มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 1/2552 (ครั้งที่ 123)
เมื่อวันศุกร์ที่ 16 มกราคม พ.ศ. 2552 เวลา 13.30 น.
ณ ห้องประชุม 501 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. ข้อเสนอการปรับปรุงแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
2. นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)
3. นโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน : มาตรการด้านภาษีสรรพสามิตน้ำมัน
4. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2)
5. การชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า ปี 2552
6. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี
7. สถานการณ์พลังงานปี 2551 และแนวโน้มปี 2552
8. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงและฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง
9. ความก้าวหน้าการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ในปี 2551
10. การส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการ
11. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน
12. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน
13. รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2551

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) เป็นประธานคณะกรรมการ
รองนายกรัฐมนตรี (นายกอร์ปศักดิ์ สภาวสุ) เป็นรองประธานคณะกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล) เป็นกรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>ข้อเสนอการปรับปรุงแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) นำเสนอ เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 กล่าวคือเห็นชอบหลักการการจัดสรรปริมาณก๊าซ LPG ที่ผลิตได้ในประเทศ หลักการกำหนดส่วนต่างราคาระหว่างก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนกับภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรม โดยกำหนดราคาขายปลีกเป็น 2 ราคา ด้วยการปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ เป็น 2 อัตรา และแนวทางการทยอยปรับขึ้นราคาหลายครั้งเพื่อลดผลกระทบต่อประชาชน และยังได้เห็นชอบแนวทางในการแก้ไขและป้องกันปัญหาต่างๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นตามมา

2. ต่อมาภายหลังสถานการณ์ราคาน้ำมันและก๊าซ LPG ในตลาดโลกได้เปลี่ยนแปลงไป ทำให้ข้อสมมติฐานที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG ในส่วนของมาตรการด้านราคาจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ฝ่ายเลขานุการฯ จึงได้เสนอให้ปรับปรุงแก้ไขแนวทางการแก้ไขปัญหาก๊าซ LPG โดยยังคงหลักการตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 ไว้ตามเดิม ยกเว้นขอให้มีการปรับปรุงเพิ่มเติมเฉพาะในส่วนของมาตรการด้านราคา เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป กล่าวคือยังคงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนไว้ที่ 18.13 บาท/กก. เช่นเดิม และปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม ในอัตรา 2.52 บาท/กก. ซึ่งจะทำให้ราคาขายปลีกในภาคขนส่งและอุตสาหกรรมหลังจากที่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มแล้วเป็นราคาเพิ่มขึ้น 2.70 บาท/กก. (1.46 บาท/ลิตร) และมอบหมายให้ กบง. รับไปพิจารณาดำเนินการในรายละเอียดต่อไป ว่าจะเห็นสมควรปรับขึ้นราคากี่ครั้งและเมื่อใด สำหรับมาตราการต่างๆ ในการแก้ไขและป้องกันปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นตามมาให้คงไว้ตามเดิม

<u>มติของที่ประชุม</u>

ให้ชะลอการพิจารณาปรับราคาก๊าซ LPG ออกไปก่อน เนื่องจากปัจจุบันราคาน้ำมันอยู่ในระดับต่ำ และสถานการณ์เศรษฐกิจของประเทศชะลอตัว ซึ่งจะเป็นการบรรเทาผลกระทบต่อประชาชน ทั้งนี้หากสถานการณ์ราคาน้ำมันได้เปลี่ยนแปลงไปอยู่ในระดับสูงขึ้น ให้ฝ่ายเลขานุการฯ นำมาพิจารณาในที่ประชุมใหม่อีกครั้ง และมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานไปพิจารณาแนวทางการชำระหนี้ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ที่เกิดจากการชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG

เรื่องที่ 2 <u>นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2545 เห็นชอบมาตรการส่งเสริมและสนับสนุนการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง ในช่วงปี 2546 - 2551 โดยกำหนดเงื่อนไขราคาจำหน่าย NGV ในปี 2552 เป็นต้นไป ให้กำหนดราคา NGV เท่ากับร้อยละ 65 ของราคาน้ำมันเบนซิน 91 ทั้งนี้ ได้กำหนดเพดานราคาขาย

ปลีก NGV ภายในประเทศไว้ที่ระดับไม่เกิน 10.34 บาท/กิโลกรัม แม้ว่าราคาน้ำมันจะปรับเพิ่มสูงขึ้นในระดับใดก็ตาม

2. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอหลักการในการกำหนดราคาขายปลีก NGV ว่าควรเป็นราคาที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง จึงเห็นควรให้มีการยกเลิกมติคณะรัฐมนตรีดังกล่าว และขอเสนอปรับราคาขายปลีก NGV ขึ้น 2 บาท/กก. โดยมอบหมายให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาในช่วงเวลาที่เหมาะสม

<u>มติของที่ประชุม</u>

ให้ชะลอการพิจารณาปรับราคา NGV ออกไปก่อน และมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจัดทำภาพรวมของการผลิต การใช้ และโครงสร้างราคา NGV เสนอให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พิจารณาต่อไป

เรื่องที่ 3 <u>นโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน : มาตรการด้านภาษีสรรพสามิตน้ำมัน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภายหลังจากการสิ้นสุดของมาตรการช่วยเหลือประชาชน 6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤตเพื่อคนไทย ในวันที่ 31 มกราคม 2552 จะมีผลทำให้ภาษีสรรพสามิตน้ำมันจะต้องปรับตัวกลับขึ้นไปอยู่ในอัตราเดิม กล่าวคือจะทำให้ราคาขายปลีกของน้ำมันแก๊สโซฮอล ดีเซลหมุนเร็ว B2 และดีเซลหมุนเร็ว B5 ปรับเพิ่มขึ้นอีก 3.88 บาท/ลิตร 2.71บาท/ลิตร และ 2.47 บาท/ลิตร ตามลำดับ ซึ่งจะทำให้ราคาขายปลีกเพิ่มขึ้นครั้งเดียวในทันที และอาจจะสร้างความเดือดร้อนให้แก่ประชาชนผู้บริโภคได้ เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นต่อประชาชนผู้บริโภค กระทรวงพลังงานจึงเห็นควรทยอยการปรับขึ้นราคาขายปลีกเป็นหลายครั้ง ด้วยวิธีการลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ลงส่วนหนึ่ง ซึ่งจะทำให้ราคาขายปลีกเพิ่มขึ้นเพียงครั้งละประมาณ 1.00 บาท/ลิตร จนกว่าอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ จะกลับสู่อัตราเดิม ณ วันที่ 31 มกราคม 2552

2. การปรับขึ้นอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันดังกล่าว จำเป็นต้องตรวจสอบปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงคงเหลือ ณ คลังน้ำมันและสถานีบริการ ตั้งแต่เวลา 24.00 น. ของวันก่อนวันที่ประกาศราคาขายปลีกใหม่ มีผลบังคับใช้ ซึ่งจะต้องตรวจสอบปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงคงเหลือทุกครั้งที่มีการปรับราคาขายปลีกใหม่ แต่เนื่องจากคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 2/2551 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ในข้อ 3 และ ข้อ 6 ได้กำหนดให้มีการเรียกเก็บเงินส่วนเกินของปริมาณน้ำมันคงเหลือที่คลังน้ำมันและสถานีบริการซึ่งผู้ประกอบการมิควรได้ และให้ทำการตรวจสอบปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงคงเหลือ ตั้งแต่เวลา 24.00 น. ของวันที่ 31 มกราคม 2552 เพียงครั้งเดียว ดังนั้นจึงจำเป็นต้องแก้ไขเพิ่มเติมคำสั่งนายกรัฐมนตรีดังกล่าวเสียใหม่ เพื่อให้สามารถตรวจสอบปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงคงเหลือได้ทุกครั้งเมื่อมีการปรับขึ้นราคา

