มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ที่ 3/2551 (ครั้งที่ 122)
เมื่อวันพฤหัสบดีที่ 13 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551 เวลา 09.30 น.
ณ ห้องประชุมวิเทศสโมสร ส่วนที่ 2 กระทรวงการต่างประเทศ

---

1. การส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการ
2. แนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
3. การจ่ายเงินชดเชยภาษีสรรพสามิตตามนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน
4. แนวทางการกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่ง
5. การยกเลิกสิทธิพิเศษในการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม
6. โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ที่ Tariff MOU หมดอายุ หรือขอยกเลิก Tariff MOU
7. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก Tenaga Nasional Berhad (TNB) ฉบับใหม่
8. รายงานผลการดำเนินงานของกระทรวงพลังงานในช่วงที่ผ่านมา
9. นโยบายการพัฒนาพลังงานของประเทศตามนโยบายรัฐบาล
10. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
11. การรักษาเสถียรภาพกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง
12. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน
13. การทบทวนการกำหนดประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามมติคณะรัฐมนตรี เกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติม (13 กันยายน 2537)
14. การกำหนดประมวลหลักการปฏิบัติงาน (Code of Practice) เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบก
15. การกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ จำนวน 6 ผลิตภัณฑ์
16. การส่งเสริมการจัดตั้งสถานีบริการ NGV ในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้

นายสมพงษ์ อมรวิวัฒน์ รองนายกรัฐมนตรี เป็นประธานกรรมการ
นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นกรรมการและเลขานุการ

ประธานฯ ได้แจ้งให้ที่ประชุมทราบว่า การประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เป็นการประชุมที่สำคัญ จึงขอให้คณะกรรมการทุกท่านช่วยแสดงข้อคิดเห็น ทั้งข้อเสนอแนะหรือข้อทักท้วง ได้อย่างเปิดกว้าง อย่างไรก็ตาม ในเรื่องเกี่ยวกับอำนาจและภารกิจของคณะกรรมการต่างๆ ที่จะนำเสนอเข้า กพช. ถ้าหากมีประเด็นขัดแย้งขอให้ปรึกษาหารือกันก่อน โดยไม่ควรถกเถียงในที่ประชุม ซึ่งจะทำให้เสียเวลาการประชุม และหากเรื่องใดไม่มีความขัดแย้ง ให้นำเสนอ กพช. โดยขอความเห็นชอบแล้วนำเสนอคณะรัฐมนตรีต่อไป

เรื่องที่ 1 <u>การส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สืบเนื่องจากกระทรวงพลังงาน ได้เสนอเรื่องการหารือและศึกษาดูงานเกี่ยวกับนโยบายส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ ณ สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล ระหว่างวันที่ 8 - 15 มิถุนายน 2551 ต่อคณะรัฐมนตรีเพื่อทราบ เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2551 ต่อมากระทรวงพลังงานจึงได้จัดตั้งคณะกรรมการส่งเสริมการผลิตการใช้ E85 เพื่อจัดทำร่างวาระแห่งชาติการส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการขึ้นซึ่งทุกฝ่ายเห็นด้วยในหลักการว่าจะเกิดประโยชน์ต่อเศรษฐกิจของประเทศ โดยเฉพาะการลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมัน การสร้างมูลค่าเพิ่มทางการเกษตร

2. รัฐบาลได้ส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอลตั้งแต่ปี 2547 โดยมีเป้าหมายการใช้เอทานอล 2.4 ล้านลิตร/วัน ภายในปี 2554 และประเทศไทยมีวัตถุดิบที่เหลือจากการบริโภค อุตสาหกรรมในประเทศ และการส่งออกสามารถสนับสนุนการผลิตเอทานอลขั้นต่ำ 2.95 ล้านลิตร/วัน ปัจจุบันมีโรงงานได้รับอนุญาต 47 ราย กำลังผลิตรวม 12.3 ล้านลิตร/วัน โดยเดือนกันยายน 2551 มีจำนวนผู้ผลิต 11 ราย กำลังผลิต 1.58 ล้านลิตร/วัน ผลิตจริง 8 ราย เฉลี่ย 0.85 ล้านลิตร/วัน นอกจากนี้ยังมีผู้ผลิตที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างซึ่งจะแล้วเสร็จภายในปี 2552 อีก 9 ราย กำลังผลิต 2.19 ล้านลิตร/วัน รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 3.77 ล้านลิตร/วัน จากการที่ภาครัฐได้มีมาตรการสนับสนุน ประกอบด้วย การทำให้ราคาขายปลีกแก๊สโซฮอลถูกกว่าน้ำมันเบนซิน 91 และเบนซิน 95 การประชาสัมพันธ์ ศึกษาวิจัยและทดลอง เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้ประชาชน ส่งผลให้การจำหน่ายและการใช้แก๊สโซฮอลขยายตัวสูง โดยเดือนกันยายน 2551 มีสถานีบริการจำหน่ายแก๊สโซฮอล จำนวน 4,132 แห่ง เฉลี่ย 9.72 ล้านลิตร/วัน เพิ่มขึ้นจากเดือนกันยายน 2550 ร้อยละ 82 และเพิ่มขึ้นจากเดือนมกราคม 2551 ร้อยละ 37

3. กระทรวงพลังงานได้กำหนด Road Map การส่งเสริมการใช้ E85 โดยในปี 2551 - 2552 เริ่มทดลอง Fleet และนำเข้ารถยนต์ Flex Fuel Vehicle (FFV) เชิงพาณิชย์บางส่วนประมาณ 1,000 คัน เพื่อสร้างความมั่นใจให้กับประชาชน และเปิด Line การผลิตรถ (FFV) ในประเทศตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นไป การส่งเสริมการใช้ E85 ตาม

Road Map ข้างต้น จะเกิดประโยชน์ต่อประเทศชาติ 447,377 ล้านบาท ภายใน 10 ปีข้างหน้า

<u>ตารางที่ 1</u> Road Map การส่งเสริมการใช้ E85

รายการ	ระยะสั้น (2551-2552)	ระยะกลาง (2553-2557)	ระยะยาว (2558-2561)
รถ หัวฉีด สะสม (ล้านคัน)	3.11	3.15	3.18
รถ อี 20 สะสม (ล้านคัน)	0.32	0.97	1.36
รถ FFV สะสม (ล้านคัน)	0.001	0.40	1.07
รวมรถยนต์ (ล้านคัน)	**3.43**	**4.52**	**5.61**
เอทานอลรถหัวฉีด (อี10) (ล้านลิตรต่อวัน)	0.97	1.64	1.65
เอทานอลสำหรับรถ อี 20 (ล้านลิตรต่อวัน)	0.21	1.05	1.47
เอทานอลสำหรับรถ FFV (ล้านลิตรต่อวัน)	0.004	1.66	4.55
เอทานอลสำหรับรถ จยย. (ล้านลิตรต่อวัน)	0.16	0.33	0.41
รวมเอทานอล (ล้านลิตรต่อวัน)	**1.34**	**4.69**	**8.08**
ลดการใช้เบนซินสะสมเป็นเงิน* (ล้านบาท)	14,810	148,590	386,720
การสร้างมูลค่าเพิ่มรายสาขาการผลิตสะสมเป็นเงิน#(ล้านบาท)	2,345	20,930	60,657
รวมผลประโยชน์ต่อประเทศ (ล้านบาท)	**17,155**	**169,520**	**447,377**

หมายเหตุ : * ราคาเบนซินเฉลี่ยคงที่ 30 บาท/ลิตร

4. แนวทางส่งเสริมการใช้ E85 ประกอบด้วยมาตรการ ดังนี้

4.1 มาตรการด้านภาษีรถยนต์ ปี 2551 - 2552 ลดอากรนำเข้ารถยนต์ FFV สามารถใช้น้ำมันเบนซินทั่วไป จนถึงน้ำมัน E85) จาก ร้อยละ 80 เหลือ ร้อยละ 60 เป็นจำนวน 1,000 คัน ลดภาษีสรรพสามิตรถยนต์ FFV ขนาดความจุกระบอกสูบไม่เกิน 2,000 ซีซี จาก ร้อยละ 25 เหลือ ร้อยละ 22 และขนาดความจุกระบอกสูบมากกว่า 2,000 ซีซี จาก ร้อยละ 30 เหลือ ร้อยละ 27

4.2 มาตรการส่งเสริมวัตถุดิบ การผลิตเอทานอล และน้ำมัน E85 ครบวงจร เพื่อสนับสนุนการส่งเสริมการใช้ E85 และเพิ่มประสิทธิภาพในระยะยาว ดังนี้

- ส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตต่อไร่ ของอ้อยเป็น 15 ตัน/ไร่ และมันสำปะหลังเป็น 5 ตัน/ไร่ กำหนดการเพิ่มพื้นที่การเพาะปลูกในพื้นที่รกร้างว่างเปล่าและที่ราชพัสดุ

- พิจารณาความเหมาะสมราคาเอทานอลให้สอดคล้องกับวัตถุดิบในประเทศทั้งในระยะสั้นและระยะยาว
- กำหนดราคา E85 ให้มีราคาขายปลีกต่ำกว่าแก๊สโซฮอล 95 (E10) ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 เนื่องจากประสิทธิภาพความร้อนของ E85 น้อยกว่าแก๊สโซฮอล 95 (E10) ประมาณร้อยละ 23
- พิจารณาสนับสนุนการผลิตน้ำมัน E85 ครบวงจร ตั้งแต่การจัดทำแผนการผลิต E85 ของโรงกลั่นน้ำมัน การพัฒนาระบบ logistics ระบบคลังน้ำมันและการ Blending
- จัดทำโครงการ Fleet รถยนต์ E85 เพื่อส่งเสริมการใช้และสนับสนุนการวิจัยพัฒนา ในปี 2551 โดยจัดให้มีผู้นำเข้ารถ FFV มาทดสอบประสิทธิภาพอันเนื่องมาจากความต่างพื้นที่และชนิดน้ำมัน ความสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิง Emission Cold Start เป็นต้น
- สนับสนุนเงินทุนส่งเสริมจากรัฐในการวิจัยและพัฒนา เช่น การพัฒนาพันธุ์วัตถุดิบและการใช้เซลลูโลสเป็นวัตถุดิบในการผลิตเอทานอล การผลิตเอทานอล การพัฒนารถยนต์ FFV

5. เพื่อให้การส่งเสริมการใช้ E85 เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพเป็นรูปธรรม จึงเห็นควรให้หน่วยงาน ที่เกี่ยวข้องร่วมดำเนินการตามแผนงาน/โครงการภายใต้แผนปฏิบัติการการส่งเสริมการใช้ E85 แบบครบวงจรให้แล้วเสร็จในระยะเวลาที่กำหนด

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้มีการส่งเสริมการใช้น้ำมัน E85 เป็นวาระแห่งชาติ และมอบหมายให้หน่วยงาน ที่เกี่ยวข้องดำเนินการให้เกิดผลทางปฏิบัติในระยะเวลาที่กำหนดตามแผนปฏิบัติการการส่งเสริมการใช้ E85 ครบวงจร โดยให้กระทรวงพลังงานเป็นผู้รับผิดชอบหลักในการดำเนินงานและประสานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป
2. เห็นชอบให้กระทรวงการคลัง ลดอากรนำเข้า จากร้อยละ 80 เหลือเป็นร้อยละ 60 สำหรับรถยนต์ Flex Fuel Vehicle (FFV) ขนาดไม่เกิน 2,000 ซีซี และไม่เกิน 2,500 ซีซี จำนวนไม่เกิน 2,000 คัน ที่จะนำเข้าประเทศไทย ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2552
3. เห็นชอบให้ใช้เงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงชดเชยภาระภาษีสรรพสามิตรถยนต์ FFV อัตราร้อยละ 3 ให้กับรถยนต์ FFV ขนาดไม่เกิน 2,000 ซีซี และไม่เกิน 2,500 ซีซี ที่จะนำเข้ามาจำหน่ายในราชอาณาจักร จำนวนไม่เกิน 2,000 คัน ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2552 และใช้เงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงชดเชยภาระภาษีสรรพสามิตรถยนต์ FFV อัตราร้อยละ 3 ให้กับรถยนต์ FFV ที่ผลิต และต้องจำหน่ายภายในราชอาณาจักร ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2553 และหลังจากวันที่ 31 ธันวาคม 2553 เป็นต้นไป มอบหมายให้กระทรวงการคลังพิจารณาโครงสร้างภาษีสรรพสามิตของรถยนต์ FFV ให้สอดคล้องกับโครงสร้างภาษีรถยนต์ประเภทอื่นทั้งระบบต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>แนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 ได้พิจารณาเรื่อง แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซ LPG และได้มีมติเห็นชอบการยกเลิกการชดเชยราคาก๊าซ LPG และยกเลิกการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจากการส่งออกก๊าซ LPG ยังคงนโยบายราคาก๊าซ ณ คลังเท่ากันทั่วประเทศต่อไป โดยเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ จากก๊าซ LPG ในระดับที่เพียงพอสำหรับชดเชยค่าขนส่งไปยังคลังก๊าซภูมิภาคและเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นก๊าซ LPG โดยกำหนดเพดานที่ต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ร้อยละ 60 บวกราคาส่งออกก๊าซ LPG ร้อยละ 40 โดยให้ทยอยปรับสัดส่วนต้นทุนการผลิตระหว่างโรงแยกก๊าซและโรงกลั่นน้ำมันไปสู่ระดับจริง คือร้อยละ 60 ต่อร้อยละ 40 รวมทั้งได้ มอบอำนาจให้ประธาน กบง. เป็นผู้พิจารณาให้ความเห็นชอบในการดำเนินการตามแนวทางดังกล่าว ในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสม

2. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2550 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ในฐานะประธาน กบง. ได้เห็นชอบยกเลิกการชดเชยราคาก๊าซ LPG โดยปรับราคาขายส่งรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม 1.20 บาท/กิโลกรัม จากราคา 16.81 บาท เป็น 18.01 บาท/กิโลกรัม และต่อมาในวันที่ 4 มกราคม 2551 ได้เห็นชอบการปรับสูตรราคา ก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น เท่ากับต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ร้อยละ 95 บวกราคาส่งออกร้อยละ 5 โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 7 มกราคม 2551 และวันที่ 30 มกราคม 2551 ได้เห็นชอบราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น ของเดือนกุมภาพันธ์ 2551 ตามหลักเกณฑ์ที่กำหนด ทำให้ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ปรับตัวเพิ่มขึ้นกิโลกรัมละ 20 สตางค์ จากราคา 18.01 เป็น 18.21 บาท/กิโลกรัม

3. เมื่อวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2551 กบง. ได้พิจารณาเรื่อง แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซ LPG จากการที่รัฐบาลได้มีนโยบายในการแก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชนโดยการรักษาระดับราคาสินค้าอุปโภค บริโภคและราคาพลังงานให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและเป็นธรรม และได้มีมติ ดังนี้ (1) ให้คงราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นเท่ากับต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ร้อยละ 95 บวกราคาส่งออกร้อยละ 5 ของเดือนมีนาคม 2551 ไว้จนถึงประมาณเดือนกรกฎาคม 2551 แล้วจึงจะพิจารณาดำเนินการปรับสูตรราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นให้เหมาะสมกับสถานการณ์อีกครั้งหนึ่ง (2) ให้คงราคาก๊าซหุงต้มในภาคครัวเรือนไว้ ณ ระดับราคาของเดือนมีนาคม 2551 ส่วนก๊าซ LPG ที่นำไปใช้ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม (ยกเว้นปิโตรเคมี) ให้ปรับเพิ่มขึ้นตามความเหมาะสมกับสถานการณ์ ทั้งนี้ เพื่อนำเงินที่ได้จากอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไปชำระหนี้เงินชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG (3) ให้จ่ายเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG จากการนำเข้าตามปริมาณที่นำเข้า ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2551 เป็นต้นไป และ (4) ให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลและตรวจสอบการนำก๊าซ LPG ไปจำหน่ายในสาขาอื่น และคณะกรรมการป้องกันการลักลอบจำหน่ายก๊าซ LPG

4. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2551 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้พิจารณาเรื่อง 6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤติเพื่อคนไทยทุกคน และมีมติให้ชะลอการปรับราคาก๊าซ LPG ในภาค

ครัวเรือนเพื่อลดแรงกดดันค่าใช้จ่ายในภาคครัวเรือน จากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาพลังงานเป็นระยะเวลา 6 เดือน (1 สิงหาคม 2551 - 31 มกราคม 2552)

5. ปัจจุบันราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น ประกอบไปด้วย ราคาของโรงแยกก๊าซฯ และราคาส่งออก (ราคา ณ โรงกลั่นน้ำมัน) ในสัดส่วนร้อยละ 95 ต่อ 5 (332.75 $/ตัน) ซึ่งเป็นระดับราคาที่ต่ำกว่าต้นทุนการผลิตในประเทศที่สัดส่วนร้อยละ 60 ต่อ 40 (456.53 $/ตัน) และราคาตลาดโลก (490.00 $/ตัน) ทั้งนี้ราคาขายปลีกอยู่ที่ระดับ 18.13 บาท/กิโลกรัม ซึ่งเป็นระดับที่ต่ำกว่าต้นทุนการผลิตจริงในประเทศที่ระดับ 23.24 บาท/กิโลกรัม และราคาตลาดโลกที่ระดับ 24.48 บาท/กิโลกรัม ในขณะที่การจัดหาก๊าซ LPG ในประเทศมาจาก โรงแยกก๊าซฯ ประมาณร้อยละ 60 และจากโรงกลั่นน้ำมันประมาณร้อยละ 40 ส่วนความต้องการใช้หลัก จะอยู่ในภาคครัวเรือนประมาณร้อยละ 46 ในภาคขนส่งร้อยละ 17 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 15 และภาคปิโตรเคมีร้อยละ 22

