



**มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 2/2556 (ครั้งที่ 145)
วันอังคารที่ 16 กรกฎาคม 2556 เวลา 10.00 น.
ณ ห้องประชุม 501 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล**

1. แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ภาคครัวเรือน
2. การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง)
3. แนวทางการดำเนินการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าภาคใต้
4. รายงานผลการดำเนินงานคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
5. การปรับค่าเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี ตามการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy)
6. การพิจารณาอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)
7. โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน
8. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงช่วงเดือนมกราคม ถึง มิถุนายน 2556
9. รายงานสถานการณ์และผลการดำเนินการขยายการให้บริการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)
10. ความก้าวหน้าโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน
11. ผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)
12. รายงานผลการเจรจารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่ก่อสร้างใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าขอม
13. รายงานประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 และ 2553 ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
14. รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2555

นายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ (นางสาวยิ่งลักษณ์ ชินวัตร)
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ (นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ)

เรื่องที่ 1 แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ภาคครัวเรือน

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2556 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 โดยเห็นชอบให้ขยายเวลาดำเนินการปรับราคา LPG ภาคครัวเรือนที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ไปจนถึงเดือนมีนาคม 2556 และเห็นชอบให้ปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนให้สะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ภายในปี 2556 โดยมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาแนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน และการบรรเทาผลกระทบต่อกลุ่มครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร

2. เมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2556 กบง. มีมติเห็นชอบให้ขยายระยะเวลาตรึงราคา LPG ภาคครัวเรือนที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ไปจนถึงวันที่ 31 พฤษภาคม 2556 ต่อมา กบง. เมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2556 มีมติเห็นชอบตรึงราคาต่อไปจนถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2556 และครั้งหลังสุด กบง. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2556 มีมติเห็นชอบตรึงราคาต่อไปจนถึงวันที่ 31 สิงหาคม 2556 และเห็นชอบเกณฑ์การช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบทั้ง ในส่วนของครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ดังนี้ (1) ครัวเรือนรายได้น้อย ช่วยเหลือ ตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 6 กิโลกรัมต่อเดือน หรือไม่เกิน 18 กิโลกรัมต่อ 3 เดือน (2) ร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ช่วยเหลือตามการใช้จริงไม่เกิน 150 กิโลกรัมต่อเดือน ทั้งนี้ ผู้ได้รับการช่วยเหลือสามารถเลือกใช้ได้ ขนาดใดก็ได้ แต่ไม่เกินขนาดถึง 15 กิโลกรัม

3. กบง. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการบรรเทาผลกระทบจากการปรับราคา LPG ภาคครัวเรือน มีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน เพื่อทำหน้าที่กำหนดแนวทางการบรรเทาผลกระทบจากการปรับราคา ก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน พิจารณาการจัดทำฐานข้อมูล และกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการช่วยเหลือ ผู้ได้รับผลกระทบจากการปรับราคา LPG ซึ่งคณะกรรมการฯ ได้ดำเนินการสรุปได้ดังนี้

3.1 ฐานข้อมูล ได้รวบรวมฐานข้อมูลจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องและจำนวนผู้มีสิทธิได้รับ การช่วยเหลือแยกตามประเภทต่างๆ ดังนี้ (1) ครัวเรือนใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน จำนวน 7,430,639 ครัวเรือน (2) ครัวเรือนไม่มีไฟฟ้าใช้ จำนวน 186,822 ครัวเรือน (3) ร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร จำนวน 168,529 ร้าน และ (4) ร้านค้าก๊าซ LPG จำนวน 35,877 ร้าน

3.2 ระบบฐานข้อมูลกลาง แบ่งเป็น

1) จัดทำระบบฐานข้อมูลกลางของผู้มีสิทธิได้รับการชดเชย โดยจัดเรียงข้อมูลของผู้ได้รับสิทธิ จากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) กิจการไฟฟ้าสวัสดิการสัทธิบ กรมการพัฒนชุมชน องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น (อปท.) และข้อมูลร้านค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ร้านค้าปลีก) จากกรมธุรกิจพลังงาน ให้อยู่ในรูปแบบที่สามารถใช้งานได้บนฐานข้อมูลเดียวกัน

2) กำหนดรหัสผู้มีสิทธิ ได้แก่ (1) คริวเรือที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน ในกรุงเทพฯ และปริมณฑล กำหนดรหัสโดยใช้รหัสเครื่องวัด 8 หลักตามใบแจ้งค่าไฟฟ้าของ กฟน. (2) คริวเรือที่ใช้ไฟฟ้า ไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน ในส่วนภูมิภาค กำหนดรหัสโดยใช้หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า 11 หลักหลังตามใบแจ้ง ค่าไฟฟ้าของ กฟภ. (3) คริวเรือที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน ในกิจการไฟฟ้าสวัสดิการสหกิจ กำหนดรหัสโดยใช้หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า 9 หลัก ตามใบแจ้งค่าไฟฟ้า (4) คริวเรือไม่มีไฟฟ้า Data Center กำหนดรหัสให้ 10 หลัก (5) ร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร Data Center กำหนดรหัสให้ 10 หลัก และ (6) ร้านค้าก๊าซ LPG Data Center กำหนดรหัสให้ 6 หลัก

3.3 การแจ้งสิทธิ โดย กฟน. กฟภ. และกิจการไฟฟ้าสวัสดิการสหกิจ ได้แจ้งสิทธิคริวเรือที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วย ผ่านใบแจ้งค่าไฟฟ้าและหนังสือแจ้งสิทธิ ตั้งแต่วันที่ 14 มิถุนายน 2556 โดยดำเนินการต่อเนื่อง 3 เดือน ตั้งแต่เดือนมิถุนายนถึงสิงหาคม 2556 และเพื่อให้มีความพร้อมในการชี้แจงข้อสงสัย โดยใช้ศูนย์บริการร่วมของกระทรวงพลังงานเพื่อชี้แจงข้อสงสัยต่างๆ ในเบื้องต้น ที่หมายเลข 0-2140-7000