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการให้ใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันที่จะสูงขึ้นจากการปรับเพิ่มอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ในวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 โดยการปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้ราคาน้ำมันขายปลีกทยอยเพิ่มขึ้นในระดับและในช่วงเวลาที่เหมาะสม และมิให้ส่งผลกระทบต่อประชาชนผู้บริโภค
2. มอบหมายให้ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปพิจารณาดำเนินการปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ให้เป็นไปตามหลักการในข้อ 1
3. มอบหมายให้ กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน รับไปดำเนินการแก้ไขเพิ่มเติมคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 2/2551 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้สามารถดำเนินการตรวจสอบปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงคงเหลือ ณ คลังน้ำมันและสถานีบริการ ได้ทุกครั้งที่มีการปรับราคาใหม่ ตั้งแต่เวลา 24.00 น. ของวันก่อนที่ประกาศราคาขายปลีกใหม่บังคับใช้ และเรียกเก็บเงินส่วนเกินของปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงคงเหลือจากผู้ประกอบการคลังน้ำมันและสถานีบริการ และนำส่งกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ทั้งนี้ให้สอดคล้องกับแนวทางปฏิบัติในข้อ 1

เรื่องที่ 4 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันประเทศไทยใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1) ซึ่งต่อมา สถานการณ์ทางเศรษฐกิจของโลกได้เปลี่ยนแปลงไปในทางชะลอตัวลง และส่งผลกระทบต่อสถานการณ์ทางเศรษฐกิจของประเทศไทยตามมา สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) จึงได้พิจารณาปรับอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) เสียใหม่ ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ทางเศรษฐกิจในปัจจุบัน โดยคาดการณ์ GDP ลดลง อยู่ในระดับร้อยละ 1-2 ส่งผลทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศโดยรวมลดลง จนทำให้ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามแผน PDP อยู่ในระดับที่สูงเกินความเหมาะสม ดังนั้น รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) จึงได้มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องพิจารณาดำเนินการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเสียใหม่ให้เหมาะสมกับสถานการณ์ทางเศรษฐกิจของประเทศที่เปลี่ยนแปลงไป เพื่อมิให้มีการลงทุนในกิจการด้านการผลิตและส่งไฟฟ้าอยู่ในระดับที่สูงเกินไป ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าฐานสูงขึ้นเกินควร อันจะเป็นการเพิ่มภาระให้แก่ประชาชน ที่จะต้องชำระค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงขึ้น โดยให้ไปพิจารณาดำเนินการปรับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมตามเกณฑ์มาตรฐานสากล ตามนโยบายของรัฐบาล

2. สาระสำคัญของการปรับปรุงแผน PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 มีดังนี้ (1) ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามสถานการณ์เศรษฐกิจที่เกิดขึ้นจริงระหว่างปี พ.ศ. 2552 ถึง 2553 และช่วงระหว่าง พ.ศ. 2554 - 2564 ยังคงใช้อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจตามประมาณการเดิม (กรณีฐาน) สำหรับการจัดทำแผน PDP ใหม่ (แผน PDP 2009) จำเป็นต้องรอผลการศึกษาร่วมกันระหว่างกระทรวงพลังงานและ สศช. ซึ่งกำหนดจะแล้วเสร็จในระยะเวลา 8 เดือน (2) เร่งกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) โดยเฉพาะประเภท Firm ให้เร็วขึ้นเป็นภายในปี 2557 และหากเศรษฐกิจมีการฟื้นตัวและความต้องการไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นในช่วงปี 2557 - 2561 อาจพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เพิ่มขึ้นได้ (3) เลื่อนกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) 2 ราย ออกไป 1 ปี ทั้งนี้โดยมิได้มีการเปลี่ยนแปลงราคารับซื้อไฟฟ้าจากที่ได้มีการตกลงกันไว้เดิม (4) กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิมที่จะหมดอายุการใช้งาน จำนวน 1 โรง ที่ อ.ขนอม จ.นครศรีธรรมราช ในปี พ.ศ. 2559 เพื่อรองรับนโยบายการผลิตก๊าซ LPG ในประเทศของโรงแยกก๊าซโรงที่ 4 ซึ่งตั้งอยู่ที่ อ.ขนอม (5) พิจารณาทบทวนปริมาณและระยะเวลาการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านให้เหมาะสม (6) ปรับเลื่อนกำหนดเวลาโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ให้เหมาะสม และปรับลดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (7) ปรับเพิ่มปริมาณการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก SPP สัญญาประเภท Non-Firm (8) ยกเลิกโครงการ Combined Heat and Power ของ กฟผ. เนื่องจากโครงการดังกล่าวไม่เหมาะสมทางด้านเทคนิคและไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน และ (9) ปรับเพิ่มขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงแห่งใหม่ของ กฟผ. ที่มีกำหนดการก่อสร้างตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นไปจากขนาดกำลังการผลิตเดิม 700 เมกะวัตต์ เป็น 800 เมกะวัตต์

3. การปรับปรุงครั้งนี้ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้า ตามแผน PDP ฉบับใหม่ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2564 จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจำนวน 52,028 เมกะวัตต์ ลดลงจากแผนเดิมจำนวน 6,171.60 เมกะวัตต์ ซึ่งจะทำให้ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศปรับลดลงมาอยู่ในระดับที่เหมาะสมตามเกณฑ์มาตรฐานสากล

4. จากการปรับแผน PDP ในครั้งนี้ จะส่งผลให้สามารถประหยัดเงินลงทุนของกิจการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าในภาพรวมได้ถึงประมาณ 459,550 ล้านบาท โดยปรับลดจากวงเงินเดิม 2,107,534 ล้านบาท เป็น 1,647,984 ล้านบาท และยังสามารถกระตุ้นเศรษฐกิจได้อีกทางหนึ่ง จากการเร่งรัดการลงทุนในโครงการ SPP ในวงเงินลงทุนประมาณ 104,000 ล้านบาท ในระหว่างปี 2550 - 2556

5. เพื่อเป็นการดำเนินงานตามความในมาตรา 9 (3) แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 กระทรวงพลังงานได้ขอความเห็นจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เกี่ยวกับแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 โดย กกพ. พิจารณาแล้วเห็นชอบในหลักการการปรับแผน PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 และมีข้อสังเกตเพิ่มเติม ดังนี้ คือ (1) การปรับแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เป็นการเปลี่ยนแปลงจากแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 อย่างมีนัยสำคัญ โดยโครงการโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPP ใหม่เกิดขึ้นหลายโครงการ (2) สัดส่วนการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่เพิ่มขึ้น ของ กฟผ. ในช่วงปี 2552 -

2564 สูงกว่าภาคเอกชนมาก ซึ่งไม่ได้ส่งเสริมการแข่งขันในการผลิตไฟฟ้า แต่เป็นภาระการลงทุนและหนี้สาธารณะของประเทศในอนาคต และ (3) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าควรจัดทำให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจ และควรคำนึงถึงประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้า รวมทั้งการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management : DSM)

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551 - 2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) พร้อมทั้งรับความเห็นและข้อสังเกตจากการพิจารณาของที่ประชุมเพื่อนำสู่การปฏิบัติต่อไป
2. มอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551 - 2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>การชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า ปี 2552</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กพช. เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดเงินชดเชยรายได้จากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ไปยังการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในปี 2548 - 2551 เท่ากับ 9,083 ล้านบาท/ปี 10,507 ล้านบาท/ปี 10,728 ล้านบาท/ปี และ 11,014 ล้านบาท/ปี ตามลำดับ

