Firm ต่อไป นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้รับผลกระทบจากราคาค่าไฟฟ้าที่ลดลงจากการเปลี่ยนประเภทสัญญาเป็น Non-Firm ซึ่งบริษัทฯ จะได้รับเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้า เท่านั้น ทั้งนี้ หากบริษัทฯ สามารถจัดหาเชื้อเพลิงได้เพียงพอ จะสามารถยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าประเภทสัญญา Firm ได้ ซึ่งจะต้องปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และจะต้องวางหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดไว้
3. ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเห็นควรให้บริษัทยกเลิกคำร้องการขายไฟฟ้าประเภทสัญญา Firm โดยให้ กฟผ. คืนหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าให้กับบริษัทต่อไป อย่างไรก็ตาม ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ จะต้องเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. ซึ่งในการดำเนินงานของ SPP อาจมีปัญหาในทางปฏิบัติบางประเด็นที่ไม่มีผลกระทบทางด้านนโยบาย ดังนั้น เพื่อให้การแก้ไขปัญหาในทางปฏิบัติในที่มีลักษณะดังกล่าวสามารถดำเนินการได้อย่างคล่องตัว และรวดเร็ว จึงเห็นควรให้เสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเป็นผู้วินิจฉัย และเสนอ กพช. เพื่อทราบต่อไป

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบให้บริษัทอุตสาหกรรมโคราช จำกัด ยกเลิกคำร้องการขายไฟฟ้าประเภทสัญญา Firm โดยให้ กฟผ. คืนหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าให้กับบริษัทฯ ต่อไป
2. มอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เป็นผู้วินิจฉัยปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในประเด็นที่ไม่ใช่ปัญหาด้านนโยบาย และเสนอ กพช. เพื่อทราบต่อไป

เรื่องที่ 7 <u>การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เพื่อขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) แล้วเมื่อวันที่ 10 มิถุนายน 2545 และวันที่ 15 กรกฎาคม 2545 ตามลำดับ ทั้งนี้การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริม ให้มีการใช้ทรัพยากรในประเทศอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และช่วยเพิ่มความมั่นคงในระบบส่งและระบบจำหน่าย นอกจากนี้ ในการจัดทำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ได้ปรับปรุงเงื่อนไขในการรับซื้อไฟฟ้าให้ง่ายและสะดวกแก่ผู้ผลิตไฟฟ้า มากขึ้น ได้แก่ การกำหนดหลักการซื้อขายไฟฟ้าด้วยวิธีหักลบหน่วย (Net Metering) การกำหนดราคารับซื้อ ไฟฟ้าที่สูงกว่าราคาที่ SPP ได้รับ เป็นต้น การกำหนดเงื่อนไขด้านเทคนิคได้คำนึงถึงมาตรฐานความปลอดภัยในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าโดยจะไม่กระทบต่อระบบไฟฟ้าโดยรวม

2. ปัจจุบัน มี VSPP ยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วรวม 48 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบประมาณ 5,070 กิโลวัตต์ เป็น VSPP ในเขตจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน. จำนวน 33 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบรวม 1,040 กิโลวัตต์ และ กฟภ. จำนวน 15 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ 4,030 กิโลวัตต์ ประกอบด้วยเชื้อเพลิงหลายประเภท ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ เศษไม้ แกลบ ก๊าซชีวภาพ ก๊าซจากขยะ อย่างไรก็ตาม VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว ยังไม่สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ เนื่องจากมีปัญหาความไม่ชัดเจนในทางปฏิบัติตามกฎหมาย 2 ประเด็น ดังนี้

2.1 การขอสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้าจากภาครัฐ ซึ่งคณะกรรมการกฤษฎีกาได้พิจารณาแล้วมีความเห็นว่า VSPP ต้องขออนุญาตหรือขอรับสัมปทานประกอบกิจการ

ไฟฟ้าตาม ปว. 58 เนื่องจากเป็นกิจการค้าขายอันเป็นสาธารณูปโภค และไม่มีบทยกเว้นให้แก่กิจการในลักษณะดังกล่าว ทั้งนี้ การนำระบบอนุญาตมาใช้กับ VSPP และกำหนดเงื่อนไขเฉพาะอยู่ในดุลยพินิจของรัฐมนตรีที่สามารถกระทำได้ และสามารถมอบอำนาจให้อธิบดีหรือผู้ว่าราชการจังหวัดเป็นผู้อนุญาตแทนได้ ตามพระราชบัญญัติระเบียบบริหารราชการแผ่นดิน พ.ศ. 2534