6. การที่รัฐบาลเข้ามากำหนดราคาขายปลีก LPG อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าต้นทุนที่ควรจะเป็น ทำให้ความต้องการใช้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะความต้องการในภาคขนส่งและอุตสาหกรรมเพื่อทดแทนน้ำมัน ส่งผลให้ปริมาณการผลิต LPG ในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2551 เป็นต้นมา และต้องนำเข้าโดย ปตท. ตั้งแต่เดือนเมษายน - ตุลาคม 2551 จำนวน 375,953 ตัน คิดเป็นภาระเงินชดเชยการนำเข้าให้แก่ ปตท. ประมาณ 7,423 ล้านบาท ในขณะเดียวกันขีดความสามารถในการนำเข้า ขนส่ง และกระจายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคจำกัดไม่พอกับความต้องการที่เพิ่มขึ้น และเพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาควรปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG ให้สะท้อนราคาที่แท้จริงมากขึ้น และเพื่อให้สอดคล้องกับมติ ครม. ที่ให้ชะลอการปรับขึ้นราคาก๊าซหุงต้มออกไปอีก 6 เดือน จึงควรพิจารณาปรับขึ้นราคาเฉพาะก๊าซ LPG ที่ใช้ในรถยนต์และอุตสาหกรรม ซึ่งจะทำให้เกิดปัญหา 1) การส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ จากการใช้ก๊าซ LPG ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม อาจไม่ครบถ้วน 2) การลักลอบ นำก๊าซ LPG จากโรงบรรจุก๊าซไปจำหน่ายในสถานีบริการหรือโรงงานอุตสาหกรรมและ 3) การนำถังก๊าซ LPG ในครัวเรือนไปใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมยานพาหนะรวมทั้งการลักลอบถ่ายเทก๊าซ LPG จากถังในครัวเรือนไปใช้ในยานพาหนะและโรงงานอุตสาหกรรม

7. การแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ประกอบด้วยแนวทางต่างๆ ดังนี้

7.1 มาตรการด้านราคา

7.1.1 การแก้ไขปัญหาในระยะสั้น จำเป็นจะต้องปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG ให้สะท้อนราคาที่แท้จริงมากขึ้น โดยมีหลักการกำหนดหลักการปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG ให้สอดคล้องกับมติ ครม. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2551 คือ ปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG เฉพาะในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม โดยหลักการจัดสรรการผลิตก๊าซ LPG ในประเทศ จะถูกจัดสรรไปให้กับภาคครัวเรือนและปิโตรเคมีเป็นลำดับแรก และจัดสรรให้ภาคขนส่งและอุตสาหกรรมเป็นลำดับต่อไป ทั้งนี้ หากปริมาณการผลิตก๊าซ LPG ที่เหลือจากการจัดสรรให้กับภาคครัวเรือนและปิโตรเคมีไม่เพียงพอกับความต้องการ

ใช้ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรมให้มีการนำเข้าก๊าซ LPG จากต่างประเทศมารองรับกับความต้องการใช้ในส่วนที่ขาด

การกำหนดส่วนต่างราคาในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรม ที่ประมาณ 6.00 บาท/กิโลกรัม หรือ 3.24 บาท/ลิตร ใช้หลักการคำนวณส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น (10.9960 บาท/กิโลกรัม) กับต้นทุนก๊าซ LPG ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม (24.5000 บาท/กิโลกรัม) ซึ่งคำนวณได้จากสัดส่วนของมูลค่าของยอดปริมาณก๊าซ LPG ที่ผลิตได้ในประเทศที่เหลือจากการใช้ในภาคครัวเรือนและปิโตรเคมีและมูลค่าของปริมาณก๊าซ LPG ที่นำเข้าจากต่างประเทศกับปริมาณการใช้ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม

7.1.2 แนวทางการเพิ่มส่วนต่างราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมโดยใช้วิธีการปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ได้แก่ <u>กรณี 1</u>ปรับเพิ่มเดือนละ 1 บาท/กิโลกรัม (0.54 บาท/ลิตร) เป็นเวลา 6 เดือน และ<u>กรณี 2</u> ปรับเพิ่มเดือนละ 2 บาท/กิโลกรัม (1.08 บาท/ลิตร) เป็นเวลา 3 เดือน ทั้งนี้ เพื่อทยอยเพิ่มส่วนต่างระหว่างราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมให้เท่ากับ 6 บาท/กิโลกรัม (3.24 บาท/ลิตร)

7.1.3 แนวทางการลดภาระจากการนำเข้าก๊าซ LPG ได้แก่ 1) <u>แนวทางที่ 1</u> กรณีไม่มีการปรับขึ้นราคาจะทำให้ภาระนำเข้าสะสม ณ เดือนตุลาคม 2551 ที่ระดับ 7,423 ล้านบาท คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเป็น และ 12,890 ล้านบาท ณ สิ้นปี 2551 และ 2552 ตามลำดับ ทั้งนี้ คณะกรรมการ ปตท. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2551 ได้เห็นชอบให้ ปตท. รับภาระจากการนำเข้าก๊าซ LPG แทนภาครัฐในวงเงินไม่เกิน 10,000 ล้านบาท 2) <u>แนวทางที่ 2</u>กรณีปรับขึ้นราคาเดือนละ 1 บาท/กิโลกรัม เป็นเวลา 6 เดือน คาดว่าจะสามารถหยุดภาระหนี้ได้ภายในเดือนมีนาคม 2552 และชำระหนี้ได้หมดภายในเดือนธันวาคม 2553 และ 3) <u>แนวทางที่ 3</u> กรณีปรับขึ้นราคาเดือนละ 2 บาท/กิโลกรัม เป็นเวลา 3 เดือน คาดว่าหยุดภาระหนี้ภายในเดือนมกราคม 2552 และชำระหนี้ได้หมดภายในเดือนพฤศจิกายน 2553

7.1.4 การปรับราคาก๊าซ LPG ภาคขนส่งและอุตสาหกรรมจำเป็นต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อกลุ่มรถแท็กซี่ในกรุงเทพฯ ซึ่งมีอยู่ประมาณ 70,000 คัน แยกเป็น รถแท็กซี่ติดก๊าซ LPG จำนวน 42,700 คัน และติดก๊าซ NGV จำนวน 27,300 คัน จึงต้องเร่งความพร้อมของสถานีบริการก๊าซ NGV ซึ่งต้องใช้เวลาอีกประมาณ 6 เดือน และควรให้มีมาตรการจูงใจให้กลุ่มรถแท็กซี่ที่ใช้ก๊าซ LPG เปลี่ยนมาใช้ก๊าซ NGV มากขึ้น ดังนี้ 1) มีการจัดสรรจำนวนรถแท็กซี่ที่จะเปลี่ยนมาใช้ก๊าซ NGV ประมาณ 5,000 คัน/เดือน แยกเป็น รถใหม่ 800 คัน/เดือน และรถเก่า 4,200 คัน/เดือน เป็นเวลา 4 เดือน 2) รถแท็กซี่ใหม่ ปตท. ออกค่าถังก๊าซ NGV 28,000 บาท/คัน และกองทุนน้ำมันฯ โดยกระทรวงพลังงานออกค่าติดตั้ง 12,000 บาท/คัน และ 3) รถแท็กซี่เก่า ปตท. ออกค่าติดตั้งและค่าถังก๊าซ NGV 40,000 บาท/คัน และกองทุนน้ำมันฯ โดยกระทรวงพลังงานออกค่าชดเชยอุปกรณ์ก๊าซ LPG เก่า 3,000 บาท/คัน จากการคืนซากอุปกรณ์ก๊าซ LPG ให้กระทรวงพลังงานเพื่อนำไปทำลาย ทั้งนี้ ตามมาตรการจูงใจดังกล่าว ปตท. รับภาระค่าใช้จ่ายประมาณ 761.6 ล้านบาท และกองทุนน้ำมันฯ รับภาระค่าใช้จ่ายประมาณ 88.8 ล้านบาท

7.2 มาตรการจูงใจ เพื่อชะลอความต้องการใช้ที่เพิ่มสูงขึ้น โดยดำเนินการประชาสัมพันธ์เพื่อรณรงค์ให้ประชาชนใช้ก๊าซ LPG อย่างประหยัด ให้ความรู้ความเข้าใจเรื่องระบบราคาก๊าซ LPG ว่าต้องมีการเปลี่ยนแปลงเหมือนระบบราคาน้ำมันซึ่งต้องเป็นไปตามราคาตลาดโลก โดยชี้แจงให้ทราบว่าในปัจจุบันราคา LPG ต่ำกว่าราคาต้นทุนที่แท้จริง ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความคุ้นเคยและยอมรับกับระบบราคา LPG ที่ต้องปรับตัวตามราคาตลาดโลกในอนาคต และถึงแม้ราคาก๊าซ LPG เมื่อได้ปรับตัวสูงขึ้นแล้ว ก็ยังคงมีระดับราคาที่ต่ำกว่าน้ำมัน รวมทั้งประชาสัมพันธ์ให้ผู้ใช้ NGV ในภาคขนส่งทราบถึงความก้าวหน้าของเครือข่ายการให้บริการก๊าซ NGV นอกจากนี้ ยังมีการประชาสัมพันธ์เพื่อส่งเสริมและจูงใจกลุ่มรถแท็กซี่ให้ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์มาใช้ก๊าซ NGV ภายในเดือนเมษายน 2552 ซึ่งราคาก๊าซ NGV ต่ำกว่าราคาก๊าซ LPG เพื่อเป็นอีกทางเลือกหนึ่งด้วย รวมทั้งรณรงค์ให้ภาคอุตสาหกรรมใช้ก๊าซ LPG อย่างมีประสิทธิภาพเพื่อลดต้นทุนในการผลิต

7.3 แนวทางการแก้ไขปัญหาขีดความสามารถในการนำเข้า ขนส่ง และ กระจายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคจำกัดไม่พอกับความต้องการที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากต้องพึ่งพา ปตท. แต่เพียงผู้เดียว จำเป็นต้องเพิ่มขีดความสามารถในการรองรับก๊าซ LPG ของคลังนำเข้าและขยายขีดความสามารถของการขนส่งและการกระจายก๊าซ LPG ของคลังภูมิภาค รวมทั้ง ปรับเพิ่มอัตราการสำรองตามกฎหมายของก๊าซ LPG ในปัจจุบันที่ระดับร้อยละ 0.5 ของปริมาณการค้า ให้สูงขึ้นในอัตราเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบันที่ประเทศได้มีการนำเข้ามาจากต่างประเทศแล้ว

7.4 แนวทางการแก้ไขปัญหาจากการกำหนดราคาก๊าซ LPG เป็น 2 ราคา

7.4.1 กำหนดวิธีการคำนวณปริมาณจำหน่ายก๊าซ LPG ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ เป็น 2 ระยะ เพื่อแก้ไขปัญหาการส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ไม่ครบถ้วน ดังนี้ 1) ช่วง 6 เดือนแรก คำนวณปริมาณก๊าซ LPG ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ โดยใช้ปริมาณจำหน่ายก๊าซ LPG ในปี 2550 เฉลี่ยรายเดือน 2) ช่วงหลังจาก 6 เดือนไปแล้ว กำหนดให้โรงบรรจุก๊าซทุกแห่งติดตั้งมิเตอร์เพื่อตรวจสอบปริมาณก๊าซ LPG ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ทั้งนี้ อาจกำหนดให้เติมสาร Marker ในก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนด้วยก็ได้

7.4.2 กำหนดให้ติดตั้งมิเตอร์ที่โรงบรรจุก๊าซทุกแห่งและเปรียบเทียบปริมาณก๊าซ LPG ที่บรรจุลงในถังก๊าซ LPG กับปริมาณที่โรงบรรจุรับก๊าซ LPG จากผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 เพื่อแก้ไขปัญหาการลักลอบนำก๊าซ LPG จากโรงบรรจุก๊าซไปจำหน่ายในสถานีบริการหรือโรงงานอุตสาหกรรม ทั้งนี้ หากพบว่ามีความแตกต่างจะใช้ปริมาณที่ต่ำกว่าหรือส่อให้เห็นเจตนาทุจริต จะต้องดำเนินคดีตามความผิดฐานฝ่าฝืนคำสั่งนายกรัฐมนตรีมีโทษจำคุกไม่เกิน 10 ปี ปรับไม่เกิน 100,000 บาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

7.4.3 การแก้ไขปัญหาการนำถังก๊าซ LPG ในครัวเรือน ไปใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ยานพาหนะและการถ่ายเทก๊าซ LPG จากถังก๊าซ LPG จำเป็นต้อง 1) ออกกฎหมายควบคุมการใช้ถังก๊าซ LPG ในโรงงานอุตสาหกรรม โดยใช้พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. 2535 2) ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนทราบถึงอันตรายที่จะเกิดขึ้นจากการใช้ถังก๊าซ LPG ผิดประเภทและการถ่ายเทก๊าซ 3) ใช้กำลังเจ้าหน้าที่ตำรวจ

ตรวจสอบ จับกุม และดำเนินคดีโดยเคร่งครัด ตามความผิดฐานฝ่าฝืนคำสั่งนายกรัฐมนตรี

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ดังนี้
    - 1.1 แนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ในส่วนของมาตรการราคา
        - 1.1.1 เห็นชอบให้ยกเลิกหลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น โดยวิธีการกำหนดเพดานให้ประกอบด้วยต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 60 บวกราคาส่งออกก๊าซ LPG ร้อยละ 40 และกำหนดราคาฐานตามต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550
        - 1.1.2 เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ในส่วนของมาตรการราคา ดังนี้
            - 1) หลักการการจัดสรรปริมาณก๊าซ LPG ที่ผลิตได้ในประเทศ ให้กับปริมาณความต้องการในภาคครัวเรือนและปิโตรเคมีเป็นลำดับแรก ส่วนปริมาณการผลิตก๊าซ LPG ที่เหลือจากการจัดสรรข้างต้นจะถูกนำไปจัดสรรให้กับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมเป็นลำดับต่อไป ทั้งนี้ หากปริมาณการผลิตก๊าซ LPG ที่เหลือจากการจัดสรรในลำดับแรกไม่เพียงพอกับปริมาณความต้องการใช้ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม ให้มีการนำเข้าก๊าซ LPG จากต่างประเทศมารองรับในส่วนที่ขาด
            - 2) หลักการการกำหนดส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรม เท่ากับ 6 บาท/กิโลกรัม หรือ 3.24 บาท/ลิตร โดยให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาทบทวนการคำนวณตามหลักการการกำหนดส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมให้เหมาะสมกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป
            - 3) แนวทางการเพิ่มส่วนต่างราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมโดยวิธีการปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับก๊าซ LPG ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม เพิ่มขึ้นเดือนละ 2 บาท/กิโลกรัม (1.08 บาท/ลิตร) เป็นเวลา 3 เดือนโดยเดือนแรกเพิ่มขึ้น 2 บาท/กิโลกรัม เดือนที่สองเพิ่มขึ้นเป็น 4 บาท/กิโลกรัม และเดือนที่สามเพิ่มขึ้นเป็น 6 บาท/กิโลกรัม และตั้งแต่เดือนที่สี่เป็นต้นไป ให้ใช้อัตราที่เพิ่มขึ้นเป็น 6 บาท/กิโลกรัม โดยทยอยปรับเพิ่มส่วนต่างระหว่างราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและอุตสาหกรรมให้เท่ากับ 6 บาท/กิโลกรัม (3.24

บาท/ลิตร) โดยมอบหมายให้ กบง. รับไปดำเนินการพิจารณาในรายละเอียดต่อไป

- 1.1.3 เมื่อการดำเนินการตามแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ในส่วนของมาตรการราคาโดยเฉพาะการชำระหนี้จากการชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG ได้หมดแล้ว มอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ ทบทวนและนำเสนอ กพช. พิจารณาหลักการในการคำนวณราคาก๊าซ LPG ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรมให้เหมาะสมกับสถานการณ์ในขณะนั้นต่อไป
- 1.1.4 เห็นชอบมาตรการจูงใจให้กลุ่มรถแท็กซี่ที่ใช้ก๊าซ LPG เปลี่ยนมาใช้ก๊าซ NGV จำนวนไม่เกิน 20,000 คัน ให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาประมาณ 4 เดือน ดังนี้ 1) จัดสรรจำนวนรถแท็กซี่ที่มีความประสงค์จะเปลี่ยนมาใช้ก๊าซ NGV ประมาณ 5,000 คัน/เดือน แยกเป็น รถแท็กซี่ใหม่จำนวน 800 คัน/เดือน และ รถแท็กซี่เก่าจำนวน 4,200 คัน/เดือน 2) สำหรับรถแท็กซี่ใหม่ทาง ปตท. จะเป็นผู้ออกค่าถังก๊าซ NGV จำนวน 28,000 บาท/คัน และกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยกระทรวงพลังงานจะเป็นผู้ออกค่าติดตั้งจำนวน 12,000 บาท/คัน 3) สำหรับรถแท็กซี่เก่าที่ติดตั้งก๊าซ LPG ทาง ปตท. จะเป็นผู้ออกค่าติดตั้งและค่าถังก๊าซ NGV จำนวน 40,000 บาท/คัน และกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงโดยกระทรวงพลังงานจะเป็นผู้ออกค่าชดเชยอุปกรณ์ LPG เก่า จำนวน 3,000 บาท/คัน จากการที่รถแท็กซี่เก่าต้องคืนซากอุปกรณ์ก๊าซ LPG ให้กับกระทรวงพลังงานเพื่อนำไปทำลายซากต่อไป