2. เนื่องจากการกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้สิ้นสุดลงในปี 2551 แต่การจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ของ กกพ. และการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ของ สนพ. ยังไม่แล้วเสร็จ ดังนั้น กฟภ. จึงได้ขอให้ กกพ. เป็นผู้พิจารณาการจ่ายเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าในปี 2552 เป็นการชั่วคราวแทนไปพลางก่อน ซึ่งผลจากการพิจารณาของ กกพ. ร่วมกับ สนพ. เห็นว่า กฟน. และ กฟผ. จะต้องจ่ายเงินชดเชยรายได้ให้แก่ กฟภ. เป็นจำนวนเงิน 9,336 และ 2,842 ล้านบาท ตามลำดับ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้กำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าเฉพาะปี 2552 เป็นการชั่วคราว จำนวน 12,178 ล้านบาท โดยให้ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำนวน 9,336 และ 2,842 ล้านบาท ตามลำดับ ในระหว่างที่การจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้าง

อัตราค่าไฟฟ้าใหม่ยังไม่แล้วเสร็จ โดยให้ กฟน. และ กฟผ. นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. เฉลี่ยเป็นรายเดือน

2. มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานพิจารณานำเสนอการปรับปรุงการกำหนดเงินชดเชยรายได้ที่เหมาะสมระหว่างการไฟฟ้าในปี 2552 ในการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ต่อไป

เรื่องที่ 6 <u>แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สาระสำคัญแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551 - 2565)

1.1 สมมติฐานสำคัญ โดยกำหนดให้อัตราการขยายตัวของปริมาณการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายร้อยละ 2 ระหว่างปี 2551 - 2554 และร้อยละ 3 ระหว่างปี 2555 - 2565

1.2 วัตถุประสงค์ของแผน ประกอบด้วย 1) เพื่อให้ประเทศไทยใช้พลังงานทดแทนเป็นพลังงานหลักของประเทศแทนการนำเข้าน้ำมัน 2) เพื่อเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาพลังงานให้ประเทศ 3) เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานรูปแบบชุมชนสีเขียวแบบครบวงจร 4) เพื่อสนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ และ 5) เพื่อวิจัย พัฒนา ส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่มีประสิทธิภาพสูง

1.3 เป้าหมายคือ เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนให้เป็นร้อยละ 20 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศ ภายในปี 2565

2. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี แบ่งเป็น 3 ระยะ ดังนี้ 1) <u>ระยะสั้น</u> (พ.ศ. 2551 - 2554) มุ่งเน้นส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่ได้รับการยอมรับแล้ว (proven technologies) และมีศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนสูง โดยใช้มาตรการสนับสนุนทางด้านการเงินเต็มรูปแบบ โดยตั้งเป้าหมาย 10,961 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นร้อยละ 15.6 ของการใช้พลังงานทั้งหมด 2) <u>ระยะกลาง</u> (พ.ศ. 2555 - 2559) ส่งเสริมอุตสาหกรรมเทคโนโลยีพลังงานทดแทน และสนับสนุนพัฒนาต้นแบบเทคโนโลยีพลังงานทดแทนใหม่ๆ ให้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เพิ่มสูงขึ้น รวมถึงส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีใหม่ในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ และพัฒนาต้นแบบ Green City และนำไปสู่การสร้างความเข้มแข็งให้กับการผลิตพลังงานทดแทนระดับชุมชน โดยตั้งเป้าหมายร้อยละ 15,579 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นร้อยละ 19.1 ของการใช้พลังงานทั้งหมด และ 3) <u>ระยะยาว</u> (พ.ศ. 2560 - 2565) ส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนใหม่ๆ ที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ รวมถึงการขยายผล Green City และพลังงานชุมชน และสนับสนุนให้ประเทศไทยเป็นศูนย์ส่งออกเชื้อเพลิงชีวภาพและการส่งออกเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในภูมิภาคอาเซียน โดยตั้งเป้าหมาย 19,799 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นร้อยละ 20.3 ของการใช้พลังงานทั้งหมด

3. ปัจจัยแห่งความสำเร็จของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี โดยการ 1) กำหนดให้พลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ 2) ภาครัฐมีนโยบายสนับสนุนพลังงานทดแทนที่ต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งมาตรการจูงใจทางด้านการเงิน 3) ภาครัฐดำเนินการจัดหาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการขยายตัวของพลังงานทดแทน 4) ปรับปรุงกฎหมายหรือกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทดแทน 5) ทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับการจัดสรรงบประมาณเพื่อใช้ในการวิจัย พัฒนา สาธิต ส่งเสริม รณรงค์ เผยแพร่ และประชาสัมพันธ์ด้านพลังงานทดแทน ภายใต้กรอบการดำเนินงานของแผน 6) สามารถเข้าถึงแหล่งพลังงานทดแทน และ 7) กำหนดให้มีมาตรฐานเทคโนโลยีและการผลิตพลังงานทดแทน

4. ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ คือ **ด้านเศรษฐกิจ :** ช่วยลดการนำเข้าพลังงานได้มากกว่า 460,000 ล้านบาท/ปี ในปี 2565 และให้เกิดการลงทุนในภาคเอกชนได้มากกว่า 382,240 ล้านบาท/ปี พร้อมทั้งลดการลงทุนของภาครัฐ ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล นอกจากนี้สร้างรายได้กลับเข้าสู่ประเทศ โดยการพัฒนาประเทศสู่ศูนย์กลางการส่งออก เอทานอลและเทคโนโลยีพลังงานทดแทน **ด้านสังคม :** ช่วยลดผลกระทบจากการอพยพแรงงานสู่เมือง และทำให้เกษตรกรมีรายได้จากการขายพืชผลทางการเกษตรมากขึ้นอย่างต่อเนื่องและมั่นคง ตลอดจนยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนในประเทศให้เข้าถึงพลังงานอย่างเท่าเทียมและทั่วถึง และ**ด้านสิ่งแวดล้อม** : พัฒนาสู่สังคมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ (Low Carbon Society) และช่วยลดผลกระทบต่อภาวะโลกร้อน

5. กรอบงบประมาณตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี คาดว่าจะเกิดการลงทุนทั้งภาคเอกชน ภาครัฐ และรัฐวิสาหกิจรวมทั้งสิ้นเป็นมูลค่ามากกว่า 488,257 ล้านบาท ประกอบด้วยการลงทุนภาคเอกชนรวม 382,240 ล้านบาท งบประมาณการลงทุนภาครัฐรวม 52,968 ล้านบาท และรัฐวิสาหกิจรวม 53,049 ล้านบาท

โดยทั้งนี้ในการนำแผนฯ ไปสู่การปฏิบัติการที่เป็นรูปธรรม จึงควรจัดตั้งคณะทำงานเพื่อจัดทำแผนปฏิบัติการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานขึ้นเพื่อกำหนดแผนปฏิบัติการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ.2551 - 2565)
2. เห็นชอบให้แต่งตั้งคณะทำงานเพื่อจัดทำแผนปฏิบัติการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
3. รับทราบวงเงินงบประมาณในการดำเนินการของภาครัฐ

เรื่องที่ 7 <u>สถานการณ์พลังงานปี 2551 และแนวโน้มปี 2552</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภาพรวมของสถานการณ์พลังงานปี 2551 มีความผันผวนมาก เนื่องจากในช่วงต้นปีจนถึง เดือนกรกฎาคมราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นทำสถิติสูงสุดเป็นรายวัน มีผลให้การใช้น้ำมันลดลง แต่ภาวะเศรษฐกิจของโลกและของไทยยังคงดีอยู่ ส่งผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.3 แต่ในช่วงไตรมาสที่สามราคาน้ำมันตลาดโลกเริ่มลดลงพร้อมมีข่าวไม่ดีเกี่ยวกับสถานภาพการเงินของประเทศสหรัฐอเมริกา จนเกิดภาวะเศรษฐกิจถดถอยลุกลามไปทั่วโลก มีผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นในช่วงครึ่งปีหลังชะลอตัวลงจากครึ่งปีแรกค่อนข้างมาก ส่งผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นในปี 2551 อยู่ที่ระดับ 1,629 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวันหรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว โดยเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1 การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.7 ขณะที่การใช้น้ำมันลดลงจากปีก่อนร้อยละ 5.4 การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าลดลง ร้อยละ 15.7 การผลิตพลังงาน เชิงพาณิชย์ขั้นต้นอยู่ที่ระดับ 847 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวันหรือเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.8 โดยการผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ และลิกไนต์ลดลง

2. ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกพุ่งสูงขึ้นเป็นประวัติการณ์ ในปี 2551 ช่วงเดือนมกราคมราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 87.36 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงเดือนกรกฎาคม ซึ่งมีระดับราคาสูงสุดอยู่ที่ 140.77 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล หลังจากนั้นราคาค่อยๆ ปรับลดลง แต่ยังคงทรงตัวอยู่ ในระดับสูงที่ราคาสูงกว่า 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และปรับลดลงมาอย่างเร็วในช่วงเดือนตุลาคมถึงธันวาคมจนถึงระดับ 36.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในเดือนธันวาคม ราคาน้ำมันดิบที่สูงเป็นระยะเวลานานมีผลให้ไทยมีมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบในปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 49.6 ขณะที่มีปริมาณการนำเข้าเพิ่มเพียงร้อยละ 0.4

3. การใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีปริมาณรวม 678 พันบาร์เรลต่อวันลดลงจากปีก่อนร้อยละ 4.0 เนื่องจากราคาน้ำมันภายในประเทศทรงตัวอยู่ในระดับสูง ส่งผลให้การใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลชะลอตัวลง อีกทั้ง กฟผ. ลดการใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลง ขณะที่การใช้ LPG เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.8 เนื่องจากรถยนต์ส่วนบุคคลจำนวนมากได้ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ไปใช้ LPG แทนน้ำมันในช่วงที่ราคาน้ำมันสูง

3.1 การใช้น้ำมันเบนซินลดลงร้อยละ 3.8 จากราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวในระดับสูง การใช้แก๊สโซฮอลอยู่ที่ระดับ 9.2 ล้านลิตรต่อวัน เป็นแก๊สโซฮอล 91 อยู่ที่ระดับ 2.5 ล้านลิตรต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 276.9 และเป็นแก๊สโซฮอล 95 (E10) 6.6 ล้านลิตรต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 59.2 ทั้งนี้รัฐบาลได้ส่งเสริมให้มีการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 (E20) ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2551 โดยลดภาษีสรรพสามิตสำหรับรถยนต์ที่ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล 95 (E20) จากร้อยละ 30 เหลือร้อยละ 25 ซึ่งทำให้ในปีนี้การใช้แก๊สโซฮอล 95 (E20) อยู่ที่ระดับ 0.08 ล้านลิตรต่อวัน

3.2 การใช้น้ำมันดีเซล อยู่ที่ระดับ 48.2 ล้านลิตรต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 5.8 ปัจจุบันกระทรวงพลังงานกำหนดให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วต้องผสมไบโอดีเซลร้อยละ 2 (B2) โดยปริมาตร ซึ่งมีผลบังคับใช้แล้วตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นมา การจำหน่ายไบโอดีเซล (B5) ได้เพิ่มจาก 1.7 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2550 เป็น 10.3 ล้านลิตรต่อวัน ในปีนี้ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 500.6

3.3 การใช้ LPG เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.0 โดยการใช้ LPG ในรถยนต์ปีนี้ขยายตัวเพิ่มสูงถึง ร้อยละ 36.9 เนื่องจากระดับราคาน้ำมันเบนซินสูงทำให้ผู้ใช้รถยนต์ส่วนหนึ่งหันมาใช้ LPG ทดแทน การใช้ในครัวเรือนเพิ่มขึ้นมากถึงร้อยละ 12.7 และการใช้ในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.4 ปีนี้เป็นปีแรกที่ต้องนำเข้า LPG มาใช้ในประเทศตั้งแต่เดือนเมษายน จำนวน 22 พันตัน (นำเข้าในรูปโพรเพนและบิวเทน) ซึ่งคาดว่าทั้งปีมีการนำเข้าจำนวน 527 พันตัน

4. การใช้ก๊าซธรรมชาติ อยู่ที่ระดับ 3,480 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.8 เนื่องจากในปีนี้มีแหล่งผลิต 2 แหล่งที่สำคัญได้ทำการผลิต คือ แหล่งอาทิตย์และ JDA

5. การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 35 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.9 ประกอบด้วยการใช้ลิกไนต์ 18 ล้านตัน และถ่านหินนำเข้า 17 ล้านตัน เป็นการใช้ลิกไนต์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 16 ล้านตัน ที่เหลือจำนวน 2 ล้านตัน ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่างๆ การใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้น ร้อยละ 14.0 แบ่งเป็นการใช้ในอุตสาหกรรมจำนวน 11 ล้านตัน ที่เหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP จำนวน 6 ล้านตัน

6. กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าในปี 2551 อยู่ที่ 29,892 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้น ณ วันที่ 21 เมษายน 2551 ที่ระดับ 22,568 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าปี 2550 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 22,586 เมกะวัตต์
ค่าตัวประกอบไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ร้อยละ 75.6 และกำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserved Margin) อยู่ที่ร้อยละ 29.8 โดยการผลิตไฟฟ้า ปี 2551 จำนวน 148,589 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 1.1 โดยมีสัดส่วนการผลิตจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์/ถ่านหิน พลังน้ำ การนำเข้า และน้ำมันร้อยละ 70, 21, 5, 3 และ 1 ตามลำดับ ในปี 2551 มีการปรับค่าเอฟที 4 ครั้ง โดยปรับลดลง 2 ครั้ง และปรับขึ้น 2 ครั้ง รวมเป็นจำนวนเงินเพิ่มขึ้น 9.28 สตางค์/หน่วย ขณะที่การใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 134,804 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 แบ่งเป็นการใช้ในเขตนครหลวงอยู่ที่ระดับ 42,274 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.6 และในเขตภูมิภาคอยู่ที่ระดับ 89,685 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 รวมทั้งการใช้จากลูกค้าตรงของ กฟผ. 2,845 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 เป็นการใช้ไฟฟ้าในสาขาอุตสาหกรรม สาขาธุรกิจ บ้านและที่อยู่อาศัย สาขาเกษตรกรรม และอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4, 1.1, 2.9, 1.2 และ 2.3 ตามลำดับ

7. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2552 สศช. คาดว่าในปี 2552 เศรษฐกิจจะขยายตัวร้อยละ 2.0 - 3.0 และ สนพ. คาดว่าราคาน้ำมันจะอยู่ในระดับต่ำคือประมาณ 40 - 50 เหรียญต่อบาร์เรล จึงประมาณการความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นคาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 1,670 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2551 ร้อยละ 1.9 โดยความต้องการน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์/ถ่านหิน และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3, 3.9, 1.3 และ 2.6 ตามลำดับ

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 8 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงและฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. <u>ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส</u>

ไตรมาส 1 ปี 2551 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 91.38 และ 98.03 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2550 8.19 และ 7.37 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากค่าเงินดอลล่าห์สหรัฐฯ อ่อนตัวลง และข่าวกลุ่มคนร้ายติดอาวุธได้ก่อเหตุลอบวางระเบิด ท่อส่งน้ำมันในประเทศอิรัก ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 116.91 และ 123.98 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากโอเปคแถลงจะไม่เพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ และไตรมาส 3 ราคาน้ำมันดิบทั้งสองชนิดได้ปรับตัวลดลงเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 113.34 และ 117.83 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากตลาดการเงินสหรัฐฯ ประสบปัญหาอย่างรุนแรง ส่วนไตรมาส 4 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 52.60 และ 58.49 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลง จากตลาดกังวลต่อสภาวะเศรษฐกิจถดถอยในประเทศสหรัฐฯ ในช่วงวันที่ 1 - 8 มกราคม 2552 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์ เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 46.62 และ 45.63 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2551 5.98 และ 12.87 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าวประเทศผู้ส่งออกน้ำมันในกลุ่มตะวันออกกลางไม่เห็นด้วยกับข้อเสนอของอิหร่านที่จะระงับการส่งออกให้แก่ประเทศที่สนับสนุนอิสราเอล ประกอบกับกระทรวงพลังงานสหรัฐฯ รายงานปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 2 มกราคม 2552 เพิ่มขึ้น