2.2 การคำนวณค่าไฟฟ้าและการคิดภาษีมูลค่าเพิ่ม กรณีการซื้อขายไฟฟ้าแบบหักลบหน่วย ไม่สามารถปฏิบัติได้ เนื่องจากทั้งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและ VSPP จะต้องนำรายได้ทั้งหมดที่เกิดจากการขายไฟฟ้ามารวมคำนวณเป็นมูลค่าฐานตามมาตรา 79 แห่งประมวลรัษฎากร ส่งผลให้ต้องมีการติดตั้งมิเตอร์ เพิ่มเติม หรือเปลี่ยนมิเตอร์ใหม่ให้สามารถอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าทั้งซื้อและขาย เพื่อให้การคิดค่าไฟฟ้าและภาษีมูลค่าเพิ่มถูกต้องตามระเบียบการคิดภาษีมูลค่าเพิ่มของกรมสรรพากร ทำให้ผู้ประกอบการมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

3. ในการประชุมคณะอนุกรรมการประสานการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้า เมื่อวันพุธที่ 3 มีนาคม 2547 ได้พิจารณาการแก้ไขปัญหาการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยมีความคืบหน้าการดำเนินการแก้ไขปัญหา ดังนี้

3.1 กรมธุรกิจพลังงานได้ขออนุมัติรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานพิจารณาให้ใบอนุญาตแทนการให้สัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้า และได้รับอนุมัติในหลักการให้การสนับสนุนและส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก โดยเปลี่ยนเป็นระบบการให้อนุญาต และมอบอำนาจให้อธิบดีกรมธุรกิจ พลังงาน หรือผู้ว่าราชการจังหวัดเป็นผู้อนุญาตแทนได้ โดยได้มอบหมายให้กรมธุรกิจพลังงานเร่งจัดทำประกาศกระทรวงพลังงานเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขต่อไป

3.2 สนพ. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และกรมสรรพากรได้ประชุมหารือเพื่อพิจารณาปรับปรุงวิธีการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับการซื้อขายไฟฟ้ากับ VSPP เพื่อให้สามารถคิดภาษีมูลค่าเพิ่มได้ถูกต้องตามประมวลรัษฎากร และสามารถหาข้อยุติร่วมกัน ทั้งนี้ การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและ VSPP ในเดือนที่ VSPP ผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ VSPP จะได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเท่ากับราคาขายส่งตามประกาศ และในเดือนที่ VSPP ผลิต ไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก็จะต้องจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก รวมกับค่าไฟฟ้าส่วนอื่นๆ ที่ผู้ใช้ไฟต้องจ่ายตามปกติอยู่แล้ว สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ VSPP ผลิตได้แต่ไม่เกินหน่วยซื้อจะคิดค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราขายปลีก

3.3 สนพ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ร่วมกันพิจารณาปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ให้สอดคล้องกับการเพิ่มขั้นตอนการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าโดยให้ VSPP ยื่นใบอนุญาตประกอบกิจการ ไฟฟ้าและสอดคล้องกับวิธีการคำนวณค่าไฟฟ้าตามความเห็นของกรมสรรพากร โดยมีประเด็นที่ต้องแก้ไข ได้แก่ (1) ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก โดยเพิ่มเติมเงื่อนไขให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องนำใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนดมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า (2) หลักการกำหนดอัตราค่า

ไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (3) เงื่อนไขการชำระเงินค่าไฟฟ้า ตลอดจนปรับปรุงสิ่งแนบของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ได้แก่ ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก และการแก้ไขระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
2. เห็นชอบให้ สนพ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดำเนินการแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก และให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายประกาศใช้ระเบียบใหม่ต่อไป ทั้งนี้ ให้มีผลย้อนหลังกับ VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าไปแล้วด้วย

เรื่องที่ 8 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. ความต้องการใช้น้ำมันในช่วงเดือนเมษายน - พฤษภาคม 2547 อยู่ที่ระดับ 80.3 ล้านบาร์เรล/วัน ซึ่งลดลง 1 ล้านบาร์เรล/วัน เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 และ International Energy Agency (IEA) ได้คาดการณ์ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี ค.ศ. 2004 จะเพิ่มขึ้น 2.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยจะอยู่ที่ระดับ 81.41 ล้านบาร์เรล/วัน เนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันในการขยายตัวทางเศรษฐกิจของจีนและสหรัฐอเมริกา ส่วนการผลิตน้ำมันดิบในช่วงเดือนเมษายน - พฤษภาคม 25547 อยู่ที่ระดับ 81.3 ล้านบาร์เรล/วัน