3.4 การลงทะเบียนเพิ่มเติม โดยกรมการค้าภายในได้จัดให้มีการลงทะเบียนเพิ่มเติมสำหรับร้านค้า หาบเร่ และแผงลอยอาหารที่ตกสำรวจ โดยขอขึ้นทะเบียนใหม่ที่สำนักงานพาณิชย์จังหวัด สำนักงานการค้าภายในจังหวัด สำนักงานพัฒนาธุรกิจการค้าจังหวัด หรือพลังงานจังหวัดในพื้นที่ได้ตั้งแต่วันที่ 10 มิถุนายน 2556 สำหรับคริวเรือที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ จะเปิดให้มีการลงทะเบียนเพิ่มเติมที่ อปท. เมื่อได้มีการส่งประกาศรายชื่อผู้มีสิทธิไปยัง อปท. แล้ว

3.5 ระบบช่วยเหลือผ่านผู้ค้ามาตรา 7 โดยกรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) และ ปตท. ได้หารือร่วมกับผู้ค้ามาตรา 7 สมาคมผู้ค้าก๊าซ LPG และ Service Provider สรุปได้ดังนี้ (1) ผู้ค้ามาตรา 7 ยินดีให้ความร่วมมือให้มีระบบการค้าก๊าซ LPG เพื่อให้ผู้ซื้อสามารถซื้อก๊าซ LPG ในราคาเต็มได้ โดยผู้ค้ามาตรา 7 แบ่งความรับผิดชอบการสำรองเงินจ่ายตามส่วนแบ่งการตลาด (2) ปัจจุบันมีร้านค้าก๊าซ LPG ที่วางจำหน่ายมากกว่า 60 กิโลกรัม ประมาณ 35,877 ร้าน ซึ่งอยู่ในการควบคุมของ ธพ. เข้าร่วมโครงการ และ (3) กำหนดขั้นตอนการเข้าใช้สิทธิผ่านโทรศัพท์มือถือ

3.6 การจัดทำแนวทางการป้องกันการทุจริต แบ่งเป็น 2 กรณี คือ (1) กรณีร้านจำหน่ายก๊าซ LPG/ประชาชน แอบอ้างใช้สิทธิของผู้อื่น อาจมีความผิดฐานฉ้อโกงตามประมวลกฎหมายอาญามาตรา 341 ระวังโทษจำคุกไม่เกิน 3 ปี หรือปรับไม่เกิน 6,000 บาท หรือทั้งจำทั้งปรับ และ (2) กรณีร้านจำหน่ายก๊าซ LPG ไม่นำออกจำหน่าย/ปฏิเสธการจำหน่าย อาจมีความผิดตามพระราชบัญญัติว่าด้วยราคาสินค้าและบริการ พ.ศ. 2542 มาตรา 30 และมาตรา 41 ระวังโทษจำคุกไม่เกิน 7 ปี หรือปรับไม่เกิน 140,000 บาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

3.7 การประชาสัมพันธ์ แบ่งเป็น 3 ระยะ ดังนี้ (1) การทำความเข้าใจกับทุกภาคส่วน (2) การเตรียมความพร้อมและติดตามตรวจสอบทุกระบบ โดยจะเริ่มดำเนินการก่อนการยืนยันสิทธิ และ (3) การทำความเข้าใจในการรับสิทธิ และการได้รับสิทธิ

3.8 การอบรมชี้แจงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย (1) การอบรมเตรียมความพร้อมให้กับวิทยากร (2) จัดทำคู่มือ เอกสารประกอบการอบรม และการประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และ (3) การอบรมโรงบรรจุ ร้านค้าก๊าซรายย่อย และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง

การดำเนินการทั้งหมดคาดว่าจะแล้วเสร็จในต้นเดือนสิงหาคม 2556 จากนั้นจะต้องมีการทดสอบระบบและปรับปรุงระบบต่างๆ ให้สมบูรณ์ มีความพร้อมในการดำเนินการเพื่อรองรับการบรรเทาผลกระทบดังกล่าว ดังนั้น คาดว่าจะสามารถปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนได้ ตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2556 เป็นต้นไป

4. แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2556 เห็นชอบให้ปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนให้สะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ภายในปี 2556 โดยมอบให้ กบง. รับผิดชอบพิจารณาแนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนเมื่อคำนึงถึงผลกระทบต่อภาระค่าครองชีพของประชาชน ฝ่ายเลขานุการฯ จึงได้เสนอแนวทาง การปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน โดยปรับขึ้นเดือนละ 0.50 บาทต่อกิโลกรัม ทั้งนี้ การปรับราคาเดือนละ 0.50 บาทต่อกิโลกรัม จะมีผลทำให้ราคาขายปลีก LPG ภาคครัวเรือนสะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ในเดือนตุลาคม 2557

5. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2556 กบง. ได้มีมติเห็นชอบเกณฑ์การช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบ ดังนี้ (1) ครัวเรือนรายได้น้อย ช่วยเหลือตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 6 กิโลกรัมต่อเดือน หรือไม่เกิน 18 กิโลกรัม ต่อ 3 เดือน (2) ร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ช่วยเหลือตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 150 กิโลกรัมต่อเดือน ทั้งนี้ ผู้ได้รับการช่วยเหลือสามารถเลือกใช้ถังขนาดใดก็ได้ แต่ไม่เกินขนาดถึง 15 กิโลกรัม เนื่องจากครัวเรือนรายได้น้อยมีการใช้ถังหลายขนาด ได้แก่ 4, 7, 11, 11.5, 13.5 และ 15 กิโลกรัม หากกำหนดเงื่อนไขช่วยเหลือตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 6 กิโลกรัมต่อเดือน จะทำให้ผู้ใช้ถังขนาดตั้งแต่ 7 ถึง 15 กิโลกรัม ได้รับการช่วยเหลือเพียงบางส่วนเท่านั้น ดังนั้น จึงควรกำหนดการช่วยเหลือตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 18 กิโลกรัมต่อ 3 เดือน และให้ ผู้ได้รับการช่วยเหลือสามารถเลือกใช้ถังขนาดใดก็ได้ แต่ไม่เกินขนาดถึง 15 กิโลกรัม

6. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอประเด็นเพื่อให้ กพข. พิจารณาดังนี้ (1) ขอความเห็นชอบให้ยกเลิก มติ กพข. เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 ที่เห็นชอบให้ปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน ให้สะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ภายในปี 2556 (2) ขอความเห็นชอบแนวทางปรับราคา ขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน โดยให้ปรับขึ้นเดือนละ 0.50 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2556 เป็นต้นไป จนสะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม และ (3) ขอความเห็นชอบเกณฑ์การช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบจากการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน ทั้งในส่วนของครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร โดยครัวเรือนรายได้น้อย ช่วยเหลือตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 18 กิโลกรัมต่อ 3 เดือน และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ช่วยเหลือตาม

การใช้จริงแต่ไม่เกิน 150 กิโลกรัม ต่อเดือน ทั้งนี้ ผู้ได้รับการช่วยเหลือสามารถเลือกใช้ถึงขนาดใดก็ได้ แต่ไม่เกินขนาดถึง 15 กิโลกรัม

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบให้ยกเลิกมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 ที่เห็นชอบให้ปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน ให้สะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาท ต่อ กิโลกรัม ภายในปี 2556
2. เห็นชอบแนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน โดยให้ปรับขึ้นเดือนละ 0.50 บาทต่อ กิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2556 เป็นต้นไป จนสะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาทต่อ กิโลกรัม
3. เห็นชอบเกณฑ์การช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบจากการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน ทั้งในส่วนของครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ดังนี้
 - (1) ครัวเรือนรายได้น้อย ช่วยเหลือตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 18 กิโลกรัมต่อ 3 เดือน
 - (2) ร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ช่วยเหลือตามการใช้จริงไม่เกิน 150 กิโลกรัมต่อเดือนทั้งนี้ ผู้ได้รับการช่วยเหลือสามารถเลือกใช้ถึงขนาดใดก็ได้ แต่ไม่เกินขนาดถึง 15 กิโลกรัม

เรื่องที่ 2 การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่สำหรับภาคขนส่ง

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 ซึ่งเห็นชอบการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ ดังนี้

$$P_{NGV} = \underbrace{\text{Pool Gas} + S + Td_{\text{Zone 1+3}} + Tc}_{\text{ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ}} + \text{ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ}$$

โดย ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย ราคาก๊าซ (Pool Gas) อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค่าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) อัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Demand Charge สำหรับระบบท่อนอกชายฝั่งที่ระยอง (Zone 1) และระบบท่อบนฝั่ง (Zone 3) (TdZone 1+3) และอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อ ในส่วน Commodity Charge (Tc) ทั้งนี้ ในส่วนของค่า S มอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค่าส่งก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมสำหรับ NGV และในส่วน

ค่าใช้จ่ายดำเนินการ ประกอบด้วย ต้นทุนค่าสถานีแม่ ต้นทุนค่าขนส่งและ ต้นทุนค่าสถานีลูก เป็นต้น

2. ในช่วงที่ผ่านมา รถบรรทุก รถโดยสาร รถตู้และรถอื่นๆ ได้ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์มาใช้ก๊าซ NGV แทนการใช้น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจำนวนมาก ทำให้ความต้องการใช้ก๊าซ NGV ในภาคขนส่งเติบโตอย่างรวดเร็ว ส่งผลกระทบต่อจัดหาก๊าซ NGV และการขยายสถานีบริการ NGV ก่อให้เกิดความล่าช้าในการให้บริการ กระทรวงพลังงานได้หารือร่วมกับกลุ่มผู้ประกอบการขนส่งเพื่อหาแนวทางแก้ไขและได้มีความเห็นร่วมกันว่า กลุ่มผู้ประกอบการขนส่งควรเข้ามาเป็นผู้ลงทุนและดำเนินการสถานี NGV รวมถึงการบริหารจัดการและขนส่งก๊าซ NGV โดยเป็นผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อและนำก๊าซธรรมชาติที่ได้ไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในกลุ่มขนส่งของตนเอง ดังนั้น จึงควรพิจารณากำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่งขึ้น

3. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้หารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง พบว่าการซื้อก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อเพื่อนำไปใช้สำหรับการขนส่งของกลุ่มผู้ประกอบการขนส่งจะไม่มีต้นทุนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตามที่กำหนดไว้ในโครงสร้างราคาก๊าซ NGV เนื่องจากกลุ่มผู้ประกอบการเป็นผู้ดำเนินการในส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเอง แต่จะทำให้มีต้นทุนในส่วนการบริหารจัดการเพิ่มขึ้น ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารจัดการเฉพาะการจำหน่ายบนแนวท่อสำหรับภาคขนส่งและค่าบำรุงรักษาระบบท่อ และ M/R Station เฉพาะส่วน ที่เพิ่มเติมมาจากแนวท่อส่งก๊าซหลัก ซึ่ง สนพ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมีความเห็นร่วมกันว่าควรกำหนด ตัวแปรขึ้นคือ X ดังนั้น สูตรการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง จึงเป็นดังนี้

$$P_{\text{Ex-Pipe}} = \underbrace{\text{Pool Gas} + S + Td_{\text{Zone 1+3}} + TC}_{\text{ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ}} + X$$

โดย X หมายถึง ค่าบริหารจัดการในการขายส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

ภายหลังจากที่มีการประกาศใช้สูตรการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับ ภาคขนส่งแล้ว ให้ตัวแปรต่างๆ สามารถปรับเปลี่ยนได้ดังนี้ (1) ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติให้ปรับเปลี่ยนตามจริง และ (2) ให้ทบทุนค่าบริหารจัดการในการขายส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง (X) ปีละ 1 ครั้ง โดยมอบหมายให้ กบง. เป็นผู้พิจารณาในรายละเอียดต่อไป

4. สนพ. ได้ขอความเห็นจากสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งเคยเป็นผู้ศึกษาต้นทุนราคาก๊าซ NGV ให้ สนพ. เมื่อปี 2555 โดยสถาบันวิจัยพลังงานฯ ได้มีความเห็นว่าโครงสร้างดังกล่าว มีความเหมาะสม เนื่องจากการขายส่งก๊าซ

ธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่งจะมีต้นทุนเกิดขึ้นในส่วนที่เป็นต้นทุนเนื้อก๊าซ อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค่าส่งก๊าซธรรมชาติ ค่าบริการส่งก๊าซทางท่อและ ค่าบริหารจัดการเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการขายส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อ สำหรับภาคขนส่งเท่านั้น โดยอาจอนุโลมให้ใช้อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและ ค่าส่งก๊าซธรรมชาติเป็นร้อยละ 1.75 ไปก่อน จนกว่าสำนักงานคณะกรรมการกำกับ กิจการพลังงาน (สกพ.) จะทำการศึกษาอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค่าส่ง ก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมสำหรับ NGV แล้วเสร็จ รวมทั้งเห็นด้วยกับกรอบแนวคิดการ คำนวณค่าบริการจัดการ ในการขายส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง (X) ซึ่งประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารจัดการเฉพาะการจำหน่ายบน แนวท่อสำหรับภาคขนส่งและค่าบำรุงรักษาระบบท่อ และ M/R Station เฉพาะส่วนที่ เพิ่มเติมจากแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลัก

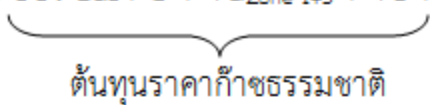
5. เพื่อให้เกิดความโปร่งใสและเป็นธรรม สกพ. ควรเข้าไปตรวจสอบโดยต้อง ตรวจสอบความถูกต้องการแจกแจงปริมาณงาน (Task) ทั้งหมดที่เกิดขึ้นในการขาย และบริหารจัดการของ “สถานีแม่-ลูก” และ “สถานี แนวท่อ” ของ ปตท. และกำหนด ปริมาณงานส่วนที่จะต้องถูกนำมาคิดเป็นค่าใช้จ่าย หาก ปตท. ดำเนินการธุรกิจขาย ส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง โดยการกำหนดค่าใช้จ่ายฯ ในปีต่อไป ซึ่งอาจปรับค่าแต่ละปีให้เหมาะสมและสะท้อนสภาพเศรษฐกิจได้ตามดัชนีราคา ผู้บริโภค (Consumer Price Index; CPI) อีกทั้ง ควร คำนวณปรับค่าใช้จ่ายสำหรับปี ฐานใหม่ตามรอบการประเมินที่เหมาะสม เช่น ทุกๆ 3 ปี หรือ 5 ปี เป็นต้น

6. การซื้อขายก๊าซธรรมชาติในรูปแบบดังกล่าว จะทำให้กลุ่มผู้ประกอบการขนส่งมี ความยืดหยุ่น ในการบริหารจัดการระบบการเติมก๊าซ NGV ซึ่งทำให้การขนส่งสินค้ามี ประสิทธิภาพมากขึ้น ช่วยลดปัญหาการรอคิวเติมก๊าซ NGV ในสถานีบริการ NGV ที่ ให้บริการแก่ประชาชนทั่วไปได้ ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่งควร ให้ใช้เพื่อการจำหน่ายเฉพาะภายในกลุ่มของผู้ประกอบการที่มีการทำข้อตกลงซื้อ ขายกับ ผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับนำไปใช้ในภาคขนส่งเท่านั้น ห้าม นำไปใช้ในการจำหน่ายให้กับรถยนต์ทั่วไป และ/หรือนำไปจำหน่ายหรือใช้เป็น เชื้อเพลิงสำหรับภาคอื่นๆ

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง ดังนี้

$$P_{\text{Ex-Pipe}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{Zone 1+3}} + Tc + X$$



 ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ

โดย

- (1) $P_{\text{Ex-Pipe}}$ หมายถึงราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง หน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว
- (2) ในส่วนของต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย
- | | |
|------------------------|---|
| Pool Gas | หมายถึงราคาก๊าซฯ ที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ใช้ก๊าซฯ อื่นๆ ประกอบด้วยก๊าซฯ จากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซฯ ก๊าซฯ จากสหภาพพม่าแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากูน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซฯ จากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว |
| S | หมายถึงอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว ประกอบด้วย |
| S_1 | คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ |
| S_2 | คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซฯ และการส่งก๊าซฯ ให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างผู้จัดหาก๊าซฯ และผู้ผลิตก๊าซฯ และสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างผู้จำหน่ายก๊าซฯ และผู้ใช้ก๊าซฯ รวมถึงความเสี่ยงอื่นๆ |
| $Td_{\text{Zone 1+3}}$ | หมายถึงอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ ทางท่อในส่วน Demand Charge สำหรับระบบท่อนอกชายฝั่งที่ระยอง (Zone 1) และระบบท่อนบนฝั่ง (Zone 3) มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว |
| Tc | หมายถึงอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ ทางท่อในส่วน Commodity Charge มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว |
- ทั้งนี้ ในส่วนของค่า S มอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมสำหรับ NGV
- (3) X หมายถึง ค่าบริหารจัดการในการขายส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่งมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว

2. มอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเป็นผู้พิจารณาค่าบริหารจัดการในการขายส่งก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง (X) ที่เหมาะสมสำหรับนำไปใช้ในการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติจากแนวท่อสำหรับภาคขนส่ง

เรื่องที่ 3 แนวทางการดำเนินการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าภาคใต้

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 พฤษภาคม 2556 ได้มีมติรับทราบ รายงานเหตุการณ์ ไฟฟ้าดับ 14 จังหวัดภาคใต้ เมื่อวันที่ 21 พฤษภาคม 2556 ตามที่ กระทรวงพลังงาน (พณ.) รายงาน และมอบหมายให้ พณ. รับผิดชอบหรือร่วมกับการ ไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการพิจารณาหามาตรการป้องกันปัญหา ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต รวมทั้งแผนการเตรียมความพร้อมรองรับในกรณีฉุกเฉินและ แผนป้องกันปัญหาระยะยาว เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับเป็นวงกว้าง (Blackout) ขึ้นอีก ซึ่งผลการหารือร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง มีความเห็นว่า เหตุการณ์ครั้งนี้ เป็นเหตุสุดวิสัยซึ่งอยู่นอกเหนือการควบคุมของ กฟผ. และ กฟภ. ได้ดำเนินการแก้ไขเหตุการณ์ตามคู่มือปฏิบัติที่กำหนดไว้ทุกขั้นตอนแล้ว รวมทั้งได้ เสนอมาตรการป้องกันปัญหาในระยะสั้นและระยะยาว และรายงานให้ พณ. ทราบ