2. <u>ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์</u>

ไตรมาส 1 ปี 2551 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 105.12 , 104.29 และ 114.36 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2550 9.33 , 9.79 และ 11.78 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของธนาคารกลางสหรัฐฯ ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 129.84 , 128.64 และ 154.47 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นในเวียดนาม จีน และอินโดนีเซีย และไตรมาส 3 ราคาน้ำมันทั้ง 3 ชนิด เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 119.29, 117.83 และ 139.02 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวลดลงจากจีนลดปริมาณการนำเข้าหลังการแข่งขันกีฬาโอลิมปิกสิ้นสุด และไตรมาส 4 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซลเฉลี่ย อยู่ที่ระดับ 56.32 , 54.51 และ 70.25 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวลดลง จากข่าวปริมาณส่งออกน้ำมันเบนซินของประเทศจีนเพิ่มขึ้น และปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินของสหรัฐฯ ยังอยู่ในระดับสูงที่ 204 ล้านบาร์เรล และในช่วงวันที่ 1 - 8

มกราคม 2552 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 47.92 , 44.92 และ 63.30 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล โดยปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2551 8.40, 9.59 และ 6.95 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าว Reliance Industries Limited (RIL) ของอินเดียอาจเพิ่มปริมาณส่งออกน้ำมันเบนซินมาเอเชียหลังจากลดปริมาณส่งออกให้อิหร่าน และการไฟฟ้าของประเทศอินโดนีเซีย มีแผนลดการใช้น้ำมันดีเซลในปี 2552 ลง

3. <u>ราคาขายปลีก</u>

ไตรมาส 1 ปี 2551 ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 33.49, 32.39, 29.49, 28.69, 30.01 และ 29.34 บาท/ลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2550 ที่ระดับ 1.17, 1.20,1.00, 1.00,1.07 และ 1.40 บาท/ลิตร ตามลำดับ และไตรมาส 2 ขายปลีกน้ำมันทุกชนิดได้ปรับตัวเพิ่มขึ้น แต่ไตรมาส 3 ราคาได้ปรับลดลงเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 38.22, 36.49, 28.99, 27.69, 28.19, 33.91 และ 33.27 บาท/ลิตร และไตรมาส 4 ราคาได้ปรับลดลงอย่างมากเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 29.12, 24.12, 19.29, 17.99, 18.49, 20.74 และ 19.41 บาท/ลิตร ตามลำดับ ในช่วงวันที่ 1 - 9 มกราคม 2552 ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 21.39, 16.89, 15.59, 16.09, 18.94 และ 17.44 บาท/ลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2551 ที่ระดับ 2.73, 2.40, 2.40, 2.40, 1.80 และ 1.97 บาท/ลิตร ตามลำดับ ส่วนราคาน้ำมันเบนซิน 95 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 29.99 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2551 ที่ระดับ 0.87 บาท/ลิตร

4. <u>สถานการณ์ LPG</u> ไตรมาส 4 ปี 2551 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกปรับตัวลดลง 328 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ระดับ 542 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาน้ำมันดิบและภาวะชะลอตัว ทางเศรษฐกิจในสหรัฐฯ ส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซ LPG ลดลง โดยไทยได้นำเข้าก๊าซ LPG ปริมาณ 183,086 ตัน ที่ระดับราคา 25.06 บาท/กิโลกรัม แต่รัฐบาลได้กำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ที่ 10.99 บาท/กิโลกรัม ทำให้ต้องชดเชยก๊าซ LPG นำเข้าที่ระดับ 14.07 บาท/กิโลกรัม คิดเป็นเงินชดเชยประมาณ 2,576 ล้านบาท โดยที่ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ณ กรุงเทพฯ อยู่ที่ 18.13 บาท/กิโลกรัม ส่วนราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนมกราคม 2552 ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 380 เหรียญสหรัฐ/ตัน ตามราคาน้ำมันดิบและความต้องการในภูมิภาคเอเชียมีมาก รัฐบาลกำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ที่ 10.9960 บาท/กิโลกรัม ทำให้ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ณ กรุงเทพฯ อยู่ที่ 18.13 บาท/กิโลกรัม

5. <u>สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล</u> ปัจจุบันมีผู้ประกอบการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง จำนวน 11 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 1.57 ล้านลิตร/วัน แต่ผลิตเอทานอลเพียง 9 ราย มีปริมาณการผลิตจริง 0.80 ล้านลิตร/วัน มีสต๊อคเอทานอลที่ผู้ผลิตรวม 6.64 ล้านลิตร และจากการส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลของภาครัฐ ทำให้ยอดจำหน่ายแก๊สโซฮอลเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในไตรมาส 4 ปี 2551 มียอดจำหน่าย 11.21 ล้านลิตร/วัน หรือคิดเป็นการใช้เอทานอล 1.13 ล้านลิตร/วัน ในส่วนสถานีบริการน้ำมัน แก๊สโซฮอล มีบริษัทค้าน้ำมันที่จำหน่าย 12 บริษัท มีสถานีบริการ

รวม 4,171 แห่ง และราคาเอทานอล ปี 2551 เฉลี่ยอยู่ที่ 18.74 บาท/ลิตร และไตรมาส 1 ปี 2552 อยู่ที่ 17.18 บาท/ลิตร

6. สำหรับสถานการณ์น้ำมันไบโอดีเซล ปัจจุบันมีผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 10 ราย กำลังการผลิตรวม 2.90 ล้านลิตร/วัน ขณะที่ยอดจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ในไตรมาส 4 ปี 2551 อยู่ที่ 32.93 และ 14.80 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ หรือคิดเป็นการใช้ไบโอดีเซล (B100) จำนวน 1.40 ล้านลิตร/วัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 จำนวน 2,886 แห่ง และราคาไบโอดีเซลในประเทศ ปี 2551 เฉลี่ยอยู่ที่ 34.46 บาท/ลิตร และในช่วงวันที่ 1 - 9 มกราคม 2552 เฉลี่ยอยู่ที่ 23.10 บาท/ลิตร

7. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 7 มกราคม 2552 เงินสดในบัญชี 16,593 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 4,543 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 4,217 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 326 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 12,050 ล้านบาท นอกจากนี้ ยังมีหนี้นำเข้า LPG จาก ปตท. ถึงสิ้นเดือนพฤศจิกายน 2551 อยู่ประมาณ 7,948 ล้านบาท ซึ่งทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีฐานะสุทธิ 4,102 ล้านบาท

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 ความก้าวหน้าการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ในปี 2551

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 18 มีนาคม 2551 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบตามมติ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2551 ในเรื่องการเร่งส่งเสริมการใช้ NGV ทดแทนน้ำมันเบนซินและดีเซลให้ได้ถึงร้อยละ 20 ภายในปี 2555

2. เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2551 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการติดตามการดำเนินการขยายบริการและส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ (NGV)

3. คณะกรรมการฯ ได้จัดทำแผนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV Roadmap) โดยในปี 2555 จะเพิ่มปริมาณการใช้ NGV ให้ได้ 12,220 ตันต่อวัน (440 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ซึ่งจะทดแทนการใช้น้ำมันในภาคขนส่งได้ร้อยละ 20 นอกจากนี้ ยังมีแผนที่จะเพิ่มสถานีบริการ NGV เป็น 740 สถานี โดยสถานีบริการ NGV จะครอบคลุมทุกจังหวัดทั่วประเทศตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นไป นอกจากนี้ เพื่อให้การขยายบริการ NGV ทั่วถึงทุกภาคของประเทศไทย จึงมีแผนการขยายเครือข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังภูมิภาคต่างๆ ดังนี้ 1) โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