- 1.2 แนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ในส่วนของมาตรการจูงใจ โดยประชาสัมพันธ์เพื่อรณรงค์ให้ประชาชนทั้งในภาคครัวเรือน ขนส่งและอุตสาหกรรมใช้ก๊าซ LPG อย่างประหยัดและให้ประชาชนเข้าใจถึงระบบการกำหนดราคาก๊าซ LPG รวมทั้งรณรงค์ในประเด็นราคาขายปลีกที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเป็นราคาที่ต่ำกว่าราคาตามตลาดโลก ประชาสัมพันธ์เพื่อส่งเสริมและจูงใจให้กลุ่มรถแท็กซี่ที่มีการใช้ LPG ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์มาใช้ก๊าซ NGV ให้ได้ภายในเดือนเมษายน 2552 บริหารและจัดการ รวมทั้งประชาสัมพันธ์ให้ทราบถึงความก้าวหน้าการขยายระบบเครือข่ายการให้บริการ NGV อย่างทั่วถึง ความสะดวกสบายของรถที่ใช้ NGV ที่เพิ่มขึ้นเป็นลำดับ
- 1.3 เพิ่มขีดความสามารถในการรองรับก๊าซ LPG ของคลังนำเข้าและขยายขีดความสามารถของการขนส่งและการกระจายก๊าซ LPG ของคลังภูมิภาค รวมทั้ง ปรับเพิ่มอัตราการสำรองตามกฎหมายของก๊าซ LPG จากในปัจจุบัน ที่ระดับร้อยละ 0.5 ของปริมาณการค้า ให้สูงขึ้นในอัตราที่เหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบันที่ประเทศได้มีการนำเข้ามาจากต่างประเทศแล้ว ตามแนวทางการแก้ไขปัญหาขีดความสามารถในการนำเข้า ขนส่ง และกระจายก๊าซ LPG ให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ในประเทศ

- 1.4 แนวทางการแก้ไขปัญหาจากการกำหนดราคาก๊าซ LPG เป็น 2 ราคา ดังนี้
  - 1.4.1 กำหนดวิธีการคำนวณปริมาณจำหน่ายก๊าซ LPG ที่ได้รับการยกเว้นการส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ เป็น 2 ระยะ ดังนี้ 1) ช่วง 6 เดือนแรก ใช้ปริมาณจำหน่ายก๊าซ LPG ในปี 2550 เฉลี่ยรายเดือน คำนวณปริมาณก๊าซ LPG ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ 2) ช่วงหลังจาก 6 เดือนไปแล้ว กำหนดให้โรงบรรจุก๊าซทุกแห่งติดตั้งมิเตอร์เพื่อตรวจสอบปริมาณก๊าซ LPG ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ทั้งนี้ อาจกำหนดให้เติมสาร Marker ในก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนด้วยได้
  - 1.4.2 กำหนดให้ติดตั้งมิเตอร์ที่โรงบรรจุก๊าซทุกแห่งและเปรียบเทียบปริมาณก๊าซ LPG ที่บรรจุลงในถังก๊าซ LPG กับปริมาณที่โรงบรรจุรับก๊าซ LPG จากผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 เพื่อแก้ไขปัญหาการลักลอบนำก๊าซ LPG จากโรงบรรจุก๊าซไปจำหน่ายในสถานีบริการหรือโรงงานอุตสาหกรรม และใช้บทลงโทษผู้กระทำความผิดฐานฝ่าฝืนคำสั่งนายกรัฐมนตรีมีโทษจำคุกไม่เกิน 10 ปี ปรับไม่เกิน 100,000 บาท หรือทั้งจำทั้งปรับ
  - 1.4.3 การแก้ไขปัญหาการนำถังก๊าซ LPG ในครัวเรือน ไปใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ยานพาหนะและการถ่ายเทก๊าซ LPG จากถังก๊าซ LPG ดังนี้ 1) ออกกฎหมายควบคุมการใช้ถังก๊าซ LPG ในโรงงานอุตสาหกรรม โดยใช้พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. 2552 2) ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนทราบถึงอันตรายจากการใช้ถังก๊าซ LPG ผิดประเภทและการถ่ายเทก๊าซ 3) ใช้กำลังเจ้าหน้าที่ตำรวจตรวจสอบ จับกุม และดำเนินคดีโดยเคร่งครัดตามความผิดฐานฝ่าฝืนคำสั่งนายกรัฐมนตรี

2. มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมธุรกิจพลังงาน และกรมการค้าภายใน รับผิดชอบในการติดตามและกำกับดูแลค่าการตลาดของก๊าซ LPG ที่ใช้ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม ให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมแก่ผู้บริโภคต่อไปโดยเร็ว แล้วรายงานผลการดำเนินการให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ทราบต่อไป
3. เห็นชอบการแต่งตั้งคณะกรรมการต่างๆ ภายใต้ กพช. จำนวน 5 คณะ ดังนี้ 1) คณะกรรมการป้องกันและตรวจสอบการลักลอบจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลวไปยังประเทศเพื่อนบ้าน 2) คณะกรรมการกำกับดูแลและตรวจสอบการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวผิดประเภทและความปลอดภัย 3) คณะกรรมการติดตามตรวจสอบปริมาณก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง 4) คณะกรรมการดำเนินการประชาสัมพันธ์การปรับเปลี่ยนโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและ 5) คณะกรรมการติดตามความก้าวหน้าการดำเนินการปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ของกลุ่มรถแท็กซี่จากการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาเป็นก๊าซธรรมชาติในรถยนต์
4. มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการให้เกิดผลทางปฏิบัติในระยะเวลาที่กำหนดตามตารางแสดงแผนปฏิบัติงานการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG

เรื่องที่ 3 <u>การจ่ายเงินชดเชยภาษีสรรพสามิตตามนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2551 เห็นชอบ เรื่อง 6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤตเพื่อคนไทยทุกคน เพื่อลดผลกระทบจากสถานการณ์พลังงานและราคาสินค้าให้แก่ประชาชนผู้มีรายได้น้อย ควบคู่ไปกับหลักการประหยัดพลังงานและส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือก ซึ่งหนึ่งใน 6 มาตรการนั้นคือ การลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ตั้งแต่วันที่ 25 กรกฎาคม 2551ถึงวันที่ 31 มกราคม 2552 โดยปรับลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันแก๊สโซฮอลที่มีเอทานอลผสมอยู่ไม่น้อยกว่าร้อยละ 9 จากอัตราภาษี 3.3165 บาทต่อลิตร ลดลงเหลืออัตราภาษี 0.0165 บาทต่อลิตร และลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันดีเซลที่มีปริมาณกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.25 โดยน้ำหนัก จากอัตราภาษี 2.305 บาทต่อลิตร ลดลงเหลืออัตราภาษี 0.0898 บาทต่อลิตร และน้ำมันดีเซลที่มีไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมันผสมไม่น้อยกว่าร้อยละ 4 จากอัตราภาษี 2.1898 บาทต่อลิตร ลดลงเหลืออัตราภาษี 0.0898 บาทต่อลิตร

2. เพื่อป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง และเพื่อหลีกเลี่ยงการขาดทุนในสินค้าคงเหลือเมื่อมีการปรับลดภาษี ได้มีคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 2/2551 ลงวันที่ 22 กรกฎาคม 2551 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 22 กรกฎาคม 2551 เป็นต้นไป เพื่อให้ผู้ค้าน้ำมัน และเจ้าของสถานีบริการได้รับเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

3. กระทรวงพลังงาน ได้มีหนังสือลงวันที่ 13 สิงหาคม 2551 ถึง เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจแห่งชาติ เพื่อรายงานความก้าวหน้าการดำเนินการตามนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤติเพื่อคนไทยทุกคน สรุปได้ดังนี้ จากการตรวจรถน้ำมันคงเหลือเมื่อคืนวันที่ 24 กรกฎาคม 2551 พบว่าน้ำมันคงเหลือในส่วนที่เป็นน้ำมันพื้นฐานรอการผสม คือ น้ำมันเบนซินก่อนการผสมเอทานอล และน้ำมันดีเซลพื้นฐานก่อนการผสมไบโอดีเซล ซึ่งโดยปกติไม่ควรจะมีผลกำไร ขาดทุน จากการปรับอัตราภาษีสรรพสามิต เนื่องจากจำนวนภาษีสรรพสามิตที่จ่ายไปควรจะได้รับกลับคืนมาเท่ากัน แต่ตามมาตรา 101 แห่ง พ.ร.บ. ภาษีสรรพสามิต พ.ศ. 2527 ซึ่งเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2534 ได้วางหลักการให้เป็นกรณีของการลดหย่อนภาษี มิใช่การคืนภาษี ดังนั้น เมื่อมีการลดอัตราภาษีสรรพสามิต หากผู้ค้าน้ำมันที่มีน้ำมันพื้นฐานคงเหลือจะขอลดหย่อนภาษีก็จะได้รับคืนเพียง 0.0165 บาทต่อลิตร 0.005 บาทต่อลิตร และ 0.0898 บาทต่อลิตร สำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ตามลำดับ จากอัตราเดิมที่จ่ายไป 3.3165 บาทต่อลิตร 2.305 บาทต่อลิตร และ 2.1898 บาทต่อลิตรตามลำดับ ส่งผลให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงต้องจ่ายชดเชยผลขาดทุนทั้งหมด แต่ในตอนที่มีกำไรจากการปรับขึ้นภาษี กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจะเก็บผลกำไรคืนไม่ได้ เนื่องจากกรมสรรพสามิตจะเรียกเก็บ

ภาษีเพิ่มเติมในอัตราใหม่ ผู้ค้าน้ำมันจึงไม่มีกำไรส่วนเกินปกติที่จะให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเรียกเก็บได้ ทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงต้องสูญเสียเงินจากการจ่ายชดเชยน้ำมันพื้นฐานคงเหลือ ประมาณ 2,345.445 ล้านบาท จึงเห็นสมควรขออนุมัติงบกลางจำนวน 2,345.445 ล้านบาท จ่ายคืนให้แก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

4. สศช. ได้มีหนังสือ ลงวันที่ 15 สิงหาคม 2551 แจ้งว่า สศช. ได้นำผลการดำเนินงาน ปัญหาอุปสรรค และข้อเสนอ รายงานให้คณะกรรมการติดตามภาวะเศรษฐกิจ การเงิน การคลัง โดยที่ประชุมเห็นควรให้กระทรวงพลังงานเสนอเรื่อง ขออนุมัติงบกลางจำนวน 2,345.445 ล้านบาท เพื่อจ่ายคืนให้แก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง พร้อมทั้งให้ความเห็นเพิ่มเติม ดังนี้ (1) การพิจารณาชดเชยอาจกระทำภายหลังเมื่อมาตรการสิ้นสุดระยะเวลาดำเนินการแล้ว โดยให้กระทรวงพลังงาน กรมสรรพสามิต และสำนักงานเศรษฐกิจการคลัง พิจารณารายละเอียดร่วมกัน (2) ในภาวะที่ราคาน้ำมันมีแนวโน้มลดลง กระทรวงพลังงานควรพิจารณาเรียกเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ เพิ่มเติม เพื่อรักษาเสถียรภาพราคาไม่ให้มีความผันผวนมากเกินไป

5. ต่อมา สศช. ได้มีหนังสือลงวันที่ 19 กันยายน 2551 แจ้งให้กระทรวงพลังงานพิจารณาทางเลือกในการดำเนินมาตรการในช่วงราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลง ดังนี้ (1) ปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มเติม สำหรับการชดเชยหนี้กองทุนน้ำมันฯ ในอัตรา 1-2 บาทต่อลิตร และใช้เป็นเงินทุนสำหรับการรักษาระดับราคาน้ำมันในประเทศในระยะต่อไป และ (2) ปรับเพิ่มอัตราภาษีสรรพสามิต ให้เท่ากับอัตราเดิมก่อนที่จะปรับลดตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2551

6. สนพ. ได้มีประกาศสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เรื่อง ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงและอัตราเงินชดเชย ลงวันที่ 1 กันยายน 2551 โดยได้กำหนดราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงในเขตกรุงเทพมหานคร และปริมณฑล ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงที่ลดลงทั่วประเทศ และอัตราเงินชดเชย ณ วันที่ 25 กรกฎาคม 2551

7. เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาในการแจ้งให้ผู้ประกอบการขอรับเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 22 ตุลาคม 2551) กรมธุรกิจพลังงานได้สรุปประมาณการจ่ายเงินชดเชยและเงินเก็บเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับมาตรการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ดังนี้ (1) น้ำมันสำเร็จรูป จ่ายเงินชดเชย 818.316 ล้านบาท (2) น้ำมันพื้นฐาน จ่ายเงินชดเชย 2,398.741ล้านบาท ซึ่งจะไม่สามารถเรียกเก็บเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเมื่อมีการปรับเพิ่มภาษีสรรพสามิต ทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง มีผลขาดทุน ประมาณ 2,398.741 ล้านบาท

8. ต่อมาเมื่อวันที่ 29 ตุลาคม 2551 กระทรวงพลังงาน ได้จัดการประชุมหารือร่วมกับสำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กรมสรรพสามิต สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ สำนักงบประมาณ สศช. กรมธุรกิจพลังงาน และ สนพ. เพื่อพิจารณาในหลักการการขอเบิกงบกลาง เพื่อจ่ายคืนให้แก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อสิ้นสุดเวลาดำเนินการตามนโยบายดังกล่าว และที่ประชุมมีมติให้นำเสนอ ครม. เพื่อขออนุมัติในหลักการขอเงินจากงบกลางของงบประมาณประจำปี 2552 ที่เหลือจ่าย มาชดเชยเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ที่ได้จ่ายชดเชยภาษีสรรพสามิตในส่วนของน้ำมันพื้นฐาน เมื่อสิ้นสุดนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน และหากงบกลางของปีงบประมาณประจำปี

2552 ไม่มีเงินเพียงพอที่จะชดเชยเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ให้กระทรวงพลังงานตั้งงบประมาณประจำปี 2553 เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการชดเชยเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงดังกล่าว

ทั้งนี้ การพิจารณาชดเชยเงินให้แก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเมื่อสิ้นสุดเวลาดำเนินการตามนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน มอบหมายให้ กระทรวงพลังงาน สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กรมสรรพสามิต และสำนักงบประมาณ ร่วมกันพิจารณาวงเงินชดเชยที่เกิดขึ้นจริงต่อไป

มติของที่ประชุม

1. อนุมัติในหลักการให้กระทรวงการคลังตั้งงบประมาณประจำปี 2553 เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการชดเชยเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่ได้จ่ายชดเชยภาษีสรรพสามิตในส่วนของน้ำมันพื้นฐานเมื่อสิ้นสุดนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน
2. เห็นชอบให้แต่งตั้งคณะทำงานพิจารณาชดเชยเงินให้แก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเมื่อสิ้นสุดเวลาดำเนินการตามนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน ซึ่งประกอบด้วยผู้แทนจากกระทรวงพลังงาน สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กรมสรรพสามิต และ สำนักงบประมาณ เพื่อพิจารณาวงเงินการชดเชยที่เกิดขึ้นจริง

เรื่องที่ 4 แนวทางการกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่ง

สรุปสาระสำคัญ

1. กพช. เมื่อวันที่ 28 ก.ย. 50 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการบริหารกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ภายหลังจากการใช้หนี้ที่เกิดจากการตรึงราคาน้ำมันฯจนหมด โดยให้โอนอัตราเงินกองทุนน้ำมันฯ ให้กับกองทุนอนุรักษ์ฯ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายตามแผนงานปกติในระดับ 0.18 บาท/ลิตร ค่าใช้จ่ายสนับสนุนโครงการพัฒนาระบบขนส่ง 0.50 บาท/ลิตร และเพื่อลดราคาขายปลีกน้ำมันฯ 0.50 บาท/ลิตร และเมื่อกองทุนน้ำมันฯ ได้สะสมเงินไว้สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในภาวะฉุกเฉินและเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะขาดแคลนน้ำมันฯ ได้เพียงพอในระดับหนึ่งแล้ว ประมาณ 10,000 ล้านบาท ก็ให้เพิ่มอัตราเงินกองทุนน้ำมันฯ ที่โอนไปยังกองทุนอนุรักษ์ฯสำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่งอีก 0.20 บาท/ลิตร

2. กพช. เมื่อวันที่ 16 พ.ย. 50 ได้มีมติ (1) ให้เพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซลจาก 0.07 บาท/ลิตร เป็น 0.25 บาท/ลิตร สำหรับแผนงานปกติ และประกาศลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซลลดลง 0.18 บาท/ลิตร ตั้งแต่วันที่ 17 ธ.ค. 50 (2) ให้เพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ อีก 0.50 บาท/ลิตร สำหรับน้ำมันเบนซินและดีเซลจาก 0.25 บาท/ลิตร เป็น 0.75 บาท/ลิตร สำหรับโครงการพัฒนาระบบการขนส่ง เมื่อหนี้สินสุทธิของกองทุนน้ำมันฯ ลดลงเป็นศูนย์แล้ว และให้เพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ อีก 0.20 บาท/ลิตร จาก 0.75 บาท/ลิตร เป็น 0.95 บาท/ลิตร ตั้งแต่วันที่ 1 ต.ค. 51

โดยให้มีการประกาศลดการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ ในอัตราเท่ากันและในวันเดียวกัน

3. กพช. เมื่อวันที่ 13 ธ.ค. 50 ได้มีมติ (1) ให้ปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ ของน้ำมันเบนซิน แก๊สโซฮอล ดีเซล และดีเซลหมุนเร็วบี 5 เป็น 0.75 บาท/ลิตร 0.25 บาท/ลิตร 0.75 บาท/ลิตร และ 0.25 บาท/ลิตร ตามลำดับ โดยให้มีผลบังคับใช้ในวันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป (2) ให้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ ของน้ำมันเบนซิน แก๊สโซฮอล ดีเซล และดีเซลหมุนเร็วบี 5 เพิ่มขึ้นอีก 0.20 บาท/ลิตร เป็น 0.95 บาท/ลิตร 0.45บาท/ลิตร 0.95 บาท/ลิตร และ 0.45 บาท/ลิตร ตามลำดับ เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ต.ค. 51 เป็นต้นไป