2. เมื่อวันที่ 11 มิถุนายน 2556 พณ. ได้มีการแถลงผลการหารือต่อหน่วยงานที่ เกี่ยวข้องและสื่อมวลชน ดังนี้

2.1 มาตรการป้องกันปัญหาในระยะสั้น ดังนี้ (1) ให้ กฟผ. และการไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค (กฟภ.) ร่วมกันทบทวน ศึกษาการตั้งค่าและปรับปรุง Scheme การ ทำงานของอุปกรณ์ Under Frequency Relay รวมทั้งหาวิธีการตรวจสอบ อุปกรณ์ Under Frequency Relay ซึ่งติดตั้งตามสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และ กฟภ. อย่างสม่ำเสมอ แล้วนำเสนอแผนต่อ สกพ. เพื่อทราบ (2) ให้ กฟผ. ทบทวนแผนและฝึกซ้อมการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าในสภาวะ วิกฤตร่วมกับ กฟภ. อย่างสม่ำเสมอ เพื่อป้องกันมิให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เป็นบริเวณกว้าง (Blackout) (3) ให้ กฟผ. ทบทวนแผนการกู้ระบบไฟฟ้า กลับคืน (Blackout Restoration) และฝึกซ้อมอย่างสม่ำเสมอ เพื่อช่วยลด ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ (4) ให้ กฟผ. ทบทวนแผนการทำงานบำรุงรักษา ระบบส่งไฟฟ้า และโรงไฟฟ้าในภาคใต้ ให้สอดคล้องกันและไม่กระทบต่อ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองบนสมมติฐาน ที่ไม่พึ่งพาไฟฟ้าระบบ HVDC จาก ประเทศมาเลเซียเป็นหลัก (ให้ถือเป็น Non-Firm) และ (5) ให้หน่วยงาน ที่ เกี่ยวข้องกำหนดหลักปฏิบัติเพื่อรองรับสถานการณ์กรณีมีความจำเป็นที่จะต้อง ดับไฟฟ้าบางส่วนเพื่อรักษา ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและไม่ให้เกิดไฟฟ้า ดับเป็นบริเวณกว้าง

2.2 มาตรการป้องกันปัญหาในระยะยาว ดังนี้ (1) การวางแผนพัฒนากำลัง ผลิตไฟฟ้าในภาคใต้ ควรพิจารณาให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้า สำรองที่เพียงพอ เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในภาคใต้สามารถพึ่งพาตนเองได้ (2) ภาคใต้เป็นพื้นที่ที่มีความสำคัญในด้านการเศรษฐกิจและการท่องเที่ยว ทำให้ มีอัตราความต้องการไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงควรพัฒนาระบบส่ง ไฟฟ้า โดยให้ กฟผ. เร่งดำเนินการจัดทำโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า 500 เควี และ/หรือ 230 เควี เพื่อเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ และ (3) ให้ทบทวนภาพรวมการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า โดยให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าทั้งประเทศ หากพิจารณาว่า จุดใดเป็นจุดที่มีความเสี่ยงและมีความสำคัญต่อประเทศ ให้เพิ่มระดับความ

มั่นคง ในบริเวณนั้น เพื่อป้องกันความเสี่ยงที่อาจจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างขึ้นอีกในอนาคต

3. ระบบไฟฟ้าภาคใต้จำเป็นต้องพึ่งพาพลังงานไฟฟ้าเพิ่มโดยการส่งไฟฟ้าจากภาคกลางประมาณ 650 เมกะวัตต์ และมีไฟฟ้าสำรองจากประเทศมาเลเซียอีกประมาณ 300 เมกะวัตต์ รวมทั้งกรณีฉุกเฉินจะสามารถเพิ่มการส่งไฟฟ้าจากภาคกลางได้อีก 550 เมกะวัตต์ เนื่องจาก (1) ภาคใต้มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด 2,423.8 เมกะวัตต์ (เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2556 เวลา 19.30 น.) ขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่มี 2,115.7 เมกะวัตต์ (2) มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในพื้นที่เพียง 2 แห่ง ที่สามารถจ่ายไฟฟ้าแบบจ่ายไฟต่อเนื่อง (Base Load Plant) คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ (710 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชนอม (748 เมกะวัตต์) ของบริษัท ผลิตไฟฟ้าชนอม จำกัด (3) โรงไฟฟ้าภาคใต้บางส่วนต้องเดินเครื่องไม่ถึง ค่าพิกัดสูงสุด เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบ และ (4) ระบบสายส่งเชื่อมโยงไฟฟ้าระหว่างภาคกลาง-ภาคใต้ ปัจจุบันมีโอกาสที่จะเกิดความไม่มั่นคง จึงจำเป็นต้องปรับปรุงเพื่อรักษามาตรฐานความมั่นคงระบบส่งไฟฟ้า ในปัจจุบัน ทั้งนี้ หากเกิดความขัดข้องของระบบส่งไฟฟ้าจากภาคกลางหรือจากประเทศมาเลเซีย หรือโรงไฟฟ้า มีความจำเป็นต้องหยุดซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุฉุกเฉิน อาจทำให้พื้นที่ภาคใต้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

4. กระทรวงพลังงาน ได้กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเข้าระบบในภาคใต้ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า ในภาคใต้ที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณปีละร้อยละ 6 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP2010 Rev.3) ดังนี้ (1) ปี 2557 โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 ขนาด 782 เมกะวัตต์ (2) ปี 2559 โรงไฟฟ้าใหม่ขนาด 900 เมกะวัตต์ (ทดแทนโรงไฟฟ้าชนอม) (3) ปี 2562 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด (กระบี่) ขนาด 800 เมกะวัตต์ และ (4) ปี 2565 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทคโนโลยีสะอาดขนาด 800 เมกะวัตต์ ซึ่งกรณีที่มีการหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 1 จำเป็นต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่ทุกวัน โดยมีความต้องการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 51 ล้านลิตรต่อเดือน แต่ปัจจุบันการขนส่งน้ำมันเตา มีข้อจำกัดทำให้ไม่สามารถขนส่งได้ตามความต้องการ ส่งผลให้ไม่สามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลัง ดังนั้น การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภาคใต้ต้องคำนึงถึงความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในการพร้อมจ่ายทุกช่วงเวลา จึงต้องพิจารณาให้มีแหล่งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่อย่างเพียงพอ เพื่อให้ระบบไฟฟ้า ในภาคใต้มีความมั่นคงและสามารถอยู่ได้ด้วยตนเองในภาวะปกติและรองรับภาวะฉุกเฉินต่างๆ

5. แนวทางการดำเนินการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าภาคใต้ เพื่อให้มีแหล่งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่อย่างเพียงพอ และระบบไฟฟ้าในภาคใต้มีความมั่นคง สามารถอยู่ได้ด้วยตนเองในภาวะปกติ และรองรับภาวะฉุกเฉินต่างๆ จึงเห็นควรให้มีการดำเนินการเร่งด่วน ดังนี้ (1) ให้ กฟผ. เพิ่มชั่วโมงการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่ เต็มกำลังการผลิต และ (2) ให้พิจารณาใช้น้ำมันปาล์มดิบในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากระบี่ในสัดส่วน ร้อยละ 10 ของปริมาณการใช้น้ำมันเตา เพื่อลดปัญหาด้านการขนส่งน้ำมันเตา โดยให้คำนึงถึงความมั่นคงและเพียงพอของระบบไฟฟ้าเป็นสำคัญ และ

ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ให้ถือเป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

- (1) ให้ กฟผ. เพิ่มชั่วโมงการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่เต็มกำลังการผลิต
 - (2) ให้พิจารณาใช้น้ำมันปาล์มดิบในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากระบี่ในสัดส่วนร้อยละ 10 ของปริมาณการใช้น้ำมันเตา เพื่อลดปัญหาด้านการขนส่งน้ำมันเตา
- ทั้งนี้ ให้คำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเป็นสำคัญ รวมทั้งค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นให้ถือเป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

2. มอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำกับดูแลการดำเนินการตามข้อ 1

เรื่องที่ 4 รายงานผลการดำเนินงานคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 กพข. ได้เห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff (FiT) โดยเห็นควรให้คณะกรรมการที่จะจัดตั้งขึ้นภายใต้ กพข. พิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ FiT สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์ พร้อมทั้งรายละเอียดการสนับสนุนและปริมาณที่จะส่งเสริม เพื่อเสนอ กพข. ต่อไป ทั้งนี้ให้มีการทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ ต่อมา กพข. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทำหน้าที่บริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามกรอบแนวทางการส่งเสริมและการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ กพข. ได้ให้ความเห็นชอบ รวมทั้งติดตาม สนับสนุน และเร่งรัดการดำเนินการพิจารณาปรับรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศและแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และคำนึงถึงผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและความพร้อมของระบบสายส่งไฟฟ้าของประเทศโดยรวม รวมทั้งประเมินผลการดำเนินงานตามนโยบายและรายงานผลการปฏิบัติงานพร้อมข้อเสนอแนะต่อ กพข.

2. เมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ซึ่งเห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงาน

ทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - พ.ศ. 2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) โดยส่วนของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรวม 9,201 เมกะวัตต์

3. คณะกรรมการบริหารฯ ได้ดำเนินการตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2553 ถึงปัจจุบัน โดยได้กำหนดแนวทางการคัดกรองโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้ (1) แนวทางการดำเนินการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (2) แนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมายในการบอกเลิกสัญญาและห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาโครงการพลังงานหมุนเวียน (3) แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) และ (4) แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ไม่สามารถลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่ระบุตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า และได้มีมติดังนี้ (1) เห็นควรให้ตอบรับซื้อไฟฟ้าจำนวน 227 ราย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขาย 1,523.44 เมกะวัตต์ (2) เห็นควรให้ตอบรับพร้อมลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จำนวน 58 ราย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขาย 674.2 เมกะวัตต์ (3) เห็นควรให้ลงนามในสัญญา จำนวน 209 ราย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขาย 1,214.22 เมกะวัตต์ และ (4) โครงการพลังงานหมุนเวียนที่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเกินระยะที่กำหนดไว้ตามระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ให้ยกเลิกสัญญา ซึ่งปัจจุบันการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ยกเลิกสัญญากับผู้ประกอบการแล้ว 317 ราย รวมปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งสิ้น 1,470.72 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ณ เดือนพฤษภาคม 2556 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เปรียบเทียบกับเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - พ.ศ. 2564) สรุปได้ดังนี้

เชื้อเพลิง	ปริมาณเป้าหมาย AEDP (MW)	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว		ลงนาม PPA แล้ว (รอ COD)		ได้รับการตอบรับซื้อแล้ว (ยังไม่ลงนาม PPA)		อยู่ระหว่างการพิจารณาการพิจารณาตอบรับซื้อ	
		จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
แสงอาทิตย์	2,000	183	530	224	1,445	6	48	170	9
ก๊าซชีวภาพ	600	92	207	47	80	37	77	20	3
ชีวมวล	3,630	117	1,918	157	1,447	31	286	26	3
พลังงานน้ำ	1,608	6	14	9	6.66	3	8.34	1	0
พลังงานลม	1,200	6	209	25	201	15	843	29	1
ขยะ	160	17	47	13	37	8	119	4	1
รวม	9,198	421	2,925	475	3,217	100	1,381	250	3

- หมายเหตุ 1. ข้อมูลจาก สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เดือน พฤษภาคม 2556
2. เป้าหมายพลังงานน้ำรวมโครงการพลังงานน้ำสูบกักของ กฟผ. ได้แก่ โครงการเขื่อนลำตะคองสูบน้ำ โครงการเขื่อนจุฬาภรณ์ (784 MW)

4. ปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

4.1 ปัญหา : ปริมาณความต้องการยื่นคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้ามากกว่าเป้าหมาย AEDP ส่งผลให้มีคำร้องอยู่ระหว่างยื่นขอเสนอขายไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ กพข. จึงได้มีมติให้หยุดรับคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่วันที่ 28 มิถุนายน 2553 แต่ทั้งนี้พบว่า มีโครงการพลังงานหมุนเวียนที่มีข้อผูกพันภายใต้การส่งเสริมด้วยมาตรการ Adder กับกริดไฟฟ้า ซึ่งมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งเป็นไปตามเป้าหมายในแผน AEDP แล้ว 4 ประเภทเชื้อเพลิง ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงาน ชีวมวล และพลังงานขยะ ส่งผลให้คณะกรรมการบริหารฯ ไม่สามารถตอบรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการดังกล่าวเพิ่มเติมได้ อีกทั้งยังมีผู้ประกอบการยื่นคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าเพิ่มเติมมาอีกทั้งการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งอย่างต่อเนื่อง โดยยังไม่สามารถหยุดรับคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าได้ หากยังไม่มติดำเนินการให้หยุดรับคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าจาก กพข.