สายเอเชีย (ภาคเหนือ) จากอยุธยาถึงนครสวรรค์ 2) โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายมิตรภาพ (สายตะวันออกเฉียงเหนือ) จากแก่งคอยถึงนครราชสีมา และ 3) โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายเพชรเกษม (สายใต้) จากราชบุรีถึงประจวบคีรีขันธ์

4. ความก้าวหน้าการขยายบริการและการใช้ NGV ในปี 2551 โดยปริมาณการจำหน่าย NGV และจำนวนรถ NGV เพิ่มขึ้นจากเดือนมกราคม 2551 จำนวน 1,146 ตัน/วัน และ 60,415 คัน เป็น 2,900 ตัน/วัน และ 127,735 คัน ตามลำดับ ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551 นอกจากนี้การติดตั้ง NGV ของรถยนต์ ในปี 2551 ได้เพิ่มสูงขึ้นเฉลี่ย 452 คันต่อวัน ในเดือนสิงหาคม 2551 เนื่องจากราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นมาก ซึ่งต่อมาการติดตั้ง NGV ได้ลดลงเหลือเฉลี่ย 212 คันต่อวันในเดือนธันวาคม 2551 เนื่องจากราคาน้ำมัน ในตลาดโลกลดลงอย่างรวดเร็วจากภาวะเศรษฐกิจถดถอย โดยรถที่ติดตั้ง NGV ส่วนใหญ่เป็นรถแท็กซี่ ขณะที่จำนวนสถานีบริการ NGV ได้เพิ่มขึ้นเป็น 303 สถานี ณ สิ้นเดือนมกราคม 2551 และครอบคลุม 46 จังหวัด รวมทั้งจำนวนรถขนส่งก๊าซ NGV ได้เพิ่มขึ้นเป็น 906 คัน ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551

5. เพื่อลดปัญหาก๊าซไม่เพียงพอและลดระยะเวลาการรอเติมก๊าซในสถานีบริการ NGV ได้ดำเนินการโดยเพิ่มจำนวนสถานีแม่และสถานีบริการบนแนวท่อ (Conventional) และเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งในสถานีแม่ เพิ่มขึ้นเป็น 4,865 ตันต่อวัน ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551 และแยกประเภทสถานี NGV ตามกลุ่มลูกค้า แบ่งเป็นสถานีค้าปลีกทั่วไปให้บริการรถยนต์ส่วนบุคคลและรถแท็กซี่ สถานีบริการขนาดใหญ่ (Super Station) สำหรับรถแท็กซี่และรถตู้ และสถานี Fleet สำหรับรถโดยสารและรถบรรทุกขนาดใหญ่ พร้อมทั้งเร่งรัดให้มีการเพิ่มจำนวนรถขนส่งก๊าซเพื่อจะช่วยบรรเทาปัญหาก๊าซขาดในสถานีบริการ NGV โดย ณ สิ้นปี 2550 เป็น 906 คัน ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551 ได้เพิ่มจำนวนรถขนส่งก๊าซเป็น 906 คัน ซึ่งสามารถช่วยลดปัญหาก๊าซขาดในสถานีบริการ NGV ได้อย่างมาก และเป็นผลทำให้ระยะเวลาการรอเติมก๊าซได้ลดลงเหลือเพียงประมาณ 15 นาทีต่อสถานีต่อวัน

6. ปัญหา อุปสรรค และข้อจำกัดในการขยายตลาด NGV ดังนี้คือปัญหาการขยายสถานีบริการ NGV ในเขตพื้นที่ชั้นในของกรุงเทพมหานครมีความยากลำบาก เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านพื้นที่ก่อสร้างสถานีและข้อจำกัดด้านกฎหมาย และราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น ทำให้มีผู้หันมาใช้ NGV ทดแทนน้ำมันมากกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ ทำให้เกิดปัญหาสถานีบริการ NGV ไม่พอเพียง

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 <u>การส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2551 คณะรัฐมนตรีได้รับทราบผลการหารือและศึกษาดูงานเกี่ยวกับนโยบายส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ ณ สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล ของกระทรวงพลังงาน ต่อมาเมื่อวันที่ 30 กรกฎาคม 2551 ในการประชุมคณะกรรมการส่งเสริมการผลิตการใช้ E85 กระทรวงพลังงานได้นำเสนอร่างวาระแห่งชาติการส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการ ซึ่งที่ประชุมเห็นควรให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาเพื่อให้ได้ข้อยุติก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาต่อไป

2. ตั้งแต่ปี 2547 รัฐบาลได้ส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล โดยทดแทนการใช้ MTBE ในน้ำมันเบนซิน 95 และทดแทนเนื้อน้ำมันในเบนซิน 91 มีเป้าหมายการใช้เอทานอล 2.4 ล้านลิตรต่อวัน ภายในปี 2554 และจากมาตรการสนับสนุนเอทานอลของภาครัฐส่งผลให้มีโรงงานได้รับอนุญาต 47 ราย กำลังผลิตรวม 12.3 ล้านลิตรต่อวัน โดยเดือนกันยายน 2551 มีการผลิต 11 ราย กำลังผลิต 1.58 ล้านลิตรต่อวัน สามารถผลิตจริง 8 ราย กำลังผลิตเฉลี่ย 0.85 ล้านลิตรต่อวัน นอกจากนี้ยังมีผู้ผลิตที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างซึ่งจะแล้วเสร็จภายในปี 2552 อีก 9 ราย กำลังผลิตเฉลี่ย 2.19 ล้านลิตรต่อวัน รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 3.77 ล้านลิตรต่อวัน มีสถานีบริการจำหน่ายแก๊สโซฮอล 4,132 แห่ง ปริมาณการจำหน่าย 291.69 ล้านลิตร หรือเฉลี่ย 9.72 ล้านลิตรต่อวัน

3. กระทรวงพลังงานได้กำหนด Road Map การส่งเสริมการใช้ E85 โดยในปี 2551 - 2552 เริ่มทดลอง Fleet และนำเข้ารถยนต์ FFV เชิงพาณิชย์ประมาณ 1,000 คัน เพื่อสร้างความมั่นใจให้กับประชาชน และเปิด Line การผลิตรถ FFV ในประเทศตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นไป การส่งเสริมการใช้ E85 ตาม Road Map ข้างต้น จะเกิดประโยชน์ต่อประเทศ 447,377 ล้านบาท ภายใน 10 ปีข้างหน้า

4. สำหรับแนวทางส่งเสริมการใช้ E85 ประกอบด้วยมาตรการ ดังนี้

4.1 มาตรการด้านภาษีรถยนต์ ปี 2551 - 2552 ลดอากรนำเข้ารถยนต์ FFV (Flexible Fuel Vehicle) จากร้อยละ 80 เหลือร้อยละ 60 จำนวน 1,000 คัน ลดภาษีสรรพสามิตรถยนต์ FFV ขนาดความจุกระบอกสูบไม่เกิน 2,000 ซีซี จากร้อยละ 25 เหลือร้อยละ 22 และขนาดความจุกระบอกสูบมากกว่า 2,000 ซีซี จากร้อยละ 30 เหลือร้อยละ 27

4.2 มาตรการส่งเสริมวัตถุดิบ การผลิตเอทานอล และน้ำมัน E85 ครบวงจร โดยส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตอ้อยเป็น 15 ตัน/ไร่ และมันสำปะหลังเป็น 5 ตัน/ไร่ เพิ่มพื้นที่การเพาะปลูกในพื้นที่รกร้าง ว่างเปล่าและที่ราชพัสดุ พิจารณาราคาเอทานอลให้สอดคล้องกับวัตถุดิบในประเทศ กำหนดราคา E85 ให้มีราคาขายปลีกต่ำกว่าแก๊สโซฮอล 95 (E10) ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 สนับสนุนการผลิตน้ำมัน E85 ครบวงจร รวมทั้งจัดทำโครงการ Fleet รถยนต์ E85 ตลอดจนสนับสนุนเงินทุนส่งเสริมจากรัฐในการวิจัยและพัฒนาพันธุ์วัตถุดิบและการใช้เซลลูโลสเป็นวัตถุดิบในการผลิตเอทานอล การพัฒนารถยนต์ FFV เป็นต้น