4. กพช. เมื่อวันที่ 12 มี.ค. 51 ได้มีมติเห็นชอบการปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ ของน้ำมันดีเซลในส่วนที่เก็บไว้สำหรับโครงการระบบขนส่งลง 0.50 บาท/ลิตร เป็นการชั่วคราวจนถึงประมาณสิ้นเดือน ก.ค. 51 โดยมอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯพิจารณาทบทวนการเก็บเงินเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯของน้ำมันดีเซล แล้วนำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาอีกครั้งหนึ่งต่อไป

5. ครม. เมื่อวันที่ 15 ก.ค. 51 ได้มีมติ เรื่อง 6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤตเพื่อคนไทยทุกคน เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนในค่าครองชีพจากปัญหาน้ำมันแพง โดยลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งมีผลทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันฯลดลง เป็นระยะเวลา 6 เดือน นับตั้งแต่วันที่ 25 ก.ค. 51 ถึงวันที่ 31 ม.ค. 52 ดังนี้ ภาษีสรรพสามิตน้ำมันแก๊สโซฮอลลดลง 3.30 บาท/ลิตร ดีเซลหมุนเร็วลดลง 2.30 บาท/ลิตร และดีเซลหมุนเร็วบี 5 ลดลง 2.10 บาท/ลิตร

6. ฝ่ายเลขานุการฯ พิจารณาแล้วเห็นว่าการดำเนินการให้เป็นไปตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 12 มี.ค. 51 และ 13 ธ.ค. 50 นั้น เป็นการปรับขึ้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ อันจะส่งผลทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย ซึ่งไม่สอดคล้องกับ มติ ครม. เมื่อวันที่ 15 ก.ค. 51 รวมทั้งฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 30 ก.ย. 51 มีเงินสุทธิประมาณ 1,562 ล้านบาท ซึ่งยังอยู่ในระดับที่ไม่ถึง 10,000 ล้านบาท ที่จะทำให้กองทุนน้ำมันฯมีสภาพคล่องเพียงพอสำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในภาวะฉุกเฉินและเพื่อเป็นการแก้ไขและป้องกันภาวะขาดแคลนน้ำมันฯ ดังนั้นฝ่ายเลขานุการฯจึงยังไม่ได้ดำเนินการปรับขึ้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ

7. จากสถานการณ์ราคาน้ำมันที่มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับนโยบายเร่งรัดโครงการลงทุนขนาดใหญ่ในระบบขนส่ง ฝ่ายเลขานุการฯพิจารณาแล้วจึงเห็นควรนำเสนอปรับขึ้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ สำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่งของน้ำมันดีเซล จาก 0.00 บาท/ลิตร เป็น 0.50 บาท/ลิตร ส่วนอัตราเงินเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯของน้ำมันเบนซิน 95 เบนซิน 91 ยังคงเก็บในอัตราเดิม คือ 0.50 บาท/ลิตร

8. ฐานะกองทุนอนุรักษ์ฯ ณ วันที่ 24 ต.ค. 51 อยู่ที่ 7,884 ล้านบาท แยกเป็นเงินที่ใช้ตามแผนงานปกติ 5,057 ล้านบาท และโครงการพัฒนาระบบขนส่ง 2,827 ล้านบาท การปรับขึ้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ สำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่ง

ดังกล่าวข้างต้น จะทำให้มีรายรับเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯสำหรับโครงการระบบขนส่งเพิ่มขึ้นอีก 483 ล้านบาท/เดือน จาก 131 ล้านบาท/เดือน เป็น 614 ล้านบาท/เดือน

9. ฝ่ายเลขานุการฯ เสนอประเด็นเพื่อพิจารณา (1) ขอความเห็นชอบชะลอการปรับขึ้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ ของน้ำมันเบนซิน แก๊สโซฮอล ดีเซล และดีเซลหมุนเร็วบี 5 เพิ่มขึ้นอีก 0.20 บาท/ลิตร ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ต.ค. 2551 ออกไปจนกระทั่งกองทุนน้ำมันฯได้สะสมเงินไว้สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในภาวะฉุกเฉินและเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะขาดแคลนน้ำมันฯได้เพียงพอในระดับหนึ่งประมาณ 10,000 ล้านบาท แล้วให้ฝ่ายเลขานุการฯนำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง (2) ขอความเห็นชอบปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ สำหรับโครงการพัฒนาระบบขนส่งของน้ำมันเบนซิน 95 เบนซิน 91 และดีเซลหมุนเร็ว B2 อัตรา 0.50 บาท/ลิตร โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ชะลอการปรับขึ้นอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของน้ำมันเบนซิน แก๊สโซฮอล ดีเซล และดีเซลหมุนเร็ว B5 เพิ่มขึ้นอีก 0.20 บาท/ลิตร โดยเริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2551 เป็นต้นไป ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2550 จนถึงเมื่อกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้สะสมเงินไว้สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในภาวะฉุกเฉินและเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันได้เพียงพอในระดับหนึ่งประมาณ 10,000 ล้านบาท แล้วให้ฝ่ายเลขานุการฯ นำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง
2. เห็นชอบให้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับโครงการการพัฒนาระบบขนส่งของน้ำมันเบนซิน 95 น้ำมันเบนซิน 91 และดีเซล อัตรา 0.50 บาท/ลิตร

อัตราเงินส่งเข้ากองทุนอนุรักษ์ฯ
หน่วย : บาท/ลิตร

ชนิดน้ำมัน	อัตราปัจจุบัน			อัตราใหม่		
	แผนงานปกติ	ขนส่ง	รวม	แผนงานปกติ	ขนส่ง	รวม
เบนซิน 95	0.25	0.50	0.75	0.25	0.50	0.75
เบนซิน 91	0.25	0.50	0.75	0.25	0.50	0.75
แก๊สโซฮอล 95 E10	0.25	-	0.25	0.25	-	0.25
แก๊สโซฮอล 91	0.25	-	0.25	0.25	-	0.25
แก๊สโซฮอล 95 E20	0.25	-	0.25	0.25	-	0.25
ดีเซล	0.25	-	0.25	0.25	0.50	0.75
ดีเซลหมุนเร็ว B5	0.25	-	0.25	0.25	-	0.25

ทั้งนี้ มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานรับไปดำเนินการต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>การยกเลิกสิทธิพิเศษในการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2539 เห็นชอบตามมาตรการที่คณะกรรมการป้องกันและปราบปรามการทุจริตแห่งชาติ (ป.ป.ป.) เสนอสำหรับหน่วยงานของรัฐ ในการจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไป ต้องสั่งซื้อโดยตรงจาก ปตท. หรือองค์กรที่ได้รับสิทธิพิเศษตามมติคณะรัฐมนตรี และเมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2542 คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติตามมติคณะกรรมการพิจารณาสิทธิพิเศษของหน่วยงานและรัฐวิสาหกิจที่กำหนดให้การจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงจำนวนตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไป ต้องจัดซื้อจาก ปตท. โดยตรงโดยวิธีกรณีพิเศษ

2. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2544 เห็นชอบแนวทางการแปรรูป ปตท. โดยให้ ปตท. คงสิทธิพิเศษในการขายน้ำมันกับหน่วยงานราชการและรัฐวิสาหกิจต่อไป ยกเว้นกรณีของ กฟผ. ที่ยังให้คงสัดส่วนการซื้อจาก ปตท. และการซื้อโดยวิธีประกวดราคาในสัดส่วน 80 ต่อ 20 ต่อไป ทั้งนี้ สิทธิพิเศษดังกล่าวจะสิ้นสุดลงเมื่อ ปตท. หมดสภาพจากการเป็นรัฐวิสาหกิจ

3. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2545 เห็นชอบให้บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ได้รับสิทธิพิเศษเกี่ยวกับการจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงของส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจ เช่นเดียวกับที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้รับเนื่องจากมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจในรูปบริษัทเช่นเดียวกัน โดยกำหนดให้ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ และหน่วยงานอื่นของรัฐ ถือปฏิบัติในการจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิง สรุปได้ดังนี้

3.1 การจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงจำนวนไม่ถึง 10,000 ลิตร ต้องปฏิบัติตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยการพัสดุ หรือว่าด้วยระเบียบว่าด้วยการพัสดุของหน่วยงานนั้นๆ ซึ่งจะดำเนินการโดยวิธีใดขึ้นอยู่กับวงเงินในการจัดซื้อในแต่ละกรณี

3.2 การจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงของส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจ จำนวนตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไป ต้องจัดซื้อจาก บมจ. ปตท. หรือ บริษัทบางจากฯ หรือคลังน้ำมัน หรือสถานีจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงของ บมจ. ปตท. หรือบริษัทบางจากฯ โดยตรง โดยวิธีกรณีพิเศษ ยกเว้นการจัดซื้อน้ำมันเตาของ กฟผ. ตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไป ให้จัดซื้อจาก บมจ. ปตท. ร้อยละ 80 ส่วนที่เหลือร้อยละ 20 ให้จัดซื้อตามข้อบังคับของ กฟผ. ว่าด้วยการพัสดุ

4. สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรีได้ขอให้คณะกรรมการพิจารณาสิทธิพิเศษของหน่วยงานรัฐและวิสาหกิจตรวจสอบมติคณะรัฐมนตรีที่มีความซ้ำซ้อน ล้าสมัย ไม่จำเป็นและขัดกฎหมาย หรือไม่สอดคล้องกับบทบัญญัติของรัฐธรรมนูญ ตลอดจนพระราชกฤษฎีกาว่าด้วยหลักเกณฑ์และวิธีการบริหารกิจการบ้านเมืองที่ดี พ.ศ. 2546 ว่าสมควรยกเลิกหรือปรับปรุงมติคณะรัฐมนตรีดังกล่าวอย่างไร หรือไม่ เพราะเหตุใด

5. ฝ่ายเลขานุการฯ พิจารณาแล้วมีความเห็นและข้อเสนอ ดังนี้

5.1 ปัจจุบันบริษัท บางจากฯ ได้พ้นจากสภาพการเป็นรัฐวิสาหกิจแล้ว คงเหลือแต่เพียง บมจ. ปตท. ที่รัฐยังคงเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ที่มีสัดส่วนการถือหุ้นอยู่มากกว่าร้อยละ 50 ซึ่งยังถือว่าคงมีสภาพการเป็นรัฐวิสาหกิจอยู่ตามพระราชบัญญัติวิธีการงบประมาณ พ.ศ. 2502 ดังนั้น จึงเห็นควรให้คงสิทธิพิเศษประเภทบังคับสำหรับ ปตท. ต่อไป เพื่อให้เป็นไปตามมติที่ประชุมระหว่างกรมบัญชีกลาง กระทรวงพลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ เมื่อวันที่ 15 กันยายน 2546 ที่เห็นว่าสมควรให้คงสิทธิพิเศษประเภทบังคับต่อไปจนกว่า บมจ. ปตท. จะพ้นสภาพการเป็นรัฐวิสาหกิจ หรือจนกว่ารัฐบาลมีนโยบายเป็นอย่างอื่นตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติต่อไป ทั้งนี้ ขึ้นอยู่ว่ากรณีใดจะถึงกำหนดก่อน

5.2 เห็นสมควรให้มีการทบทวนยกเลิก แก้ไข หรือปรับปรุง มติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2545 เรื่อง การจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงของส่วนราชการต่างๆ ที่ได้เห็นชอบตามมติของคณะกรรมการพิจารณาสิทธิพิเศษของหน่วยงานและรัฐวิสาหกิจที่ให้บริษัท บางจากฯ ได้รับสิทธิพิเศษเกี่ยวกับเรื่อง การจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียมของส่วนราชการ และรัฐวิสาหกิจ เช่นเดียวกับที่ บมจ. ปตท. ได้รับ ให้คงเหลือเพียง บมจ. ปตท. เพียงรายเดียวที่ได้รับสิทธิพิเศษตามเหตุผลข้อ 5.1

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้คงสิทธิพิเศษเกี่ยวกับเรื่องการจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจที่มีการจัดซื้อตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไป และการจัดซื้อน้ำมันเตาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสำหรับ บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) ต่อไป จนกว่าจะพ้นสภาพการเป็นรัฐวิสาหกิจ หรือจนกว่ารัฐบาลมีนโยบายเป็นอย่างอื่นตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจะมีมติต่อไป ทั้งนี้ ขึ้นอยู่ว่ากรณีใดจะถึงกำหนดก่อน
2. เห็นชอบให้ยกเลิกสิทธิพิเศษเกี่ยวกับเรื่องการจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจที่มีการจัดซื้อตั้งแต่ 10,000 ลิตรขึ้นไป และการจัดซื้อน้ำมันเตาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ให้บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) เนื่องจากบริษัท บางจากฯ ได้พ้นจากสภาพการเป็นรัฐวิสาหกิจแล้ว

เรื่องที่ 6 <u>โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ที่ Tariff MOU หมดอายุ หรือขอยกเลิก Tariff MOU</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อส่งเสริม และให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยจำนวนประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 ต่อมาคณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ และเป็น 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 เมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 และวันที่ 30 ตุลาคม 2550 ตามลำดับ ปัจจุบัน มี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของ กฟผ. แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (187 เมกะวัตต์) และโครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) ส่วนอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) และโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 มีนาคม 2554 และมีนาคม 2555 ตามลำดับ

2. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการน้ำงึม 3 น้ำเทิน 1 น้ำเงี้ยบ หงสาลิกไนต์ และน้ำอู ภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (คณะอนุกรรมการประสานฯ) ซึ่งมีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานอนุกรรมการฯ จนได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และได้มี การจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจ (MOU) ของโครงการดังกล่าวในรูปแบบเดียวกับโครงการที่ได้มีการลงนามแล้ว รวมทั้ง ได้มีการลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า(Tariff MOU)กับผู้ลงทุน สปป.ลาว รวม 5 โครงการ ปัจจุบันมี 2 โครงการที่ Tariff MOU หมดอายุแล้ว คือ โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำงึม 3 ส่วนอีก 3 โครงการ ได้แก่ โครงการน้ำเงี้ยบ น้ำอู และหงสาลิกไนต์ ซึ่ง Tariff MOU ยังไม่หมดอายุ แต่ผู้ลงทุน สปป.ลาวได้มีหนังสือขอยกเลิก Tariff MOU และขอเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ โดยให้เหตุผลว่าต้นทุนค่าก่อสร้างโครงการเพิ่มสูงขึ้น

3. เมื่อวันที่ 8 กันยายน 2551 คณะอนุกรรมการประสานฯ ได้พิจารณาแนวทางดำเนินการสำหรับโครงการใน สปป. ลาว ที่ Tariff MOU หมดอายุ หรือขอยกเลิก Tariff MOU แล้วมีมติเห็นชอบให้คณะอนุกรรมการประสานฯ นำเรื่องเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาให้ความเห็นชอบ ดังนี้

3.1 เห็นชอบการยกเลิก Tariff MOU ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำจาก สปป. ลาว จำนวน 3 โครงการ คือ โครงการหงสาลิกไนต์ โครงการน้ำเงี้ยบ และโครงการน้ำอู

3.2 มอบหมายให้คณะอนุกรรมการประสานฯ พิจารณาข้อเสนอขายไฟฟ้าจากผู้พัฒนาโครงการที่ สปป. ลาว เสนอมา

4. สำหรับโครงการที่ Tariff MOU หมดอายุแล้ว มี 2 โครงการ คือ โครงการน้ำเทิน 1 และน้ำงึม 3 ซึ่ง กฟผ. ได้มีการลงนาม Tariff MOU เมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2549 และ MOU ได้หมดอายุในวันที่ 17 มิถุนายน 2551 สรุปรายละเอียดของโครงการได้ดังนี้

4.1 โครงการน้ำงึม 3 : กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ ประกอบด้วย GMS Lao (27%), Marubeni (25%), บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง (25%) และรัฐบาล สปป. ลาว (23%) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 440 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 2,212 ล้านหน่วยต่อปี โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เดือนมกราคม 2556

4.2 โครงการน้ำเทิน 1: กลุ่มผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย Gamuda Berhad (40%), บมจ. ผลิตไฟฟ้า (40%) และรัฐบาล สปป. ลาว (20%) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 523 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 1,996 ล้านหน่วยต่อปี โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เดือนมกราคม 2556

ทั้งนี้ ทั้งสองโครงการมีแผนที่จะก่อสร้างระบบส่งมาเชื่อมกันที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงนาบงใน สปป. ลาว และส่งขายพลังงานไฟฟ้าให้ไทย ณ ชายแดนจังหวัดหนองคาย และเชื่อมกับระบบของ กฟผ. ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3

5. ส่วนโครงการที่ Tariff MOU ยังไม่หมดอายุ แต่ขอยกเลิก Tariff MOU มี 3 โครงการ สรุปรายละเอียดของโครงการได้ ดังนี้

5.1 โครงการหงสาลิกไนต์ : กลุ่มผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย บริษัท บ้านปู เพาเวอร์ จำกัด (40%), ราชบุรี (40%) และรัฐบาล สปป. ลาว (20%) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1,653 เมกะวัตต์ ส่งขายให้ไทย ที่ชายแดน 1,473 เมกะวัตต์ และขายให้ สปป. ลาว 175 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 10,443 ล้านหน่วยต่อปี กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เดือนมีนาคม 2556 จุดเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าขนาด 500 กิโลโวลท์ ณ ชายแดนไทย - สปป. ลาว บริเวณจังหวัดน่าน โดย กฟผ.ได้ลงนาม Tariff MOU เมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2550 และ MOU จะหมดอายุในวันที่ 26 มิถุนายน 2552