ข้อเสนอแนะ : ปรับเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าตาม AEDP ซึ่งกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานหมุนเวียนและพบว่าพลังงานหมุนเวียนบางประเภทมีศักยภาพมากกว่าแผน AEDP ที่ได้กำหนดไว้ และรัฐบาลยังมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบอื่นๆ เพิ่มเติมจากที่ได้กำหนดไว้ในแผน AEDP จึงเห็นควรให้ พพ. ศึกษาและปรับปรุงเป้าหมาย AEDP เพื่อนำเสนอ กพข.

เห็นชอบต่อไป และเห็นควรให้ พพ. ร่วมกับ สนพ. กำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีให้ชัดเจน เพิ่มเติมจากปริมาณเสนอขายไฟฟ้าที่คาดว่าจะจ่ายเข้าระบบ โดยคำนึงถึงความสอดคล้องกับแผน PDP2010 Rev.3 และผลกระทบค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้ให้มีการเปิดรับข้อเสนอขายไฟฟ้ารายใหม่โดยรับการส่งเสริมในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ตามปริมาณรับซื้อที่จะมีการประกาศเป็นรายเชื้อเพลิงตั้งแต่ปี 2557 เป็นต้นไป

4.2 ปัญหา : การกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าและวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไม่สอดคล้องตามแผน PDP ซึ่งปัจจุบันภาครัฐไม่มีการประกาศปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นรายปีอย่างชัดเจน ทำให้ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงไม่สอดคล้องกับแผน PDP และทำให้ภาครัฐไม่สามารถวางแผนการสร้างระบบส่งเพื่อรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ รวมทั้งส่งผลให้ยากต่อการควบคุมผลกระทบค่าไฟฟ้า

ข้อเสนอแนะ : กำหนดปริมาณรับซื้อและวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในแต่ละปีให้ชัดเจน โดย พพ. ร่วมกับ สนพ. เป็นผู้กำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีและกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ให้เหมาะสมกับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท เชื้อเพลิง และสามารถประกาศอัตราซื้อไฟฟ้ารูปแบบ FiT ได้สอดคล้องกับการลงทุนที่เกิดขึ้นจริง และเห็นควรมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับผิดชอบดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตลอดจนหลักเกณฑ์และการออกประกาศเชิญชวน รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกและเร่งรัดให้มีการดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามเป้าหมาย AEDP พร้อมทั้งรายงานผลให้ พน. ทราบเป็นรายไตรมาสต่อไป

4.3 ปัญหา : ระบบส่งไฟฟ้าไม่สามารถรองรับโครงการพลังงานหมุนเวียนบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เฉพาะโครงการที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและมีกำหนด SCOD แล้วในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตั้งแต่ปัจจุบันจนถึงปี 2558 (ไม่รวมโครงการ Solar Thermal) รวมทั้งสิ้น 1,111.41 เมกะวัตต์ เนื่องจากระบบส่งของ กฟผ. ไม่เพียงพอต่อการรองรับกำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าว จึงต้องรองจนกว่า กฟผ. จะก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าใหม่ให้แล้วเสร็จในปี 2560 ทำให้ไม่สามารถพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกโครงการในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ ถึงแม้ว่าเป้าหมายการรับซื้อตามแผนในบางประเภทเชื้อเพลิงจะยังสามารถรับซื้อเพิ่มเติมได้ เช่น พลังงานก๊าซชีวภาพ

ข้อเสนอแนะ : แก้ไขปัญหาการระบบส่งไฟฟ้าไม่สามารถรองรับโครงการพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ดังกล่าวอย่างเร่งด่วน โดยมอบหมายให้ กฟผ. จัดทำแนวทางแก้ไขปัญหาเพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ลงนามในสัญญา (PPA) แล้ว และหากมีการเปิดรับซื้อเพิ่มเติมควรกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชิงพื้นที่ (Zoning) ให้สอดคล้องกับศักยภาพระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. รวมทั้งเห็นควรให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จัดทำแผนการลงทุนระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคตของประเทศ โดย

นาเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) มาประกอบการจัดทำต่อไป

4.4 ปัญหา : ความล่าช้าในการออกใบอนุญาตต่างๆ มีสาเหตุบางส่วนจากผู้พัฒนาโครงการยังไม่ได้รับใบอนุญาต รง.4 จาก กกพ. เนื่องจากยังไม่ได้รับความเห็นประกอบการพิจารณาจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ส่งผลให้ผู้พัฒนาโครงการไม่ได้รับอนุญาตให้มีการเชื่อมโยงระบบกับการไฟฟ้า และไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนด SCOD ที่มีกับการไฟฟ้าตามสัญญา จึงทำให้ผู้ประกอบการต้องขอขยาย SCOD ออกไป และไม่มีความชัดเจนในระยะเวลาที่จะได้รับใบอนุญาต รง.4 จากความล่าช้าดังกล่าว ผู้พัฒนาโครงการที่เลยกำหนด SCOD อาจต้องถูกยกเลิกสัญญาตามมติ กกพ. วันที่ 4 มีนาคม 2553 ส่งผลให้เกิดความเสียหายทางธุรกิจกับผู้พัฒนาโครงการ เกิดการร้องเรียนของผู้พัฒนาโครงการอย่างต่อเนื่องมายังคณะกรรมการบริหารฯ ซึ่งมีข้อเสนอแนะ คือ มอบหมายให้ กกพ. เร่งรัดออกใบอนุญาตสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในรูปแบบ One stop service และรายงานผลการดำเนินงานให้ กพช. ทราบต่อไป