2. ราคาน้ำมันดิบ เดือนพฤษภาคม 2547 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 34.74 และ 37.57 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ และเดือนมิถุนายนราคาน้ำมันดิบทั้งสองได้ปรับตัวลดลงอยู่ที่ระดับ 33.43 และ 35.30 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ส่วนในเดือนกรกฎาคม ความกังวลเกี่ยวกับอุปทาน น้ำมันดิบได้คลายลง เมื่อประธานกลุ่มโอเปคประกาศยืนยันเพิ่มโควต้าการผลิตขึ้นอีก 0.5 ล้านบาร์เรล/วัน อยู่ที่ระดับ 26 ล้านบาร์เรล/วัน ตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม 2547 จึงทำให้ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 34.14 และ 36.77 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ

3. สำหรับราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์ เดือนพฤษภาคม 2547 ความต้องการน้ำมันสำเร็จรูปของประเทศในภูมิภาคเอเชียเพิ่มขึ้น ขณะที่อุปทานจากตะวันออกกลางเข้าสู่ภูมิภาคเอเชียลดลง ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, น้ำมันก๊าด, ดีเซลหมุนเร็ว และน้ำมันเตาเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 49.71, 48.41, 45.71, 42.80 และ 30.36 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ และในเดือนกรกฎาคมราคา

น้ำมันสำเร็จรูป ได้ปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 45.44, 43.51, 46.89, 43.77 และ 29.48 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ

4. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงภายในประเทศ ตั้งแต่เดือนพฤษภาคมจนถึงเดือนกรกฎาคม 2547 ได้มีการปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 3 ครั้งๆ ละ 0.60 บาท/ลิตร ในวันที่ 7 พฤษภาคม, 8 และ 18 มิถุนายน 2547 ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 18 กรกฎาคม 2547 อยู่ที่ 18.79, 17.99 และ 14.59 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนค่าการตลาดและค่าการกลั่นเฉลี่ย ณ วันเดียวกันอยู่ที่ระดับ 1.1348 และ 0.7803

5. แนวโน้มราคาน้ำมันคาดว่าจะยังคงเคลื่อนไหวในระดับสูง โดยน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์จะอยู่ที่ระดับ 35 - 36 และ 37 - 38 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากความวิตกกังวลเกี่ยวกับอุปทาน น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป และความต้องการใช้น้ำมันในปีนี้มีปริมาณสูงขึ้นตามการเติบโตทางเศรษฐกิจของโลก

6. ส่วนผลการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิงตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม - 16 กรกฎาคม 2547 ได้มีการจ่ายเงินชดเชยสะสมทั้งสิ้น 17,557 ล้านบาท เป็นการชดเชยน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 และดีเซลหมุนเร็วประมาณ 2,477, 3,917 และ 11,162 ล้านบาท ตามลำดับ ขณะที่ราคาก๊าซ LPG ในเดือนกรกฎาคมได้ปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ระดับ 323.0 เหรียญสหรัฐต่อตัน และราคาภายในประเทศอยู่ที่ 12.55 บาท/กก. มีอัตราชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ 2.48 บาท/กก. หรือ 484 ล้านบาท/เดือน ซึ่งทำให้ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 20 กรกฎาคม 2547 มียอดเงินคงเหลือหลังหักภาระผูกพันอยู่ในระดับ 222 ล้านบาท และยอดหนี้ค้างชำระอยู่ที่ 6,929 ล้านบาท ฐานะกองทุนฯ สุทธิติดลบ 11,907 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 <u>รายงานความก้าวหน้าการแก้ไขปัญหาภาระจากการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ที่มีมากกว่าความต้องการ (Take or Pay)</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. ปัญหาภาระจากการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (Take or Pay) : เกิดจากโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าราชบุรี และโครงการก่อสร้างท่อก๊าซฯ ราชบุรี-วังน้อย ล่าช้ากว่ากำหนดการแล้วเสร็จ ทำให้ไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่าในระหว่างปี 2541 - 2543 ได้ครบตามจำนวนที่ระบุในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) กับผู้ผลิตจึงทำให้ ปตท. มีภาระผูกพันในการจ่ายเงินค่าก๊าซฯ ล่วงหน้าไปก่อนตามหลักการ (Take or Pay) ตามเงื่อนไขของสัญญา โดยที่ ปตท. สามารถเรียกกับก๊าซฯ ตามปริมาณที่ชำระเงินไปแล้วดังกล่าวคืนได้ในอนาคตโดยไม่ต้องจ่ายเงินอีก แต่การต้องจ่ายค่าก๊าซฯ ล่วงหน้า ก่อให้เกิดภาระ