5.2 โครงการน้ำเงี้ยบ : กลุ่มผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย Kansai Electric Power (45%), EGAT International (30%) และรัฐบาล สปป. ลาว (25%) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 260 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 1,374 ล้านหน่วยต่อปี กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ เดือนมกราคม 2557 โดย กฟผ.ได้ลงนาม Tariff MOU เมื่อวันที่ 13 มิถุนายน 2550 และ MOU จะหมดอายุในวันที่ 12 ธันวาคม 2551

5.3 โครงการน้ำอู : กลุ่มผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย บริษัท Sinohydro Corporation จำกัด นักลงทุนรายอื่น ๆ และรัฐบาล สปป. ลาว ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1,043 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 4,273 ล้านหน่วยต่อปี กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เดือนมกราคม 2558 จุดเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าขนาด 500 กิโลโวลท์ ณ ชายแดนไทย - สปป.ลาว บริเวณจังหวัดน่าน โดย กฟผ.ได้ลงนาม Tariff MOU เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2550 และ MOU จะหมดอายุในวันที่ 25 พฤษภาคม 2552

6. เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2551 รัฐมนตรีกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ของ สปป. ลาว ได้มีหนังสือถึงรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานของไทยเรื่องต้นทุนค่าก่อสร้างของ

โครงการต่างๆ ที่เพิ่มขึ้น โดยขอให้มีการเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าใหม่กับกลุ่มผู้ลงทุนรายเดิมอีกครั้ง ซึ่งมีรายชื่อโครงการและกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ดังนี้

โครงการ	COD เดิม	COD ใหม่
เทิน หินบุนส่วนขยาย	2555	2555 (คงเดิม)
หงสาลิกไนต์	2556	2556 (คงเดิม)
น้ำงึม 2	2556	2556 (คงเดิม)
น้ำเทิน 1	2556	2557
น้ำงึม 3	2556	2557
น้ำเงี้ยบ	2557	2558
น้ำอู	2558	2558 (คงเดิม)

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบการยกเลิก Tariff MOU ของโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ที่หมดอายุจำนวน 2 โครงการ คือ โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำงึม 3 และรับทราบการขอยกเลิก Tariff MOU จำนวน 3 โครงการ จากผู้พัฒนาโครงการ ได้แก่ โครงการหงสาลิกไนต์ โครงการน้ำเงี้ยบ และ โครงการน้ำอู
2. มอบหมายให้คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน พิจารณาความจำเป็นและเหมาะสมในการซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว

เรื่องที่ 7 <u>สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก Tenaga Nasional Berhad (TNB) ฉบับใหม่</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และ TENAGA NASIONAL BERHAD (TNB) ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า HVDC System Interconnection Agreement (SIA 2002) ฉบับวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 อายุสัญญา 25 ปี โดยสองฝ่ายตกลงทำข้อเสนอราคาขายไฟฟ้าล่วงหน้าเดือนต่อเดือน

2. ต่อมา กฟผ. ได้จัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ฉบับวันที่ 6 พฤษภาคม 2547 เพื่อซื้อไฟฟ้าจาก TNB ในลักษณะ Bulk Energy ปริมาณพลังไฟฟ้า 330 MW (HVDC 300 MW + HVAC 30 MW) อายุสัญญา 3 ปี (มิถุนายน 2547 - พฤษภาคม 2550) อัตรารับซื้อไฟฟ้าคิดเป็น Tier ปริมาณ Tier ละ 25 ล้านหน่วย ในราคาลดหลั่นลงตามลำดับ โดยมีเงื่อนไขที่ผู้ขายสามารถเสนอปรับราคาเพิ่มขึ้นได้หากต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้น

3. ในช่วงที่ผ่านมา TNB ได้ขอปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าขึ้น 2 ครั้ง โดยครั้งแรกปรับเพิ่มขึ้น ร้อยละ 14 มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนกันยายน 2548 - ธันวาคม 2549 ครั้งที่สองปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2550 - พฤษภาคม

2550 และได้มีการขยายอายุสัญญาออกไป 2 ครั้ง (โดยใช้ราคาเดิม) ซึ่งอายุสัญญาได้สิ้นสุดเมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2551 ทั้งนี้การปรับราคาครั้งที่ 2 ได้ดำเนินการตามแนวทางที่ได้เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) รับทราบ เมื่อวันที่ มิถุนายน 2550 โดย กพช. มีมติรับทราบตามมติคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน เมื่อวันที่ 25 พฤษภาคม 2550 ในการพิจารณาการขอปรับเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจาก TNB แล้ว โดยมีมติรับทราบ (1) อัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002 ปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 โดยให้มีผลย้อนหลัง ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2550 ถึงสิ้นสุดสัญญาวันที่ 31 พฤษภาคม 2550 และ (2) ขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Bulk Energy ฉบับปัจจุบัน (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2550 ออกไปจนกว่าจะมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 ตามข้อ (1) ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการประสานฯ มีข้อสังเกตที่สำคัญเกี่ยวกับการเปลี่ยนราคาและการขยายอายุสัญญารับซื้อไฟฟ้าจาก TNB ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขในส่วนที่เป็นสาระสำคัญของสัญญา และมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประชาชนผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จึงเห็นควรให้ กฟผ. นำผลการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่เสนอต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนดำเนินการ ลงนามในสัญญาต่อไป

4. คณะอนุกรรมการประสานฯ มีมติเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2551 ดังนี้ (1) เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นจากอัตราเดิม 3.32 RM Sen/kWh เท่ากันทุก Tier ที่ราคาเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.90 ในปีแรกของสัญญา (2) เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002 ฉบับใหม่ และให้ กฟผ. ดำเนินการเพื่อลงนามในสัญญาต่อไป และ (3) เห็นชอบให้นำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก TNB ฉบับใหม่ เสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบในข้อ (1) และ (2) ต่อไป

5. สาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมฉบับใหม่ ยังคงหลักการในสัญญาฉบับเดิมคือ ซื้อขายแบบ Non-Firm (จะซื้อขายกันต่อเมื่อทั้งสองฝ่ายมีความพร้อมซื้อและพร้อมขาย) โดยมีการปรับปรุงเงื่อนไขด้านราคาและทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าเป็นรายปี ทั้งนี้ อัตราค่าไฟฟ้าที่ระบุไว้ในสัญญา หรืออัตราค่าไฟฟ้าที่จะตกลงกันใหม่ต้องมีผลบังคับใช้แล้วอย่างน้อย 1 ปี โดยสรุปสาระสำคัญของร่างสัญญาได้ดังนี้

5.1 สัญญามีอายุ 3 ปีนับจากวันลงนามในสัญญา

5.2 การซื้อขายพลังไฟฟ้ามีปริมาณซื้อขายสูงสุด 330 MW แยกเป็นระบบ HVDC = 300 MW และระบบ HVAC = 30 MW โดยซื้อขายในลักษณะ Non-Firm และปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3.32 RM Sen/kWh เท่ากันทุก Tier โดยมีราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 19.90

5.3 ชำระเป็นเงิน Malaysian Ringgit หรือ US Dollar ภายใน 30 วันหลังรับใบเรียกเก็บเงิน กรณีชำระเงินล่าช้าจะเสียดอกเบี้ย 1 % ต่อเดือน

5.4 Natural Gas Shortfall และ Generation Constraint(s) : กรณีเกิดเหตุขัดข้องในการจ่ายไฟฟ้า TNB จะต้องแจ้ง กฟผ. ล่วงหน้า พร้อมเสนอปริมาณพลังงานไฟฟ้าและราคามาใหม่ โดย กฟผ. มีสิทธิเลือกจะซื้อหรือไม่ซื้อก็ได้

5.5 การทบทวนราคารายปี คู่สัญญาสามารถเสนอขอปรับราคาได้ ภายใต้เงื่อนไขการทบทวนราคารายปี โดยต้องแจ้งล่วงหน้าอย่างน้อย 3 เดือนพร้อมรายละเอียดเหตุผลการขอปรับราคา และจะต้องคง ราคาที่ตกลงกันอย่างน้อย 1 ปี ถ้าการเจรจายังไม่ได้ข้อยุติภายใน 3 เดือน จะใช้ราคารับซื้อเดิมต่อไปอีก 1 เดือน หากยังตกลงราคากันไม่ได้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมก็จะถูกพักไว้ และการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างทั้งสองฝ่ายจะกลับไปใช้สัญญา HVDC SIA 2002 จนกระทั่งการเจรจาราคาใหม่แล้วเสร็จ

6. แนวทางการพิจารณาความเหมาะสมของการปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

6.1 จากสถานการณ์ราคาเชื้อเพลิงถ่านหินตามสัญญา (Contracted Price) ที่เพิ่มขึ้นจากระดับ 52 เหรียญสรอ. ต่อตัน ในปี 2550 เป็นประมาณ 80 เหรียญสรอ. ต่อตันในปี 2551 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 54 เมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน BLCP ในกรณีที่มีการปรับราคาถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 54 เช่นกัน พบว่า TNB จะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 19.90

6.2 การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก TNB จะช่วยเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภาคใต้ โดยราคารับซื้อไฟฟ้าจาก TNB จะมีราคาต่ำกว่าต้นทุนการผลิตหน่วยสุดท้ายในช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือโรงไฟฟ้าในภาคใต้ เช่น โรงไฟฟ้าขนอม และโรงไฟฟ้า จะนะ มีการหยุดซ่อมบำรุงจะทำให้ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่ด้วยน้ำมันเตา ซึ่งมีต้นทุนการผลิตที่สูงมากในระดับ 5.34 บาท/หน่วย ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณารับซื้อในกรณีที่ระบบมีความต้องการและราคารับซื้อถูกกว่าราคาที่ กฟผ. ผลิตได้เอง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าในลักษณะ Bulk Energy จาก TNB ประเทศมาเลเซีย ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นจากอัตราเดิม 3.32 RM Sen/kWh เท่ากันทุก Tier ที่ราคาเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.90 ในปีแรกของสัญญา
2. เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม Supplemental Agreement to The High Voltage Direct Current (HVDC) System Interconnection Agreement 2002 ฉบับใหม่ ระหว่าง TNB ประเทศมาเลเซียกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการเพื่อลงนามในสัญญาต่อไป ทั้งนี้ หากมีการเปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขในส่วนที่ไม่ใช่สาระสำคัญ เห็นควรให้ กฟผ. ดำเนินการได้ โดยไม่ต้องนำร่างสัญญาฯ ที่เปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขมาเสนอขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติใหม่

เรื่องที่ 8 <u>รายงานผลการดำเนินงานของกระทรวงพลังงานในช่วงที่ผ่านมา</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภายใต้การกำกับดูแลของรัฐมนตรีพลโทหญิงพูนภิรมย์ ลิปตพัลลภ กระทรวงพลังงานได้ดำเนินงานตามนโยบายต่างๆ ซึ่งมีผลการดำเนินงาน ดังนี้

1.1 นโยบายที่ 1 เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน โดยการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อ การพัฒนาประเทศ ได้ดำเนินการส่งเสริมและกำกับดูแลให้มีการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทในประเทศเพิ่มขึ้นเป็น 223,000 บาร์เรล/วัน เร่งผลิตและจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 343 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน พร้อมทั้งได้ลงนามในข้อตกลงร่วม HOA กับประเทศพม่าในการรับซื้อก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง M9 ตลอดจน ได้เปิดเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะ จังหวัดสงขลา (ขนาด 710 เมกะวัตต์) ซึ่งเป็นครั้งแรกที่ได้นำก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA-A18 มาใช้ในการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

1.2 นโยบายที่ 2 ส่งเสริมให้มีการกำกับดูแลกิจการพลังงานให้มีราคาพลังงานที่เหมาะสมเป็นธรรม และก่อให้เกิดการแข่งขันลงทุนในธุรกิจพลังงานมีมาตรฐานคุณภาพการบริการที่ดี และมีความปลอดภัย ได้ดำเนินการบรรเทาผลกระทบปัญหาราคาน้ำมันแพงโดยการปรับลดราคาน้ำมันดีเซลลง 0.90 บาท/ลิตร โดยใช้วิธีบริหารรายรับรายจ่ายของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานฯตั้งแต่เดือนมีนาคม 2551 จนถึงปัจจุบัน ขอความร่วมมือจาก 4 โรงกลั่นในเครือ ปตท.จัดสรรน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในปริมาณ 122 ล้านลิตรต่อเดือน เป็นเวลา 6 เดือน (มิ.ย. - พ.ย. 51) รวม 732 ล้านลิตร ที่มีราคาต่ำกว่าราคาดีเซลหมุนเร็วปกติ 3 บาทต่อลิตร รวมเป็นมูลค่า 2,196 ล้านบาท ลดภาษีสรรพสามิตลง 3 บาท/ลิตร จนถึงวันที่ 31 มกราคม 2552 ตามมาตรการ "6 มาตรการ 6 เดือน" และได้รักษาระดับราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม LPG คงไว้ที่ 18.13 บาท/กก. เพื่อแก้ไขปัญหาราคาสินค้าอุปโภคบริโภคราคาสูง

นอกจากนี้ ได้ช่วยเหลือกลุ่มเรือประมงในโครงการน้ำมันม่วงและโครงการน้ำมันเขียวที่จำหน่ายน้ำมันดีเซลที่มีราคาถูกกว่าราคาน้ำมันบนบกปกติ รวมทั้งได้ผลักดันการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการพลังงานให้ดำเนินการด้านการคุ้มครองผู้บริโภค และกำกับดูแลให้ กฟผ. บริหารจัดการเชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพทำให้ลดค่า Ft ได้ 6.0 สตางค์/หน่วย ในรอบเดือนมิถุนายน-กันยายน 2551 เป็นต้น

1.3 นโยบายที่ 3 ส่งเสริมพัฒนาและวิจัยพลังงานทดแทนทุกรูปแบบเพื่อเป็นทางเลือกแก่ประชาชน โดยได้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี หรือ Renewable Energy Development Plan (REDP) ขยายผลการใช้เอทานอลเพื่อใช้ทดแทนน้ำมันเบนซินโดยเฉพาะการขยายผลสู่ E85 ให้เป็นอีกทางเลือกหนึ่งของประเทศ ส่งเสริมการจำหน่ายรถยนต์ที่ใช้แก๊สโซฮอล E20 นอกจากนี้ได้กำหนดให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 มีราคาต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.70 บาท/ลิตร และส่งเสริมการแก้ปัญหาการใช้ NGV โดยการเพิ่มอุปทานของก๊าซฯ ด้วยการขยายกำลังการผลิตของสถานีแม่ เพิ่มจำนวนรถขนส่งก๊าซฯ และการบริหารจัดการแยก

สถานีบริการ NGV รองรับรถขนาดใหญ่ แยกออกจากสถานีบริการขายปลีกทั่วไปที่รองรับรถขนาดเล็ก เป็นต้น

1.4 นโยบายที่ 4 ส่งเสริมการประหยัดพลังงานอย่างจริงจังและต่อเนื่อง โดยเมื่อเดือนเมษายน 2551 กระทรวงพลังงานได้ออกมาตรการประหยัดพลังงานเพื่อประชาชน มีเป้าหมายประหยัดเงินกว่า 110,000 ล้านบาท/ปี ประกอบด้วย 11 มาตรการหลัก และต่อมาเมื่อเดือนพฤษภาคม 2551 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบมาตรการเร่งรัดประหยัดพลังงานเพิ่มเติมประกอบด้วย มาตรการการประหยัดในภาครัฐ มาตรการประหยัด ภาคประชาชน และมาตรการบังคับ

1.5 นโยบายที่ 5 ส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และใช้พลังงานควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม ส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อช่วยบรรเทาสภาวะโลกร้อน โดยผลักดันให้โรงกลั่นปรับปรุงระบบการผลิตเพื่อผลิตน้ำมันยูโร 4 และขยายผลโครงการ CDM ด้านพลังงาน 41 โครงการ ซึ่งสามารถลด CO_2 ได้ 2.9 ล้านตัน/ปี

2. ผลงานในช่วงวิกฤตราคาน้ำมันแพง กระทรวงพลังงานได้ขอความร่วมมือจาก 4 โรงกลั่นในเครือ ปตท. เพื่อสนับสนุนน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่มีราคาถูกกว่าดีเซลปกติ 3 บาทต่อลิตร จำนวน 732 ล้านลิตร มูลค่า 2,196 ล้านบาท เพื่อบรรเทาผลกระทบต่อผู้เดือดร้อนกลุ่มต่างๆ โดยคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เป็นผู้พิจารณาจัดสรรน้ำมันดังกล่าว ให้แก่ รถโดยสารในเขต กทม.จำนวน 14,600 คัน (35.5 ล้านลิตร) ประมงชายฝั่งและเกษตรกรผู้เลี้ยงกุ้ง กรมขนส่งทางน้ำฯ กรมประมง ปริมาณ 60, 1.13, และ 0.108 ล้านลิตร ตามลำดับ และจัดสรรให้จังหวัดที่ประสบอุทกภัยจากภัยทางธรรมชาติ 5 จังหวัดๆ ละ 100,000 ลิตร ซึ่งมีน้ำมันดีเซลเหลืออีกประมาณ 628.13 ล้านลิตรเพื่อรอรับการจัดสรรต่อไป

3. การส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ (NGV) โดยเพิ่มกำลังการผลิตและจ่ายก๊าซของสถานีแม่และสถานีที่อยู่แนวท่อส่งก๊าซจาก 1,330 ตันต่อวันในเดือนมกราคม 2551 เพิ่มเป็น 2,900 ตันต่อวันในเดือนสิงหาคม 2551 และผลักดันให้มีสถานี NGV ขนาดใหญ่เพิ่มขึ้นเป็น 5 แห่ง ภายในสิ้นปี 2551 และได้ตั้งเป้าที่จะขยายจำนวนสถานีบริการ NGV ปกติให้ได้ 355 สถานี ภายในปี 2551 และเพิ่มเป็น 740 สถานี ในปี 2555 รวมทั้งผลักดันให้มีรถยนต์ NGV จากเดิม 55,000 คัน เพิ่มขึ้นกว่าเท่าตัวเป็น 110,000 คัน ในเดือนกันยายน 2551