4.3 เพื่อให้การส่งเสริมการใช้ E85 เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพเป็นรูปธรรม ควรให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องร่วมดำเนินการตามแผนงาน/โครงการภายใต้แผนปฏิบัติการการส่งเสริมการใช้ E85 แบบครบวงจรให้แล้วเสร็จในระยะเวลาที่กำหนด

5. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2551 กพช. ได้มีการพิจารณาเรื่อง การส่งเสริมการใช้ E85 ของประเทศไทยแบบบูรณาการ และได้มีมติดังนี้

5.1 เห็นชอบให้มีการส่งเสริมการใช้น้ำมัน E85 เป็นวาระแห่งชาติ และมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการให้เกิดผลทางปฏิบัติในระยะเวลาที่กำหนดตามแผนปฏิบัติการการส่งเสริมการใช้ E85 ครบวงจร โดยให้กระทรวงพลังงานเป็นผู้รับผิดชอบหลักในการดำเนินงานและประสานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

5.2 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

5.3 เห็นชอบให้ใช้เงินจากกองทุนน้ำมันฯ ชดเชยภาระภาษีสรรพสามิตรถยนต์ FFV อัตราร้อยละ 3 ให้กับรถยนต์ FFV ขนาดไม่เกิน 2,000 ซีซี และไม่เกิน 2,500 ซีซี ที่จะนำเข้ามาจำหน่ายในราชอาณาจักร จำนวนไม่เกิน 2,000 คัน ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2552 และใช้เงินจากกองทุนน้ำมันฯ ชดเชยภาระภาษีสรรพสามิตรถยนต์ FFV อัตราร้อยละ 3 ให้กับรถยนต์ FFV ที่ผลิต และต้องจำหน่ายภายในราชอาณาจักรภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2553 และหลังจากวันที่ 31 ธันวาคม 2553 เป็นต้นไป มอบหมายให้กระทรวงการคลังพิจารณาโครงสร้างภาษีสรรพสามิตของรถยนต์ FFV ให้สอดคล้องกับโครงสร้างภาษีรถยนต์ประเภทอื่นทั้งระบบต่อไป

ทั้งนี้กระทรวงพลังงานได้นำเสนอเรื่องดังกล่าวต่อคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 แล้ว

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 11 <u>ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันไทยมีแผนการรับซื้อไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านแบบทวิภาคี (Bilateral) กับ 5 ประเทศ ได้แก่ สปป. ลาว สหภาพพม่า สาธารณรัฐประชาชนจีน กัมพูชา และมาเลเซีย โดยมีการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MOU) กับ สปป. ลาว สหภาพพม่า และสาธารณรัฐประชาชนจีน ที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศดังกล่าวในปริมาณ 7,000

1,500 และ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558, 2553 และ 2560 ตามลำดับ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากกัมพูชาไม่มีการระบุปริมาณและเวลาในการรับซื้อ

2. การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว เมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2550 รัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป. ลาว ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจที่จะส่งเสริมและให้ความร่วมมือพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว จำหน่ายให้แก่ประเทศไทยปริมาณ 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 ปัจจุบันภายใต้บันทึกความเข้าใจดังกล่าวมี 2 โครงการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของ กฟผ. แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (187 เมกะวัตต์) และโครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) และอีก 3 โครงการได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) และโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 มีนาคม 2554 และมีนาคม 2555 ตามลำดับ นอกจากนี้ กฟผ. ยังได้ลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) กับผู้ลงทุน สปป. ลาว รวม 5 โครงการ ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 1 (523 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 3 (440 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเงี้ยบ (261 เมกะวัตต์) โครงการน้ำอู (1,043 เมกะวัตต์) และโครงการหงสาลิกไนต์ (1,473 เมกะวัตต์) แต่ปัจจุบันมี 2 โครงการที่ Tariff MOU หมดอายุแล้ว คือ โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำงึม 3 ส่วนอีก 3 โครงการ ซึ่ง Tariff MOU ยังไม่หมดอายุแต่ผู้ลงทุน สปป.ลาว ได้มีหนังสือขอยกเลิก Tariff MOU และขอเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าใหม่

3. เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2551 กพช. ได้มีมติรับทราบการยกเลิก Tariff MOU ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำจาก สปป. ลาว 3 โครงการ คือ โครงการหงสาลิกไนต์ โครงการน้ำเงี้ยบ และโครงการน้ำอู และมอบหมายให้คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้านพิจารณาความจำเป็นและเหมาะสมในการซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ปัจจุบัน คณะอนุกรรมการฯ อยู่ระหว่างพิจารณาความจำเป็นและเหมาะสมในการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว โครงการที่ Tariff MOU หมดอายุ หรือขอยกเลิก Tariff MOU

4. การรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่า เมื่อวันที่ 14 กรกฎาคม 2540 รัฐบาลไทยและรัฐบาลสหภาพ พม่าได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่าในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2553 ต่อมาเมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2548 รัฐบาลทั้งสองประเทศได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจความร่วมมือในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลุ่มแม่น้ำสาละวิน และลุ่มแม่น้ำตะนาวศรี ประกอบด้วย 4 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าชายแดนสาละวินตอนบน (4,000 เมกะวัตต์) โครงการโรงไฟฟ้าชายแดนสาละวินตอนล่าง (500 เมกะวัตต์) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำฮัจยี (600-2,000 เมกะวัตต์) และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำตะนาวศรี (600 เมกะวัตต์) โดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำฮัจยีจะเป็นโครงการแรกที่จะทำการพัฒนา และในเบื้องต้นสหภาพพม่าเสนอโครงการผลิตไฟฟ้าบนลุ่มแม่น้ำสาละวิน 2 โครงการ คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำฮัจยี (1,200 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำท่าซาง (7,000 เมกะวัตต์) ปัจจุบันบริษัทผู้ลงทุนโครงการฮัจยีอยู่ระหว่างเจรจาสัญญาสัมปทานกับรัฐบาลสหภาพพม่า และเมื่อแล้วเสร็จบริษัทผู้ลงทุนฯ จะมาเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าอีกครั้ง

5. การรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีน เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2541 รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาชนจีนได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีน 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2560 โดยจะพิจารณาจากโครงการที่มีศักยภาพ และจีนจะเป็นผู้คัดเลือกโครงการที่เหมาะสมเสนอแก่ไทย ปัจจุบัน มีความร่วมมือในการวางแผนและก่อสร้างระบบสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองประเทศ รวมทั้งเจรจากับ สปป. ลาว เรื่องค่าชดเชยอัตราค่ากรรมสิทธิ์ที่ดินแนวสายส่งที่จะต้องก่อสร้างผ่าน สปป. ลาว

6. ความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับกัมพูชา เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2543 รัฐบาลไทยและรัฐบาลกัมพูชาได้ลงนามในบันทึกความตกลงโครงการความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าที่จะสนับสนุนให้มีการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างสองประเทศ ต่อมาเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2545 กฟผ. และการไฟฟ้ากัมพูชาได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ที่จะขายไฟฟ้าให้กับกัมพูชาในจังหวัดเสียมราฐ พระตะบอง และ ศรีโสภณ ปริมาณพลังไฟฟ้า 20-30 เมกะวัตต์ สัญญามีอายุ 12 ปี นับจากวันที่ กฟผ. เริ่มขายไฟฟ้าให้กัมพูชา โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นแบบคิดตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) โดยกำหนดเป็นอัตราคงที่ (Flat Rate) ปัจจุบันได้มีการศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำสตึงนัม (120 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าเกาะกงในกัมพูชา (3,660 เมกะวัตต์) ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