ดอกเบี้ยขึ้น ปตท. จึงต้องพยายามเรียกรับ (Make up) ก๊าซฯ จากสหภาพพม่าคืนให้หมด โดยเร็ว เพื่อลดภาระดอกเบี้ยที่จะเกิดขึ้น

2. สนพ. กฟผ. และ ปตท. ได้ร่วมกันพิจารณาหาแนวทางการลดขนาดของปัญหา Take or Pay โดยมีทั้งมาตรการเร่งรัดการใช้ก๊าซฯ ทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่งให้มากขึ้น รวมทั้งมาตรการลดข้อผูกพันปริมาณการซื้อขายก๊าซฯ ตามสัญญาโดยการเจรจากับผู้ผลิตเพื่อเพิ่มปริมาณ การเรียกรับก๊าซฯ (Make up) การเจรจาเพื่อเลื่อนชะลอการรับก๊าซฯ จากแหล่งเยตากุน การเจรจาเพื่อลดปริมาณการซื้อ - ขายก๊าซฯ ตามสัญญา การเจรจาเพื่อเรียกเก็บค่าภาคหลวงเป็นปริมาณก๊าซฯ แทนเงิน และเจรจากับผู้ผลิตก๊าซฯ เพื่อเก็บก๊าซฯ ดังกล่าวไว้ในหลุมผลิตก่อน และการเจรจากับผู้ขายก๊าซฯ แหล่งยานาดา เยตากุน และในอ่าวไทย เพื่อปรับข้อผูกพันปริมาณการซื้อขายก๊าซฯ ตามสัญญาใหม่ โดยยังคงผลตอบแทนการลงทุนของผู้ขายก๊าซฯไว้เท่าเดิม

3. สำหรับแนวทางการแบ่งภาระความรับผิดชอบภาระดอกเบี้ยที่เกิดขึ้น สามารถแบ่งเป็นสัดส่วนได้ ดังนี้ 1) ภาระดอกเบี้ยแบ่งตามสัดส่วนของผลกระทบจากความล่าช้าของโครงการก่อสร้าง ท่อส่งก๊าซฯ ราชบุรี - วังน้อย ในส่วนของ ปตท. ร้อยละ 11.4 2) ภาระดอกเบี้ยแบ่งตามสัดส่วนของผลกระทบจากความล่าช้าในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าราชบุรีในส่วนของ กฟผ. ร้อยละ 12.8 และ 3) ภาระดอกเบี้ยแบ่งตามสัดส่วนของผลกระทบจากนโยบายรัฐบาลในสัดส่วนร้อยละ 27.8 และผลกระทบจากวิกฤตเศรษฐกิจในสัดส่วนร้อยละ 48 รวมเป็น ทั้งสิ้น ร้อยละ 75.8 จะถูกจัดสรรโดยส่งผ่านเข้าไปในราคาก๊าซฯ

4. ปตท. ทำหน้าที่เป็นแกนกลางในการชำระค่า Take or Pay โดยการกู้เงิน หรือการระดมทุน เพื่อจ่ายเงินค่าก๊าซฯ ล่วงหน้าตามสัญญาไปก่อน แล้วจึงเรียกเก็บภาระดอกเบี้ยที่เกิดจากภาระ Take or Pay ดังกล่าวจาก กฟผ. รวมทั้งทำหน้าที่เป็นแกนกลางในการจัดสรรภาระดอกเบี้ยในส่วนของรัฐบาล และเศรษฐกิจเข้าไปในราคาก๊าซฯ และค่าไฟฟ้า ทั้งนี้ แนวทางการจัดสรรภาระดอกเบี้ย Take or Pay เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2543 ซึ่งกำหนดให้มีกลไกการเร่งรัดและติดตามผลการดำเนินงานตามมาตรการลดขนาดของปัญหา โดยมี สนพ. เป็นแกนกลางและให้รายงานผลต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อทราบเป็นระยะๆ