4. มาตรการประหยัดพลังงานเพื่อประชาชน เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2551 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ประกาศ 11 มาตรการ ประหยัดพลังงานเพื่อประชาชาน เพื่อเป็นการรณรงค์สร้างนิสัยการประหยัดพลังงานให้กับประชาชนอย่างจริงจัง พร้อมทั้งกำหนดกลไกสนับสนุนเพื่อสร้างแรงจูงใจ แบ่งเป็น

4.1 มาตรการด้านกฎหมายบังคับ ประกอบด้วย 4 มาตรการ ได้แก่ 1)มาตรการติดฉลากประหยัดไฟฟ้าไฟท์บังคับโดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 1 มกราคม 2552 2) Standby Power 1 - watt รักษ์โลกโดยให้ผลิตอุปกรณ์ที่กินไฟขณะปิดเครื่องอยู่ให้กินไฟน้อยกว่า 1 Watt 3) มาตรการฐานอาคารก่อสร้างใหม่ "Building Energy Code" และ 4) การกำกับอนุรักษ์พลังงานในโรงงาน/อาคารควบคุม - ISO พลังงาน

4.2. มาตรการด้านการบริหาร ประกอบด้วย 3 มาตรการ ได้แก่ 1) สินเชื่อครัวเรือนโดยปล่อยสินเชื่อดอกเบี้ย 0% ให้ประชาชนกู้เพื่อซื้ออุปกรณ์ประหยัดพลังงาน รายละ 10,000 - 30,000 บาท วงเงินรวม 1,000 ล้านบาทโดยใช้เงินจากกองทุนอนุรักษ์ฯ 2) สินเชื่อพลังงานโดยร่วมกับสถาบันการเงินปล่อยสินเชื่อให้ภาคอุตสาหกรรมเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องจักร โดยได้ปล่อยสินเชื่อแล้วรวม 19,162.5 ล้าน 3) จัดตั้งหน่วย "พลังงานเคลื่อนที่ หรือ คลินิกพลังงานเคลื่อนที่" เพื่อให้ความรู้ด้านการประหยัดพลังงาน และการพัฒนาพลังงานทดแทนให้ประชาชนในชนบท

4.3 มาตรการด้านสังคม ประกอบด้วย 4 มาตรการ ได้แก่ 1) โครงการ "วัด - มัสยิดประหยัดไฟร่วมใจสมานฉันท์โดยให้วัดเปลี่ยนมาใช้หลอดประหยัดพลังงาน 2) โครงการ 555 โดยรณรงค์ให้ผู้บริโภคหันมาซื้ออุปกรณ์ไฟฟ้าเบอร์ 5 จำนวน 3 ชนิด ได้แก่ เครื่องปรับอากาศ พัดลม และตู้เย็น 3) โครงการ "แอร์สะอาดเพิ่ม เงินบาทให้ครัวเรือน" โดยรณรงค์สร้างจิตสำนึกให้ประชาชนล้างทำความสะอาดเครื่องปรับอากาศอย่างน้อยปีละ 2 ครั้ง และ 4) ปรับแต่งเครื่องยนต์ "Tune up" เพื่อลดการใช้พลังงาน

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 <u>นโยบายการพัฒนาพลังงานของประเทศตามนโยบายรัฐบาล</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2551 รัฐบาลได้แถลงนโยบายต่อรัฐสภาโดยกำหนดนโยบายการบริหารราชการตามแนวทางปรัชญาของเศรษฐกิจพอเพียงและบทบัญญัติของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย ซึ่งแบ่งการดำเนินการเป็น 2 ระยะ คือ ระยะเร่งด่วนที่จะเริ่มดำเนินการในปีแรก (1 ข้อ) และระยะการบริหารราชการ 3 ปีของรัฐบาล (7 ข้อ)

2. กระทรวงพลังงาน ได้จัดทำแนวนโยบายพลังงานของประเทศให้สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลที่มุ่งเน้นการแก้ไขปัญหาราคาพลังงานในระยะสั้น และการวางพื้นฐานเพื่อการพัฒนากิจการพลังงานของประเทศให้มีความมั่นคง และยั่งยืน สอดคล้องกับหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง โดยแบ่งเป็น 5 ข้อดังนี้

2.1 นโยบายที่ 1 : เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้มีพลังงานใช้อย่างเพียงพอต่อการพัฒนาประเทศและให้พึ่งพาตนเองทางพลังงานได้มากขึ้น เพื่อความอยู่ดีกินดีของประชาชน โดย : พึ่งพาแหล่งผลิตพลังงานภายในประเทศเพื่อเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ ทั้งน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้า โดยตั้งเป้าหมายเร่งรัดการสำรวจและผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทจากแหล่งในประเทศและพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เพิ่มเป็น 250,000 บาร์เรล/วัน ภายในปี 2554 และส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่

ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งเชื่อมโยงแหล่งพลังงานจากต่างประเทศ นอกจากนี้บริหารจัดการก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือ LPG โดยเฝ้าระวังและป้องกันการขาดแคลนและดูแลนโยบายด้านราคาให้เหมาะสมเกิดดุลยภาพกับทุกฝ่าย พร้อมทั้งปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ศึกษาพลังงานนิวเคลียร์อย่างละเอียดเพื่อเป็นการสร้างทางเลือกพลังงาน และกระจายความเสี่ยงด้านพลังงาน โดยสร้างความหลากหลายของชนิดเชื้อเพลิงเพื่อลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป

2.2 นโยบายที่ 2 : กำกับดูแลราคาพลังงานให้มีความเหมาะสม มีเสถียรภาพสอดคล้องกับสถานการณ์ เศรษฐกิจและการลงทุน โดยกำกับนโยบายราคาและโครงสร้างราคาน้ำมัน และราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ให้สะท้อนต้นทุนและประมาณการใช้ที่แท้จริง กำกับดูแลความปลอดภัยการใช้LPG และก๊าซธรรมชาติ ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม ขนส่ง และครัวเรือน ส่งเสริมให้มีการจัดตั้งสำนักงานพลังงานจังหวัดให้ครบทุกจังหวัด และสนับสนุนการทำงานของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเพื่อให้เกิดประโยชน์ในการคุ้มครอง และให้เกิดความเป็นธรรมต่อประชาชนผู้ใช้พลังงาน

2.3 นโยบายที่ 3 : ส่งเสริมและวิจัยพัฒนาพลังงานทดแทนทุกรูปแบบอย่างต่อเนื่อง โดยเร่งรัดพัฒนาและยกร่างแผนแม่บทพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี หรือ Renewable Energy Development Plan (REDP) เพื่อเสนอให้เป็นวาระแห่งชาติ รวมทั้งการส่งเสริมเอทานอล และไบโอดีเซล ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนระดับชุมชน

2.4 นโยบายที่ 4 : สร้างวินัยด้านการประหยัดพลังงานให้เป็นวัฒนธรรมของคนในชาติ โดยเร่งรัดการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงานในระยะที่ 3 (2548-2554) ให้เกิดเป็นรูปธรรมโดยเร็ว และเร่งรัด 11 มาตรการประหยัดพลังงานเพื่อประชาชน

2.5 นโยบายที่ 5 : ดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากกิจการพลังงาน ทั้งจากกระบวนการผลิตและการใช้พร้อมทั้งส่งเสริมการลดภาวะโลกร้อน และสนับสนุนกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM-Clean Development Mechanism) โดยสนับสนุนโครงการ CDM ด้านพลังงาน การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากด้านการผลิตและการใช้พลังงาน และส่งเสริมให้เกิดนวัตกรรมใหม่ที่เป็น Appropriate Technology ด้านพลังงาน

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส เฉลี่ยไตรมาส 1 ปี 2551 อยู่ที่ระดับ 91.38 และ 98.03 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2550 8.19 และ 7.37 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากค่าเงินดอลล่าห์สหรัฐฯ อ่อนตัวลง และข่าวกลุ่มคนร้ายติดอาวุธได้ก่อเหตุลอบวางระเบิดท่อส่งน้ำมันในเขตซูแบร์ทางตะวันตกของเมืองบาสรา ประเทศอิรัก ส่งผลให้ปริมาณการส่งออกน้ำมันจากภาคใต้ของอิรักลดลงอย่างรุนแรง เฉลี่ยไตรมาส 2 อยู่ที่ระดับ 116.91 และ 123.98 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 25.53 และ 25.95 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าวบริษัทเชฟรอนไนจีเรียประกาศหยุดส่งออกน้ำมันดิบ และประธานโอเปคแถลงจะไม่เพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ เฉลี่ยไตรมาส 3 อยู่ที่ระดับ 113.34 และ 117.83 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 3.56 และ 6.15 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากตลาดการเงินสหรัฐฯ ประสบปัญหาอย่างรุนแรง นอกจากนี้จีนได้ลดอัตราการกลั่นลงเนื่องจากปริมาณสำรองสูง และต่อมาในช่วงไตรมาส 4 (ต.ค. - 4 พ.ย. 51) เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 62.64 และ 71.92 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 50.70 และ 45.91 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าว GDP ของประเทศสหรัฐฯ ในไตรมาส 3 ของปีนี้ปรับตัวลดลง ร้อยละ 0.3 รุนแรงที่สุดในรอบ 7 ปี และค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินสกุลยูโร รวมทั้งจากความกังวลเกี่ยวกับภาวะเศรษฐกิจถดถอยและความต้องการใช้น้ำมันที่ลดลง

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์ น้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ย ไตรมาส 1 ปี 2551 อยู่ที่ระดับ 105.12, 104.29 และ 114.36 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก ไตรมาส 4 ปี 2550 9.33 , 9.79 และ 11.78 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่ปรับลดอัตราดอกเบี้ยลงร้อยละ 0.75 เฉลี่ยไตรมาส 2 อยู่ที่ระดับ 129.84 , 128.64 และ 154.47 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 24.72 , 24.36 และ 40.11 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นในเวียดนาม จีน และอินโดนีเซีย รวมทั้งข่าวกระทรวงเศรษฐกิจการค้าและอุตสาหกรรมของประเทศญี่ปุ่นมีแผนนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปเพื่อเก็บเป็นปริมาณสำรองทางยุทธศาสตร์ เฉลี่ยไตรมาส 3 อยู่ที่ระดับ 119.29 , 117.83 และ 139.02 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 10.55 , 10.81 และ 15.45 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากการที่จีน เวียดนาม อินโดนีเซีย และชิลี ลดปริมาณการนำเข้า และต่อมาในช่วงไตรมาส 4 (ต.ค. - 4 พ.ย. 51) เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 69.23 , 67.74 และ 80.72 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล โดยปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 50.06, 50.09 และ 58.31 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความกังวลเกี่ยวกับภาวะอุปทานมีมากเกินความต้องการหลังจากโรงกลั่นต่างๆ ในภูมิภาคส่งออกน้ำมันเบนซินมากขึ้น

3. ราคาขายปลีก ในไตรมาส 1 ปี 2551 ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 91 , แก๊สโซฮอล 95 E10, แก๊สโซฮอล 91 , ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 33.49 , 32.39 , 29.49 , 28.69 , 30.01 และ 29.34 บาท/ลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2550 อยู่ที่ระดับ 1.17 , 1.20, 1.00 , 1.00 ,1.07 และ 1.40 บาท/ลิตร ตามลำดับ สำหรับไตรมาส 2 ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 39.96 , 38.76 , 35.39 , 33.62 , 34.59 , 38.37 และ 37.67 บาท/ลิตร

ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 6.47 , 6.37 , 5.90 , 6.13 , 5.90 , 8.37 และ 8.33 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนไตรมาส 3 ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 38.22 , 36.49, 28.99 , 27.69 , 28.19 , 33.91 และ 33.27 บาท/ลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 1.73 , 2.27 , 6.40 , 5.93 , 6.40 , 4.47 และ 4.40 บาท/ลิตร ตามลำดับ และในช่วงไตรมาส 4 (ต.ค. - 5 พ.ย. 51) ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 31.59 , 28.19 , 22.99 , 21.69 , 22.19 , 22.84 และ 21.84 บาท/ลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 6.63 , 8.30 , 6.00 , 6.00 , 6.00 , 11.07 และ 11.43 บาท/ลิตร ตามลำดับ

4. สถานการณ์ก๊าซ LPG ไตรมาส 4 (พ.ย. 51) ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเฉลี่ยปรับตัวลดลง 226.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ระดับ 644 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาน้ำมันดิบและภาวะชะลอตัวทางเศรษฐกิจในสหรัฐฯ ที่ดำเนินอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซ LPG ลดลง อย่างไรก็ตามประเทศไทยมีแผนการนำเข้าก๊าซ LPG ในเดือนพฤศจิกายน 2551 เพิ่มขึ้นที่ปริมาณ 118,000 ตัน เนื่องจากความต้องการมีมาก ขณะที่อุปทานในประเทศตึงตัวจากโรงแยกก๊าซและโรงกลั่นปิดซ่อมบำรุงประจำปี ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น อยู่ในระดับ 10.9960 บาท/กิโลกรัม อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ในระดับ 0.3033 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 48.95 ล้านบาท/เดือน ทั้งนี้ ในเดือนตุลาคมประเทศไทยได้นำเข้าก๊าซ LPG ปริมาณ 112,625.24 ตัน โดยราคาก๊าซ LPG นำเข้า อยู่ที่ระดับ 29.2060 บาท/กิโลกรัม อัตราเงินชดเชยก๊าซ LPG นำเข้าเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 18.2100 บาท/กิโลกรัม คิดเป็นประมาณ 2,050.91 ล้านบาท

5. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล ปัจจุบันมี ผู้ประกอบการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง จำนวน 11 ราย มีกำลังการผลิตรวม 1.57 ล้านลิตร/วัน แต่ผลิตเอทานอลเพียง 9 ราย มีปริมาณการผลิตจริง 0.85 ล้านลิตร/วัน และจากการส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลของภาครัฐ ทำให้ยอดจำหน่ายแก๊สโซฮอลเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในไตรมาส 3 ปี 2551 มียอดจำหน่าย 9.49 ล้านลิตร/วัน หรือคิดเป็นการใช้เอทานอล 0.97 ล้านลิตร/วัน และไตรมาส 4 (ตุลาคม 2551) มียอดจำหน่าย 9.69 ล้านลิตร/วัน หรือคิดเป็นการใช้เอทานอล 1.00 ล้านลิตร/วัน ส่วนสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล มีบริษัทค้าน้ำมันที่จำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล 15 บริษัท มีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล รวม 4,132 แห่ง และราคาเอทานอลไตรมาส 3 อยู่ที่ 18.01 บาท/ลิตร และไตรมาส 4 อยู่ที่ 22.11 บาท/ลิตร

6. สถานการณ์น้ำมันไบโอดีเซล ปัจจุบันมีผู้ผลิตไบโอดีเซล จำนวน 10 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 2.90 ล้านลิตร/วัน ขณะที่ยอดจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ในไตรมาส 3 ปี 2551 อยู่ที่ 30.98 และ 11.92 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ หรือคิดเป็นการใช้ไบโอดีเซล (B100) จำนวน 1.16 ล้านลิตร/วัน และในไตรมาส 4 (ตุลาคม 2551) จำนวน 31.60 และ 13.19 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ หรือคิดเป็นการใช้ไบโอดีเซล 1.29 ล้านลิตร/วัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 จำนวน 2,432 แห่ง และราคาไบโอดีเซลในประเทศ ปี 2551 ไตรมาส 3 เฉลี่ยอยู่ที่ 36.14 บาท/ลิตร และ ไตรมาส 4 เฉลี่ยอยู่ที่ 25.30 บาท/ลิตร

7. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 30 ตุลาคม 2551 มีเงินสดในบัญชี 12,941 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 8,526 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 8,200 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการ ซึ่งได้อนุมัติแล้ว 326 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 4,415 ล้านบาท นอกจากนี้ ยังมีหนี้นำเข้า LPG จาก ปตท. ประมาณ 7,422 ล้านบาท ซึ่งทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีฐานะสุทธิติดลบ 3,007 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 11 <u>การรักษาเสถียรภาพกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 21 ตุลาคม 2551 คณะรัฐมนตรีได้มีการพิจารณาเรื่อง ความก้าวหน้า 6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤติเพื่อคนไทยทุกคน และได้มีมติมอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปพิจารณาเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อเสริมสร้างให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมีเสถียรภาพพอที่จะรองรับกับกำหนดการ สิ้นสุดนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน ซึ่งจะกลับมาใช้อัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันตามเดิม ในวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 โดยกองทุนน้ำมันฯ จะบริหารจัดการเพื่อทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศไม่ปรับตัวสูงขึ้นทันที

2. ปัญหาโครงสร้างราคาน้ำมันในปัจจุบัน พบว่า (1) ค่าการตลาดของผู้ค้าน้ำมันในปัจจุบันสูงมากกว่าค่าการตลาดที่เหมาะสม (2) โครงสร้างราคาน้ำมันในปัจจุบันยังไม่เอื้อต่อการส่งเสริมพลังงานทดแทนทั้งเอทานอลและไบโอดีเซล โดยที่หลักการการจัดโครงสร้างราคาน้ำมันเพื่อส่งเสริมพลังงานทดแทนควรเป็นการจูงใจผู้จำหน่ายโดยค่าการตลาดของน้ำมันที่เป็นพลังงานทดแทนต้องสูงกว่าน้ำมันปกติ และน้ำมันที่มีส่วนผสมของพลังงานทดแทนมากต้องมีค่าการตลาดสูงกว่าน้ำมันที่มีส่วนผสมของพลังงานทดแทนน้อย นอกจากนี้การจูงใจผู้ใช้เพื่อส่งเสริมพลังงานทดแทนควรมีหลักการ โดยราคาขายปลีกของน้ำมันที่เป็นพลังงานทดแทนต้องต่ำกว่าน้ำมันปกติ และน้ำมันที่มีส่วนผสมของพลังงานทดแทนมาก ต้องมีราคาขายปลีกต่ำกว่าน้ำมันที่มีส่วนผสมของพลังงานทดแทนน้อย