7. การซื้อขายไฟฟ้าระหว่างไทยกับมาเลเซีย โดย กฟผ. และการไฟฟ้ามาเลเซีย (Tenaga Nasional Berhad : TNB) ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อปี 2523 เพื่อขายไฟฟ้าให้ไทยปริมาณพลังไฟฟ้า 80 เมกะวัตต์ โดยเชื่อมผ่านระบบส่ง 115 เควี ต่อมา ทั้งสองฝ่ายได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า HVDC System Interconection Agreement (SIA 2002) ฉบับวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 อายุสัญญา 25 ปี โดยตกลงทำข้อเสนอราคาขายล่วงหน้าเดือนต่อเดือน ต่อมา กฟผ. จัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ฉบับวันที่ 6 พฤษภาคม 2547 เพื่อซื้อไฟฟ้าจาก TNB ในลักษณะ Bulk Energy ปริมาณพลังไฟฟ้า 330 เมกะวัตต์ อายุสัญญา 3 ปี (มิถุนายน 2547 - พฤษภาคม 2550) อัตรารับซื้อไฟฟ้าในปริมาณ Tier ละ 25 ล้านหน่วย ในราคาลดหลั่นลงตามลำดับ โดยมีเงื่อนไขที่ผู้ขายสามารถเสนอปรับราคาเพิ่มขึ้นได้หากต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้น และได้มีการขยายอายุสัญญาเรื่อยมาจนถึงปัจจุบัน และเมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2551 กพช. ได้มีมติเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมฉบับใหม่ (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) โดยให้ปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากสัญญาเดิม 3.32 RM Sen/kWh และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการเพื่อลงนามในสัญญาต่อไป ปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างดำเนินการเพื่อลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมฉบับใหม่กับมาเลเซียเพื่อทดแทนสัญญาเดิม

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 12 <u>ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 รับทราบผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการ IPP สำหรับการประมูลในช่วงปี 2555 - 2557 จำนวน 4 โครงการ รวมกำลังการผลิต 4,400 เมกะวัตต์ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 และ เนื่องจากพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ซึ่งมีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 11 ธันวาคม 2550 กระทรวงพลังงานได้มีหนังสือลงวันที่ 13 สิงหาคม 2551 ส่งมอบงานการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานพิจารณาดำเนินการต่อไปจนแล้วเสร็จ และให้รายงานความคืบหน้าการดำเนินงานให้กระทรวงพลังงานทราบด้วย

ปัจจุบัน มีโครงการ IPP ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วจำนวน 3 โครงการ ประกอบด้วยโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด กำลังการผลิต 660 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติของบริษัท สยามเอ็นเนอร์จี จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ และบริษัท เพาเวอร์ เจนเนอร์เรชั่น ซัพพลาย จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ อยู่ระหว่างดำเนินการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

2. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 เห็นชอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และต่อมา การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฉบับ พ.ศ. 2550 ทั้งนี้ ได้มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่ สำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ใช้วิธีประมูลแข่งขัน ทั้งนี้ สนพ. ได้ออกประกาศเชิญชวนให้ SPP ชีวมวล ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าโดยมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพลังงานหมุนเวียนได้รับการคัดเลือกจำนวน 7 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 335 เมกะวัตต์ กำหนดให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี พ.ศ. 2555 สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษอีก 1 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังน้ำขนาดเล็ก และขยะชุมชน และให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษอีก 1.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration มี SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ฉบับ พ.ศ. 2550 สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อไว้เป็นจำนวนมาก โดยมี SPP ที่ยื่นข้อเสนอจำนวน 28 โครงการ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาทั้งสิ้น

2,191 เมกะวัตต์ ซึ่งเกินกว่าที่ประกาศไว้ 1,691 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่สามารถรับซื้อได้รวม 19 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 1,584 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟผ. ได้แจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP แล้ว

สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ณ เดือนพฤศจิกายน 2551 มี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 90 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 4,203.0 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 60 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,285.5 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้มีหนังสือลงวันที่ 4 พฤศจิกายน 2551 ส่งมอบงานการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ให้คณะกรรมการกำกับฯ พิจารณาดำเนินการต่อไป

3. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) กพช. มีมติเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 เห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบ ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เมื่อเดือนธันวาคม 2549 และรัฐให้การส่งเสริมโดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และกำหนดให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอต่อ กฟภ. และ กฟน. ภายในปี พ.ศ. 2551 โดยอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง ดังนี้ ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ เท่ากับ 0.30 บาทต่อหน่วย พลังน้ำขนาดเล็ก 0.40-0.80 บาทต่อหน่วย ขยะชุมชน 2.50 บาทต่อหน่วย พลังลม 3.50 บาทต่อหน่วย และพลังงานแสงอาทิตย์ 8.00 บาทต่อหน่วย โดยกำหนดระยะเวลาสนับสนุน 7 ปี ยกเว้น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ กำหนดให้ระยะเวลาสนับสนุนเท่ากับ 10 ปี ทั้งนี้ ระยะเวลาของการยื่นขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ได้สิ้นสุดลงแล้ว โดย สนพ. อยู่ระหว่างการทบทวนการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าและแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้ารอบใหม่ เพื่อนำเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป

สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ณ เดือนธันวาคม 2551 มี VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 351 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,390.91 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 118 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 238.18 เมกะวัตต์

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 13 <u>รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2551</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ตามระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ว่าด้วยการบริหารกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2546 ข้อ 13 กำหนดให้ สนพ. จัดทำงบแสดงผลการรับจ่ายเงินในระหว่างปีงบประมาณ และงบแสดงฐานะการเงินของกองทุนฯ ณ วันสิ้นปีงบประมาณส่งคณะกรรมการกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียมและนำเสนอต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและ กพช. ต่อไป

2. เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2549 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้เห็นชอบแผนการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2550 - 2552 ปีละ 30 ล้านบาท ในกรอบวงเงินรวมทั้งสิ้น 90 ล้านบาท โดยให้คงเงินสำรองร้อยละ 20 ของกรอบวงเงิน 90 ล้านบาท และในปีงบประมาณ 2550 - 2552 ให้นำเงินมาจัดสรรปีละ 24 ล้านบาท และสำรองไว้กรณีมีแผนงาน/โครงการที่จำเป็นและฉุกเฉินปีละ 6 ล้านบาท ต่อมาเมื่อวันที่ 4 มีนาคม 2551 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้มีมติปรับปรุงแผนการใช้จ่ายเงินตามหมวดรายจ่ายต่างๆ ของปีงบประมาณ 2551 ในวงเงิน 26,000,000 บาท เพื่อให้เหมาะสมกับการใช้จ่ายงบประมาณกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม

3. ในปีงบประมาณ 2551 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติเงินกองทุนฯ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในหมวดรายจ่ายต่างๆ แก่หน่วยงานในกระทรวงพลังงาน ได้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมธุรกิจพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกรมบัญชีกลาง รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 25,159,600 บาท โดยแบ่งเป็นหมวดการค้นคว้าวิจัยฯ หมวดเงินทุนการศึกษา และฝึกอบรม หมวดการเดินทางเพื่อศึกษา ดูงานฯ หมวดการจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน และหมวดค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน เป็นจำนวน 2,998,500 15,927,600 4,702,500 1,231,000 และ 300,000 บาท ตามลำดับ ซึ่งได้เบิกจ่ายเงินไปแล้ว 10,089,980.98 บาท ผูกพันไปปี 2551

4. ณ วันที่ 30 กันยายน 2551 ฐานะการเงินของกองทุนฯ มีสินทรัพย์สุทธิ 431,493,853.89 บาท งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน สำหรับรอบระยะเวลาบัญชี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551 มีรายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ 9,032,357.40 บาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