5 . สรุปการจัดสรรภาระดอกเบี้ย Take-or-Pay ปี 2546 มีดังนี้

5.1 ภาระดอกเบี้ยทั้งหมดในปีงบประมาณ 2543 จำนวนประมาณ 300 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นส่วนของ ปตท. ประมาณ 34 ล้านบาท ส่วนของ กฟผ. ประมาณ 38 ล้านบาท และส่วนของรัฐบาล 227 ล้านบาท และในปีงบประมาณ 2544 ภาระดอกเบี้ยทั้งหมดประมาณ 870 ล้านบาท ส่วนของ ปตท. กฟผ. และรัฐบาล จำนวนประมาณ 99, 112 และ 659 ล้านบาท ตามลำดับ ส่วนในปีงบประมาณ 2545 ภาระดอกเบี้ย ได้เพิ่มขึ้นเป็นจำนวนประมาณ 1,078 ล้านบาท และแบ่งเป็นส่วนของ ปตท. จำนวนประมาณ 123 ล้านบาท กฟผ. จำนวนประมาณ 138 ล้านบาท และรัฐบาลจำนวนประมาณ 817 ล้านบาท

5.2 มูลค่า Take or Pay คงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 จำนวนประมาณ 32,228 ล้านบาท โดยจะสามารถเรียกรับก๊าซฯคืน (Make up) มาใช้ได้หมดในปี 2553

5.3 ภาระดอกเบี้ยตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2545 ถึง 30 กันยายน 2546 มีมูลค่าประมาณ 1,013 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นส่วนของ ปตท. ประมาณ 116 ล้านบาท ส่วนของ กฟผ. ประมาณ 130 ล้านบาท และส่วนของรัฐบาล ประมาณ 768 ล้านบาท

5.4 ภาระดอกเบี้ยในส่วนของรัฐบาล ที่จะส่งผ่านเข้าไปในราคาก๊าซฯ ตั้งแต่งวดปี 2547 เป็นต้นไป เท่ากับ 0.4662 บาทต่อล้านบีทียู สูงกว่าราคา Levelized ที่เรียกเก็บอยู่ในปัจจุบันที่ 0.4645 บาทต่อล้านบีทียู เล็กน้อยคือประมาณ 0.0017 บาทต่อล้านบีทียู ดังนั้นจึงเห็นควรให้ใช้ราคา Levelized เท่าเดิมที่ 0.4645 บาทต่อล้านบีทียูต่อไปอีกจนกว่าจะมีการทบทวนในปีต่อไป

5.5 ประมาณการภาระดอกเบี้ย Take or Pay ปี 2547 (สิ้นสุดเดือนกันยายน 2547) มีค่าประมาณ 385 ล้านบาท โดยเป็นส่วนของ ปตท. จำนวน 44 ล้านบาท กฟผ. จำนวน 49 ล้านบาท และส่วนของรัฐบาลจำนวน 292 ล้านบาท

<u>มติที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 <u>แนวทางการแก้ไขปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าหินกรูด</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐให้กิจการผลิตไฟฟ้า โดยการประมูลแข่งขันเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) เมื่อปี 2537 โดยการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนดำเนินการภายใต้การกำกับดูแลของคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ผลการพิจารณาคัดเลือกมีโครงการที่ ได้รับการคัดเลือกและลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว 7 โครงการ เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติ 4 โครงการ และโครงการถ่านหิน 3 โครงการ กำลังการผลิตรวม 5,943.5 เมกะวัตต์ ปัจจุบันโครงการก๊าซธรรมชาติ 4 โครงการ ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วรวมกำลังการผลิต 2,463 เมกะวัตต์

2. โครงการ IPP ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 2 โครงการ คือ บริษัท ยูเนี่ยน เพาเวอร์ ดิเวลลอปเม้นท์ จำกัด (โรงไฟฟ้าหินกรูด) และบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (โรงไฟฟ้าบ่อนอก) ประสบปัญหา จากการคัดค้านการก่อสร้างโครงการฯ จากประชาชนในพื้นที่โดยเริ่มในปี 2543 สำนักนายกรัฐมนตรีจึงได้มีแถลงการณ์ เมื่อวันที่ 16 พฤษภาคม 2545 เรื่อง การพิจารณาตัดสินใจเกี่ยวกับโครงการท่อส่งก๊าซและสถานีแยกก๊าซไทย - มาเลเซีย โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และโครงการโรงไฟฟ้า