3. เพื่อแก้ไขปัญหาปริมาณปาล์มน้ำมันที่มีมากกว่าความต้องการในปัจจุบัน จำเป็นต้องส่งเสริมให้มีผู้ใช้ไบโอดีเซลมากขึ้น โดยการเพิ่มส่วนต่างราคาขายปลีกของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 กับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ให้มากขึ้นกว่าปัจจุบันที่อยู่ในระดับ 0.70 บาท/ลิตร ซึ่งหลังจากสิ้นสุดมาตรการดังกล่าว ในวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 ราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศจะปรับตัวสูงขึ้นทันที

4. เพื่อแก้ไขปัญหาโครงสร้างราคาน้ำมันในปัจจุบันที่ยังไม่เอื้อต่อการส่งเสริมพลังงานทดแทน และปัญหาปริมาณปาล์มน้ำมันที่มีมากกว่าความต้องการในปัจจุบัน คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 24 ตุลาคม 2551 ให้

ปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 E10 น้ำมันแก๊สโซฮอล 91 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 ในอัตรา 1.00, 0.90 และ 0.50 บาท/ลิตร ตามลำดับ และปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 E20 ลงอีก 0.15 บาท/ลิตร โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 25 ตุลาคม 2551 เป็นต้นไป พร้อมทั้งมอบให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการต่อไป ทั้งนี้กระทรวงพลังงานได้นำเสนอเรื่องดังกล่าวต่อคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 28 ตุลาคม 2551 เพื่อทราบแล้ว

5. จากการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ จะส่งผลให้กองทุนน้ำมันฯ มีรายรับสุทธิเพิ่มขึ้น 24.32 ล้านบาท/วัน จากระดับปัจจุบัน 80.60 ล้านบาท/วัน เป็น 104.92 ล้านบาท/วัน หรือเพิ่มขึ้น 729.58 ล้านบาท/เดือน จากระดับปัจจุบัน 2,417.90 ล้านบาท/เดือน เป็น 3,147.48 ล้านบาท/เดือน ซึ่งจะทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีทุนสำรองเพิ่มขึ้น เพื่อรองรับราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศที่จะปรับตัวสูงขึ้นเมื่อสิ้นสุดมาตรการ

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 12 <u>ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

1.1 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 โดยเห็นชอบหลักการแนวทางออกประกาศ เชิญชวนรับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี 2555-2557 จำนวนประมาณ 3,200 เมกะวัตต์ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (คณะอนุกรรมการฯ) ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่ง สนพ. ได้ออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ระหว่างวันที่ 29 มิถุนายน-27 กรกฎาคม 2550 โดยคณะอนุกรรมการฯ ได้ดำเนินการประเมินและคัดเลือกเสร็จแล้ว ต่อมา ครม. ได้มีมติเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 รับทราบผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการ IPP สำหรับการประมูลในช่วงปี 2555-2557 จำนวน 4 โครงการ รวมกำลังการผลิต 4,400 เมกะวัตต์ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 แล้ว

1.2 เนื่องจากพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 (พระราชบัญญัติฯ) มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 11 ธันวาคม 2550 ซึ่งตามความในมาตรา 11 (4) กำหนดให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (คณะกรรมการกำกับฯ)

มีหน้าที่ "กำหนดระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้าและการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทุกฝ่าย" เพื่อให้การดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายหลังจากที่พระราชบัญญัติฯ มีผลบังคับใช้และคณะกรรมการกำกับฯ ได้รับการแต่งตั้งแล้ว เป็นไปอย่างต่อเนื่อง กระทรวงพลังงานได้มีหนังสือลงวันที่ 13 สิงหาคม 2551 ส่งมอบงานการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ให้คณะกรรมการกำกับฯ พิจารณาดำเนินการต่อไปจนแล้วเสร็จ และให้รายงานความคืบหน้าการดำเนินงานให้กระทรวงพลังงานทราบ

1.3 ปัจจุบันมีโครงการ IPP ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วจำนวน 3 โครงการ ประกอบด้วยโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด กำลังการผลิต 660 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติของบริษัท สยามเอ็นเนอร์จี จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ และบริษัท เพาเวอร์ เจนเนอร์เรชั่นซัพพลาย จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ อยู่ระหว่างดำเนินการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

2. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

2.1 กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 เห็นชอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และต่อมาการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฉบับ พ.ศ. 2550 ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก กพช. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 ประกอบด้วย (1) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration (2) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ (3) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non-Firm โดยกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration จำนวน 500 เมกะวัตต์ และ SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ SPP ประเภทสัญญา Non-Firm รวม 530 เมกะวัตต์ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อในรอบนี้ 1,030 เมกะวัตต์

2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ SPP ได้มีการส่งเสริมโดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่ สำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ใช้วิธีประมูลแข่งขัน ดังนี้

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	เป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MW)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	หมายเหตุ
ขยะชุมชน	2.50	100	7	อัตราคงที่
พลังงานลม	3.50	115	10	

พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	15	10	
พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ	0.30	300	7	เปิดประมูล
รวม		**530**		

ทั้งนี้ สนพ. ได้ออกประกาศเชิญชวนให้ SPP ชีวมวล ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม 2550 มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพลังงานหมุนเวียนได้รับการคัดเลือกจำนวน 7 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 335 เมกะวัตต์ กำหนดให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี พ.ศ. 2555 ในส่วนของโครงการพลังงานลม มีผู้ยื่นข้อเสนอจำนวน 8 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 616 เมกะวัตต์ ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว 1 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 60 เมกะวัตต์

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษอีก 1 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังน้ำขนาดเล็ก และขยะชุมชน และให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษอีก 1.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษเพิ่มเติม จำนวน 1 ราย คือ บริษัท กัลฟ์ ยะลากรีน จำกัด ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 20.20 เมกะวัตต์ โดยใช้เศษไม้ยางพาราเป็นเชื้อเพลิง

2.3 การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration มี SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ฉบับ พ.ศ. 2550 สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อไว้เป็นจำนวนมาก ซึ่ง ครม. ได้มีมติเมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2550 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 ให้ กฟผ. ปิดรับการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าของ SPP ระบบ Cogeneration ตั้งแต่วันที่ 31 สิงหาคม 2550 เป็นต้นไป และให้พิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากสัดส่วนการใช้ไอน้ำ กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตลอดจนความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ซึ่งภายหลังการปิดการยื่นข้อเสนอ มี SPP ที่ยื่นข้อเสนอจำนวน 28 โครงการ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาทั้งสิ้น 2,191 เมกะวัตต์ ซึ่งเกินกว่าที่ประกาศไว้ 1,691 เมกะวัตต์ แต่ทั้งนี้ กฟผ. สามารถรับซื้อได้เพียง 9 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 760 เมกะวัตต์

ต่อมาคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 16 พฤศจิกายน 2550 รับทราบผลการพิจารณารับซื้อดังกล่าว และให้ขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจากโครงการ SPP ระบบ Cogeneration ได้เกินกว่า 500 เมกะวัตต์ แต่ทั้งนี้ ปริมาณการรับซื้อรวมจากโครงการ SPP ทั้งหมดจะต้องไม่เกิน 4,000 เมกะวัตต์ ซึ่งกระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ร่วมกันพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration มีโครงการที่สามารถรับซื้อได้รวมทั้งสิ้น 19 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 1,584 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟผ. ได้แจ้งผล

การพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP แล้ว ขณะนี้อยู่ระหว่างการพิจารณากำหนดวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบต่อไป

2.4 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ณ เดือนกันยายน 2551 มี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 90 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 4,203.0 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 60 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,285.5 เมกะวัตต์ จำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า มีโครงการที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ จำนวน 40 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 382.3 เมกะวัตต์ พลังงานเชิงพาณิชย์ ระบบ Cogeneration จำนวน 46 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,670.2 เมกะวัตต์ และพลังงานผสม (พลังงานนอกรูปแบบ/พลังงานเชิงพาณิชย์) จำนวน 4 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 233.0 เมกะวัตต์

3. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

3.1 ในปี 2545 รัฐบาลได้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่อยู่ในพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า ต่อมา กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เมื่อเดือนธันวาคม 2549

3.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP รัฐให้การส่งเสริมโดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และกำหนดให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอต่อ กฟภ. และ กฟน. ภายในปี พ.ศ. 2551 ดังนี้

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
ชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ	0.30	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 kW)	0.40	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 kW)	0.80	7
ขยะชุมชน	2.50	7
พลังงานลม	3.50	10
พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	10

3.3 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ณ เดือนกันยายน 2551 มี VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 322 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,165.5 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 108 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 225.6 เมกะวัตต์ จำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ประเภทเชื้อเพลิง	VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า				VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว			
	กฟน		กฟภ.		กฟน		กฟภ.	
	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)
พลังงานนอกรูปแบบ	53	13.57	262	1,118.53	33	1.16	73	218.46
พลังงานเชิงพาณิชย์	1	6.40	6	27.00	-	-	2	6.00
รวม	54	19.97	268	1,145.53	33	1.08	75	224.46
รวมทั้งสิ้น	**322 ราย**		**1,165.50 MW**		**108 ราย**		**225.62 MW**	

3.4 การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ตามที่รัฐบาลได้มีนโยบายขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เป็นไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และส่งเสริมการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า มีผลทำให้มี VSPP ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าและได้รับตอบรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 16.8 เมกะวัตต์ ในปี 2549 เป็น 1,165.5 เมกะวัตต์ มีปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อที่เพิ่มขึ้นเท่ากับ 1,148.6 เมกะวัตต์ และมี VSPP ขายไฟฟ้าเข้าระบบเพิ่มขึ้นจาก 12.0 เมกะวัตต์ ในปี 2549 เป็น 225.6 เมกะวัตต์ โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบที่เพิ่มขึ้นเท่ากับ 213.6 เมกะวัตต์ ที่สำคัญมี VSPP ที่เข้าร่วมโครงการตามประเภทเชื้อเพลิงหลากหลายมากขึ้น เช่น ขยะชุมชน ไบโอดีเซล พลังน้ำ พลังลม และพลังงานแสงอาทิตย์

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 13 <u>การทบทวนการกำหนดประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามมติคณะรัฐมนตรี เกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติม (13 กันยายน 2537)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 กันยายน 2537 กำหนดประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ป่าอนุรักษ์เพิ่มเติม และในการประชุมคณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงาน ครั้งที่ 1/2551 เมื่อวันที่ 18 เมษายน 2551กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้เสนอให้มีการทบทวน "การกำหนดประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องเสนอ EIA ตามมติคณะรัฐมนตรีเกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติมที่กำหนดให้โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อน กักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำ และประเภทฝายน้ำล้นไม่มีอ่างเก็บน้ำที่มีวงเงินค่าก่อสร้างเกินกว่า 200 ล้านบาท (ไม่รวมค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า) ต้องจัดทำ EIA" เป็น **"**โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 10 MW ไม่ต้องจัดทำ EIA เพื่อให้สอดคล้องกับการกำหนดขนาดของโครงการ VSPP

2. คณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงาน ได้มีมติเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2551 ดังนี้

2.1 เห็นชอบในหลักการให้มีการปรับปรุงมติคณะรัฐมนตรีเกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติมเกี่ยวกับประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

2.2 มอบหมายให้ พพ. และกรมชลประทานจัดทำรายละเอียดเหตุผลในการขอปรับปรุงมติ คณะรัฐมนตรี ส่งให้กระทรวงพลังงานเพื่อรวบรวมเสนอ สผ. ให้ความเห็นและนำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาให้ความเห็นชอบและให้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม โดย สผ. เป็นผู้นำเสนอต่อคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติและคณะรัฐมนตรีตามขั้นตอนต่อไป

3. ประเด็นการขอปรับปรุงมติคณะรัฐมนตรีเกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติม มีดังนี้

3.1 โครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) โดยเสนอขอแก้ไขมติ ครม. ดังนี้ 1) มติ ครม. ข้อ 1.1 จากเดิม "โครงการเขื่อนเก็บกักน้ำ หรืออ่างเก็บน้ำ หรือการชลประทานที่มี วงเงินค่าก่อสร้างเกินกว่า 200 ล้านบาท" แก้ไขเป็น "โครงการเขื่อนเก็บกักน้ำหรืออ่างเก็บน้ำหรือการชลประทานที่มี**ปริมาตรเก็บกักตั้งแต่ 30 ล้านลูกบาศก์เมตร หรือมีพื้นที่อ่างเก็บน้ำตั้งแต่ 3,500 ไร่ขึ้นไป** ทั้งนี้ให้คิดสัดส่วนของพื้นที่ที่อยู่ในเขตป่าอนุรักษ์ไปด้วย" และ 2) มติ ครม. ข้อ 1.5 จากเดิม "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อนกักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำ และประเภทฝายน้ำล้นไม่มีอ่างเก็บน้ำ ที่มีวงเงินค่าก่อสร้างเกินกว่า 200 ล้านบาท (ไม่รวมค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า)" แก้ไขเป็น "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อนกักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำ และประเภทฝายน้ำล้นไม่มีอ่างเก็บน้ำ**ที่มีกำลังผลิตตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ขึ้นไป"**

3.2 โครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (IEE) โดยเสนอขอแก้ไขมติ ครม. ดังนี้ 1) มติ ครม. ข้อ 2.1 จากเดิม "โครงการเขื่อนเก็บกักน้ำ หรืออ่างเก็บน้ำ หรือการชลประทานที่มีวงเงินค่าก่อสร้างเกินกว่า 50 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 200 ล้านบาท หรือมีระยะเวลาก่อสร้างเกิน 1 ปี" แก้ไขเป็น "โครงการ

เขื่อนเก็บกักน้ำ หรืออ่างเก็บน้ำ หรือการชลประทาน**ที่มีปริมาตรเก็บกักตั้งแต่ 10 ล้านลูกบาศก์เมตร แต่ไม่เกิน 30 ล้านลูกบาศก์เมตร หรือมีพื้นที่อ่างเก็บน้ำตั้งแต่ 2,000 ไร่ แต่ไม่เกิน 3,500 ไร่** ทั้งนี้ ให้คิดสัดส่วนของพื้นที่ที่อยู่ในเขตป่าอนุรักษ์ไปด้วย" 2) มติ ครม. ข้อ 2.5 จากเดิม "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อนกักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำ และประเภทฝายน้ำล้นไม่มีอ่างเก็บน้ำ ที่มีวงเงินค่าก่อสร้างเกินกว่า 50 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 200 ล้านบาท (ไม่รวมค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า)" แก้ไขเป็น "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อนกักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำ และประเภทฝายน้ำล้นไม่มีอ่างเก็บน้ำ ที่มี**กำลังผลิตตั้งแต่ 200 กิโลวัตต์ แต่ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์"** และ 3) มติ ครม. ข้อ 2.6 โครงการฝายน้ำล้นเพื่อการเกษตร ขอตัดออก

3.3 โครงการที่ต้องจัดทำรายการข้อมูลทางด้านสิ่งแวดล้อมโดยจัดทำตามแบบฟอร์มที่กำหนด โดยเสนอขอแก้ไขมติ ครม. ดังนี้ 1) มติ ครม. ข้อ 3.1 จากเดิม "โครงการเขื่อนเก็บกักน้ำ หรืออ่างเก็บน้ำ หรือการชลประทานที่มีวงเงินค่าก่อสร้างไม่เกิน 50 ล้านบาท หรือมีระยะเวลาก่อสร้างไม่เกิน 1 ปี" แก้ไขเป็น "โครงการเขื่อนเก็บกักน้ำ หรืออ่างเก็บน้ำ หรือการชลประทานที่**มีปริมาตรเก็บกักต่ำกว่า 10 ล้านลูกบาศก์เมตร หรือมีพื้นที่อ่างเก็บน้ำน้อยกว่า 2,000 ไร่** ทั้งนี้ ให้คิดสัดส่วนของพื้นที่ที่อยู่ในเขตป่าอนุรักษ์ไปด้วย" และ 2) มติ ครม. ข้อ 3.5 จากเดิม "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อนกักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำ ที่มีวงเงินค่าก่อสร้างไม่เกิน 50 ล้านบาท (ไม่รวมค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า)" แก้ไขเป็น "โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทเขื่อนกักเก็บน้ำ มีอ่างเก็บน้ำที่มี**กำลังผลิตต่ำกว่า 200 กิโลวัตต์"** และ 3) เพิ่มข้อ 3.9 เป็น**"โครงการฝายน้ำล้นเพื่อการเกษตร"**

4. คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 22 สิงหาคม 2551 เห็นชอบในหลักการการทบทวนการกำหนดประเภท ขนาด โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและโครงการเขื่อนกักเก็บน้ำ หรืออ่างเก็บน้ำ หรือการชลประทานที่ต้องจัดทำ EIA ตามมติคณะรัฐมนตรีเกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติมและมอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำผลการพิจารณาของ กบง. ให้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติและคณะรัฐมนตรีพิจารณาตามขั้นตอนต่อไป ทั้งนี้ มอบให้ฝ่ายเลขานุการฯ รายงานผลการทบทวนฯ ต่อ กพช. เพื่อทราบต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 14 <u>การกำหนดประมวลหลักการปฏิบัติงาน (Code of Practice) เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ทางท่อบนบก</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สืบเนื่องจากรัฐบาลโดยกระทรวงพลังงานได้มีนโยบายและมาตรการเร่งด่วนให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคการขนส่ง เพื่อช่วยรักษาดุลการค้าของประเทศ ตามนโยบายประหยัดพลังงานและลดการใช้จ่ายน้ำมันเชื้อเพลิง แต่โดยที่การวางท่อก๊าซธรรมชาติไปยังโรงงานอุตสาหกรรมหรือสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ ผู้ประกอบการจะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม (EIA) ที่ต้องใช้เวลาในการดำเนินการนาน ซึ่งจะเป็นอุปสรรคต่อการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวม ทำให้ไม่สามารถลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงของประเทศได้ตามเป้าหมาย การประชุมการดำเนินโครงการด้านพลังงานที่มีผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2549 จึงได้มีการพิจารณาปัญหาในการส่งเสริมการใช้ NGV ของประเทศ และมีมติให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) และกรมธุรกิจพลังงาน ศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดทำประมวลหลักการปฏิบัติงาน (Code of Practice) สำหรับโครงการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อเพื่อทดแทนการจัดทำรายงาน EIA โดยให้พิจารณาขนาดและความยาวท่อที่ไม่มีผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะนำไปสู่การปรับปรุงประเภทและขนาดของท่อก๊าซธรรมชาติที่ควรทำรายงาน EIA และให้จัดตั้งคณะกรรมการกำกับการศึกษาเพื่อร่วมพิจารณาผลการศึกษาสำหรับเป็นข้อมูลในการกำหนดนโยบายในอนาคต ต่อไป

2. กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) ได้ประสาน ปตท. จัดจ้างบริษัทที่ปรึกษา พร้อมทั้งมีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการกำกับการศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดทำประมวลหลักการปฏิบัติงาน (Code of Practice : COP) สำหรับโครงการระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ

3. การประชุมคณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงาน เมื่อวันที่ 18 เมษายน 2551 ที่ประชุมได้พิจารณาผลการศึกษาการจัดทำประมวลหลักการปฏิบัติงาน (COP) เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบกเพื่อทดแทน การจัดทำรายงาน EIA ที่จัดทำโดย ธพ. และมีมติดังนี้ 1) เห็นชอบให้ ธพ. เป็นหน่วยงานรับผิดชอบในการอนุมัติโครงการที่ใช้ COP และบังคับใช้ COP 2) มอบหมายให้ ธพ. ร่วมกับ สผ. นำเสนอคณะกรรมการกำกับการศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดทำประมวลหลักการปฏิบัติงาน (Code of Practice) สำหรับโครงการระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ เพื่อพิจารณาทบทวนลักษณะของโครงการและพื้นที่ที่สามารถใช้ COP แทนการจัดทำ EIA ให้ได้ข้อยุติ

4. คณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงาน ได้มีมติเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2551 เห็นชอบในหลักการการใช้ประมวลหลักการปฏิบัติงาน (COP) เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบก และเห็นชอบการแก้ไขกฎหมาย/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง โดยขอให้ปรับแก้รายละเอียดบางประการ พร้อมมอบหมายให้ สผ. นำเสนอร่าง COP ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วต่อคณะกรรมการผู้ชำนาญการ (คชก.) พิจารณาให้ความเห็น ก่อนส่งให้กระทรวงพลังงานนำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาให้ความเห็นชอบและให้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติฯ โดย สผ. เป็นผู้นำเสนอต่อ

คณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องปรับแก้กฎหมายและสามารถนำ COP ไปใช้ได้ภายในปี 2551 ต่อไป

5. สรุปผลการศึกษา COP มีดังนี้

5.1 ประมวลหลักการปฏิบัติงาน (COP) เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบก ประกอบด้วย หลักการปฏิบัติงานในการป้องกันแก้ไข ลด และติดตามตรวจสอบผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม และหลักการปฏิบัติงานในการลดผลกระทบด้านวิศวกรรม

5.2 ลักษณะโครงการและพื้นที่ที่สามารถนำ COP ไปใช้แทนการจัดทำรายงาน EIA จะต้องเป็นโครงการระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบก ที่มีความดันใช้งานสูงสุดน้อยกว่าหรือเท่ากับ 20 บาร์ และมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางน้อยกว่าหรือเท่ากับ16 นิ้ว โดยใช้กับทุกพื้นที่ ยกเว้นพื้นที่ที่มีมติคณะรัฐมนตรีหรือกฎหมายกำหนดไว้เป็นอย่างอื่น และต้องเป็นโครงการระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบกที่มีความดันใช้งานสูงสุดมากกว่า 20 บาร์ และมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางมากกว่า 16 นิ้ว เฉพาะในเขตนิคมอุตสาหกรรมตามกฎหมายว่าด้วยนิคมอุตสาหกรรม

5.3 ขั้นตอนการดำเนินการใช้ COP แทน EIA สำหรับโครงการก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ สามารถใช้ COP เพื่อจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม (ER) แทนการจัดทำรายงาน EIA ของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อได้ โดยเจ้าของโครงการจะต้องให้นิติบุคคลที่ได้ขึ้นทะเบียนไว้กับ ธพ. เป็นผู้จัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม (ER) เสนอขอความเห็นชอบจาก ธพ. เมื่อได้รับความเห็นชอบแล้วจึงจะสามารถดำเนินการขออนุญาตเพื่อก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติได้

5.4 การจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม (ER) จะต้องแสดงรายละเอียดข้อมูลของโครงการอย่างน้อย ประกอบด้วย ผลการศึกษาแนวทางเลือกในการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลการออกแบบ แผนการก่อสร้างและดำเนินโครงการ โครงข่ายระบบที่อยู่ระหว่างดำเนินการและที่มีอยู่เดิมในบริเวณใกล้เคียง ตำแหน่งที่ตั้ง และแนวระบบท่อ รวมทั้งต้องระบุพื้นที่ที่ไวต่อผลกระทบสิ่งแวดล้อม ข้างละ 100 เมตรจากกึ่งกลางแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ การประกันภัยรวมทำการชดเชยกรณีเกิดอุบัติเหตุ เป็นต้น

5.5 การจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการ (Monitoring Report ; MR) เจ้าของโครงการจะต้องให้ผู้มีสิทธิจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการ ซึ่งเป็นนิติบุคคลที่ได้ขึ้นทะเบียนไว้กับ ธพ. (แต่ต้องไม่เป็นนิติบุคคลเดียวกับที่จัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม) จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการเสนอต่อ ธพ. เพื่อจัดส่งให้หน่วยงานผู้ให้อนุญาต นับจากวันที่เปิดใช้งานไม่เกิน 1 เดือน โดยรายงานต้องสรุปผลการปฏิบัติ 3 ด้าน ประกอบด้วย มาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม รายละเอียดของการปฏิบัติ และปัญหา อุปสรรค และการแก้ไข

5.6 การเปลี่ยนแปลงทบทวน COP ทุก 3 ปี โดยสามารถเปลี่ยนแปลงทบทวน COP ให้เหมาะสมกับเทคโนโลยี มาตรฐานด้านความปลอดภัย ข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้สะดวกและมีประสิทธิภาพในการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมใน 3 ประเด็น คือ

ประเภทและขนาดโครงการ ประสิทธิภาพและมาตรการป้องกันแก้ไขและลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และผู้มีสิทธิ์จัดทำรายงานที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งองค์ประกอบของรายงาน

6. คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติเมื่อวันที่ 22 สิงหาคม 2551 เห็นชอบในหลักการต่อรายละเอียด COP เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ทางท่อบนบก พร้อมทั้งมอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำส่งผลการพิจารณาของ กบง. ให้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ ก่อนให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องปรับแก้กฎหมายและสามารถนำ COP ไปใช้ได้ภายในปี 2551 ต่อไป ทั้งนี้ มอบให้ฝ่ายเลขานุการฯ รายงานผลการพิจารณา COP ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อทราบ ต่อไป

7. กระทรวงพลังงานได้ส่งเรื่องให้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเมื่อวันที่ 14 ตุลาคม 2551 เพื่อเสนอต่อคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติพิจารณาใน 2 ประเด็น คือ 1) ขอความเห็นชอบการใช้ประมวลหลักการปฏิบัติงาน (COP) เพื่อลดและติดตามตรวจสอบผลกระทบ สิ่งแวดล้อมสำหรับระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบกแทนการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม (EIA) และ 2) ขอความเห็นชอบการแก้ไขกฎหมาย/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง และมอบหมายหน่วยงานที่เกี่ยวข้องปรับแก้กฎหมายเพื่อให้สามารถนำ COP ไปใช้ได้ภายในต้นปี 2552 ต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 15 <u>การกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ จำนวน 6 ผลิตภัณฑ์</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. การกำหนดระดับค่าประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ ส่งเสริมการผลิตและจำหน่ายเครื่องจักร วัสดุ และอุปกรณ์ประสิทธิภาพสูง เพื่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานในภาพรวมของประเทศ โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.) ได้มีบันทึกความเข้าใจในการร่วมมือด้านการกำหนดมาตรฐาน และการส่งเสริมเผยแพร่ระบบมาตรฐาน โดยร่วมกันพิจารณากำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำของเครื่องจักร อุปกรณ์และวัสดุเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน และให้ สมอ. พิจารณาประกาศกำหนดให้เป็นไปตามมาตรฐาน

2. กระทรวงพลังงานได้ออก พ.ร.บ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2551 เพื่อปรับปรุงแก้ไขข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการอนุรักษ์พลังงานให้เหมาะสม โดย ได้ประกาศลงในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2550 โดยมีผลบังคับใช้ภายใน 180 วัน หลังประกาศในราชกิจจานุเบกษา ซึ่งตามมาตรา 23 ของ พ.ร.บ.ฯ ฉบับใหม่ กำหนดให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานมีอำนาจในการออกกฎกระทรวงเพื่อกำหนดมาตรฐานด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงานของเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ที่ใช้ในการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อประโยชน์ในการอนุรักษ์พลังงานในเครื่องจักรหรืออุปกรณ์

3. พพ. ได้จัดทำร่างมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ หรือร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมของอุปกรณ์เฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน จำนวน 6 ผลิตภัณฑ์ ได้แก่ 1) หลอดมีบัลลาสต์ในตัวสำหรับการให้แสงสว่างทั่วไป 2) มอเตอร์เหนี่ยวนำสามเฟส 3) เตาหุงต้มในครัวเรือนใช้กับก๊าซปิโตรเลียมเหลว 4) พัดลมไฟฟ้ากระแสสลับ (ประกอบด้วยพัดลมไฟฟ้ากระแสสลับ 4 ชนิด คือ ชนิดตั้งโต๊ะและติดผนัง ชนิดตั้งพื้น ชนิดแขวนเพดาน และชนิดส่ายรอบตัว) 5) บัลลาสต์ขดลวดสำหรับหลอดฟลูออเรสเซนต์ และ 6) หลอดฟลูออเรสเซนต์ ขั้วคู่ โดยคณะอนุกรรมการด้านมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานได้มีมติเห็นชอบร่างมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ สำหรับผลิตภัณฑ์ที่ 1) - 4) เมื่อวันที่ 29 กรกฎาคม 2551 และผลิตภัณฑ์ที่ 5) - 6) เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2551 และ พพ. ได้นำส่งร่างมาตรฐานฯ ผลิตภัณฑ์ที่ 1) - 4) และผลิตภัณฑ์ที่ 5) - 6) ให้สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2551 และวันที่ 5 กันยายน 2551 ตามลำดับ เพื่อพิจารณากำหนดเป็นมาตรฐานบังคับต่อไป

4. สาระสำคัญในร่างมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำของอุปกรณ์ทั้ง 6 ผลิตภัณฑ์ มีดังนี้ 1) ขอบข่าย 2) บทนิยามความหมายของคำที่ใช้ในมาตรฐาน 3) คุณลักษณะที่ต้องการ เกณฑ์เกี่ยวกับการกำหนดประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นต่ำ 4) เครื่องหมาย และฉลากที่จำเป็นต้องติดและแสดงที่ผลิตภัณฑ์ 5) การชักตัวอย่างและเกณฑ์การตัดสิน และ 6) การทดสอบหาค่าประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และคุณลักษณะที่ต้องการ

5. ประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำและคุณลักษณะที่ต้องการของ 6 ผลิตภัณฑ์ เป็นดังนี้

5.1 ร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหลอดมีบัลลาสต์ในตัวสำหรับการให้แสงสว่างทั่วไป เฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน มีข้อกำหนดด้านประสิทธิภาพ ดังนี้

เกณฑ์กำหนดด้านประสิทธิภาพพลังงานต่ำสุด

หลอดแต่ละหลอดต้องมีค่าประสิทธิศักย์เริ่มต้น (F_{100}) ไม่น้อยกว่าที่กำหนดในตารางดังนี้

ตารางแสดงประสิทธิภาพพลังงานต่ำสุด

พิสัยกำลังไฟฟ้าที่กำหนด (W)	**อุณหภูมิสีน้อยกว่าหรือเท่ากับ 4 400 K** (Lm/W)	**อุณหภูมิสีมากกว่า 4 400 K** (Lm/W)
5 ถึง 8	45	45
9 ถึง 14	48	48
15 ถึง 24	55	51
25 ถึง 60	60	57

การทดสอบให้เป็นไปตาม มอก. 2233 มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหลอดมีบัลลาสต์ ในตัวสำหรับการให้แสงสว่างทั่วไป

5.2 ร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมมอเตอร์เหนี่ยวนำสามเฟส เฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน กำหนดประสิทธิภาพขั้นต่ำ โดยวัดประสิทธิภาพของมอเตอร์ตามมาตรฐาน IEC 60034-2 ที่โหลดเต็มพิกัดหรือที่ร้อยละ 75 ของโหลดเต็มพิกัด ประสิทธิภาพของมอเตอร์ต้องไม่น้อยกว่าประสิทธิภาพขั้นต่ำ ตามเกณฑ์ที่กำหนด

5.3 ร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมเตาหุงต้มในครัวเรือนใช้กับก๊าซปิโตรเลียมเหลวเฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน โดยกำหนดคุณลักษณะที่ต้องการเป็นไปตามที่กำหนดในมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมเตาหุงต้มในครัวเรือนใช้กับก๊าซปิโตรเลียมเหลว มาตรฐานเลขที่ มอก. 2312 - 2549 ดังต่อไปนี้ (1) ประสิทธิภาพเชิงความร้อนขั้นต่ำต้องมีค่าประสิทธิภาพเชิง ความร้อนไม่น้อยกว่าร้อยละ 40 และ (2) ประสิทธิภาพเชิงความร้อนไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 ของค่าที่ระบุไว้ที่ฉลากของผู้ผลิต (Nameplate)

5.4 ร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมพัดลมไฟฟ้ากระแสสลับ เฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน ประกอบด้วย พัดลมไฟฟ้ากระแสสลับ 4 ชนิด คือ 1) ชนิดตั้งโต๊ะและติดผนัง 2) ชนิดตั้งพื้น 3) ชนิดแขวนเพดาน และ 4) ชนิดส่ายรอบตัว โดยกำหนดประสิทธิภาพขั้นต่ำและคุณลักษณะที่ต้องการแยกตามชนิดพัดลม ขนาดใบพัด อัตราการระบายอากาศ และค่าใช้งานขั้นต่ำ

5.5 ร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมบัลลาสต์ขดลวดสำหรับหลอดฟลูออเรสเซนต์เฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน โดยกำหนดประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นต่ำของบัลลาสต์ ต้องมีค่ากำลังไฟฟ้ารวม แก้ค่าแล้วของหลอดแต่ละชนิดไม่มากกว่าที่กำหนด คือระหว่าง 24 - 41 วัตต์

5.6 ร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหลอดฟลูออเรสเซนต์ขั้วคู่ เฉพาะด้านประสิทธิภาพพลังงาน โดยกำหนดประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นต่ำของหลอด ต้องมีค่าประสิทธิภาพการใช้พลังงานทุกค่าไม่น้อยกว่าที่กำหนด

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 16 <u>การส่งเสริมการจัดตั้งสถานีบริการ NGV ในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

ผู้อำนวยการศูนย์การอุตสาหกรรมป้องกันประเทศและพลังงานทหาร (พลเอก พงศ์ทัศน์ เศวตเศรนี) ได้แจ้งต่อที่ประชุม เรื่อง ขอความร่วมมือในการเร่งรัด ผลักดัน และส่งเสริมการจัดตั้งสถานีบริการ NGV โดยได้ขอความร่วมมือในการจัดตั้งสถานีบริการ NGV ในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ โดยเฉพาะจังหวัดยะลา จังหวัดปัตตานี และจังหวัดนราธิวาส เพิ่มเติมจากที่ได้จัดตั้งสถานีบริการในจังหวัดสงขลาซึ่งอยู่ห่างไกลไม่ครอบคลุมพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ เป็นการพัฒนาการลงทุนในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อสร้างความเชื่อมั่นในด้านเศรษฐกิจและความมั่นคงให้กับผู้ประกอบการ รวมทั้งเป็นการเพิ่มทางเลือกในการใช้พลังงานทดแทนให้กับประชนในพื้นที่

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้ชี้แจงว่ากระทรวงพลังงานได้มีการดำเนินการติดตาม เร่งรัด การขยายการใช้และสถานีบริการ NGV โดยการจัดทำแผนการจัดตั้งสถานีบริการ NGV ได้คำนึงถึงพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้แล้ว ทั้งนี้แผนการขยายสถานีบริการ NGV ได้กำหนดให้มีสถานีบริการ NGV อย่างน้อย 1 สถานีในทุกจังหวัด (76 จังหวัด) ทั่วประเทศภายในปี 2552

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