บ้านหินกรูด รวมสามโครงการ โดยในส่วนของโครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอกและโครงการโรงไฟฟ้าบ้านหินกรูด รัฐบาลอนุญาตให้ กฟผ. สามารถรับหารือกับคู่สัญญาได้ เพื่อร่วมคลี่คลายปัญหาทุกๆ ด้านต่อไป ต่อมาได้มีคำสั่งนายกรัฐมนตรี แต่งตั้งคณะกรรมการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนโครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอกและโรงไฟฟ้าบ้านหินกรูด ทำหน้าที่รับหารือกับคู่สัญญาให้ได้ข้อสรุป โดยแนวทางการพิจารณาแก้ไขปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าหินกรูด มีประเด็นดังนี้

2.1 การเลื่อนวันกำหนดวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) ออกไป 3 ปี เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าในปัจจุบันคาดว่าปริมาณกำลังผลิตสำรองในระบบของ กฟผ. มี เพียงพออย่างน้อยจนถึงปี 2550

2.2 บริษัทฯ สามารถดำเนินการต่อไปได้โดยใช้เชื้อเพลิงถ่านหินและที่ตั้งโครงการเดิม ทั้งนี้ บริษัทฯ จะต้องรับผิดชอบในการดำเนินโครงการ

2.3 กรณีที่บริษัทฯ ประสงค์จะเปลี่ยนเชื้อเพลิงและที่ตั้งโครงการ บริษัทฯ สามารถเสนอได้โดยราคาใหม่จะต้องอยู่บนพื้นฐานราคาในสัญญาซื้อขายเดิมเป็นเกณฑ์

3. กฟผ. มีหนังสือถึง สนพ. แจ้งข้อยุติการแก้ไขปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าหินกรูด โดยย้ายสถานที่ตั้งไปยังจังหวัดราชบุรี และเปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด เปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงเป็นก๊าซธรรมชาติ เลื่อนกำหนดการขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ออกไป 3 ปี โดยราคารับซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 1.72 บาทต่อกิโลวัตต์ - ชั่วโมง และบริษัทฯ ตกลงยอมสละข้อเรียกร้องที่มีอยู่ทั้งหมดก่อนวันที่ลงนามในสัญญา ทั้งนี้ กฟผ. ได้ลงนามแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์จำกัด แล้ว เมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2547

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 11 <u>การรณรงค์มาตรการประหยัดพลังงาน</u>

<u>สาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 18 พฤษภาคม 2547 และ 8 มิถุนายน 2547 ได้มีมติเห็นชอบแผนรณรงค์มาตรการประหยัดพลังงาน ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ และให้ติดตามผลรายงานคณะรัฐมนตรีเพื่อทราบอย่างต่อเนื่อง

2. กระทรวงพลังงานได้ติดตามผลและรายงานความคืบหน้าการรณรงค์มาตรการประหยัดพลังงานเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อทราบเป็นประจำ และในการประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2547 กระทรวงพลังงานได้รายงานความคืบหน้าการรณรงค์มาตรการประหยัดพลังงาน ระหว่างวันที่ 19 มิถุนายน 2547 - 12 กรกฎาคม 2547 แล้ว โดยมาตรการประหยัดพลังงานดังกล่าวประกอบด้วย

(1) มาตรการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ได้แก่ มาตรการปิดสถานีจำหน่ายน้ำมันหลังเวลา 24.00 น. (มีสถานีบริการที่ร่วมมือจำนวน 4,393 สถานี) มาตรการปิดไฟป้ายโฆษณาหลังเวลา 22.00 น. (มีการปิดไฟส่องป้ายไฟแล้ว 728 ป้าย) มาตรการปิดไฟถนน (อยู่ระหว่างการประสานงานกับกรมทางหลวง) มาตรการเพิ่มภาษีรถยนต์นั่งส่วนบุคคลขนาดใหญ่ และมาตรการให้หน่วยงานภาครัฐและรัฐวิสาหกิจเป็นผู้นำในการประหยัดพลังงาน โดยการลดใช้ไฟฟ้าและน้ำมัน พร้อมทั้งรณรงค์ให้ประชาชนประหยัดไฟฟ้าภายใต้โครงการ "ประหยัดไฟกำไร 2 ต่อ"

(2) การใช้พลังงานทดแทน โดยการส่งเสริมการใช้ Biodiesel กระทรวงเกษตรฯ ได้เสนอยุทธศาสตร์อุตสาหกรรมปาล์มน้ำมัน ปี 2547 - 2572 โดยเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกได้สูงสุด 400,000 ไร่ต่อปี การส่งเสริมการใช้ NGV โดยการเพิ่มจำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV ให้มากขึ้นด้วยการลดอากรนำเข้า

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