มติของที่ประชุม

1. รับทราบรายงานผลการดำเนินงานคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
2. เห็นชอบให้กระทรวงพลังงานโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ร่วมกับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปี ให้ชัดเจน เพิ่มเติมจากปริมาณเสนอขายไฟฟ้าที่คาดว่าจะจ่ายเข้าระบบ และกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ให้เหมาะสมกับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทเชื้อเพลิงด้วย โดยคำนึงถึงความสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ความสามารถในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชิงพื้นที่ (Zoning) ตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และผลกระทบค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ ให้มีการเปิดรับข้อเสนอขายไฟฟ้ารายใหม่โดยรับการส่งเสริม ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ตามปริมาณรับซื้อที่จะมีการประกาศเป็นรายเชื้อเพลิงตั้งแตปี 2557 เป็นต้นไป
3. เห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับไปดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตลอดจนหลักเกณฑ์และการออกประกาศเชิญชวน รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือก รวมถึงการเร่งรัดให้มีการดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25 % ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) (AEDP 2012-2021) และรายงานผลให้กระทรวงพลังงานทราบเป็นรายไตรมาสต่อไป
4. เห็นชอบให้ กฟผ. ร่วมกับ กกพ. จัดทำแนวทางแก้ไขปัญหาเพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้วอย่างเร่งด่วนและรายงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ต่อไป

5. เห็นชอบให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จัดทำแผนการลงทุนระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในขนาดของประเทศ โดยนำเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) มาประกอบการจัดทำต่อไป

6. เห็นชอบให้ กกพ. ดำเนินการเร่งรัดออกใบอนุญาตสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในรูปแบบ One stop service และรายงานผลการดำเนินงานให้ กพข. ทราบต่อไป

เรื่องที่ 5 การปรับค่าเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี ตามการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy)

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ซึ่งเห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (AEDP 2012-2021) โดยมีเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกให้ได้ 25% ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศภายในปี 2564 ต่อมาเมื่อวันที่ 2 พฤศจิกายน 2555 คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการจัดทำแผนปฏิบัติการการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy) เพื่อเป็นกรอบในการจัดสรรงบประมาณประจำปี 2557 โดยรัฐบาลได้กำหนดทิศทาง การขับเคลื่อนหลักใน 3 ยุทธศาสตร์ ประกอบด้วย (1) ยุทธศาสตร์การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ (Growth and Competitiveness) (2) ยุทธศาสตร์สร้างโอกาสบนความเสมอภาค และเท่าเทียมกันในสังคม (Inclusive Growth) และ (3) ยุทธศาสตร์การเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Growth)

2. กระทรวงพลังงาน ได้กำหนดทิศทางนโยบายในการขับเคลื่อนการพัฒนาพลังงานให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ประเทศ โดยมีแนวทางนโยบายสำคัญ 7 ข้อ ได้แก่ (1) นโยบาย Energy Bridge เพื่อเชื่อมโยงการค้าน้ำมันจากฝั่งทะเลอันดามัน มายังฝั่งอ่าวไทย ให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการขนส่งน้ำมันของภูมิภาค (2) นโยบายกำหนดราคาน้ำมันเท่ากันทั่วประเทศ (3) นโยบายสำรองเชื้อเพลิงเชิงยุทธศาสตร์ (4) การพัฒนาวิสาหกิจพลังงานทดแทนในชุมชน การผลิตพลังงานจากหญ้าเนเปียร์ สร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน เป็นการพัฒนาพลังงานทดแทน (5) การพัฒนาต่อ ยอดอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องจากภาคเกษตรเพื่อสร้าง New Growth สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับสินค้าภาคเกษตร (6) ด้านอนุรักษ์พลังงาน เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ และ (7) เรื่องการกำกับราคาพลังงาน ปรับโครงสร้างราคาพลังงานให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

3. พพ. ได้ดำเนินการปรับค่าเป้าหมายตามแผน AEDP 2012-2021 เพื่อให้สอดคล้องตาม Country Strategy โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อ (1) ลดการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ (2) เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ (3) เสริมสร้างการใช้พลังงานทดแทนในระดับชุมชนในรูปแบบชุมชนพลังงานสีเขียว (4) สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ และ (5) วิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนของไทย ณ เดือนพฤษภาคม 2556 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน มีผู้ยื่นเสนอขายไฟฟ้ารวมอยู่ที่ 10,628 เมกะวัตต์ โดยเป้าหมายตามแผนมีจำนวนรวม 9,201 เมกะวัตต์ สำหรับสถานภาพการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตความร้อน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ อยู่ที่ 2,990.10 ktoe จากเป้าหมายรวม 9,335 ktoe และสถานภาพการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่ง ได้แก่ เอทานอล ไบโอดีเซล (B10) และเชื้อเพลิงใหม่ (BHD) อยู่ที่ 1,609.79 ktoe จากเป้าหมายรวม 12,191.42 ktoe

4. การปรับค่าเป้าหมายตาม AEDP 2012-2021 เพื่อให้สอดคล้องตาม Country Strategy ดังนี้

4.1 การปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า

ประเภทไฟฟ้า	เป้าหมาย (MW)		Capacity Factor (CF)	Energy (ล้านหน่วย)		ktoe	
	เดิม	ใหม่		เดิม	ใหม่	เดิม	ใหม่
1. พลังงานลม	1,200.00	1,800.00	0.15	1,576.80	2,365.20	134.36	201.52
2. พลังงานแสงอาทิตย์	2,000.00	3,000.00	0.15	2,628.00	3,942.00	223.93	335.89
3. พลังงานน้ำ (ขนาดเล็ก)	324.00	324.00	0.35	993.38	993.38	84.65	84.65
พลังงานน้ำแบบสูบกลับ	1,284.00	-	0.70	7,873.49	-	670.90	-
4. พลังงานชีวมวล	3,630.00	4,800.00	0.70	22,259.16	29,433.60	1,896.70	2,500.00
5. ก๊าซชีวภาพ	600.00	600.00	0.60	3,153.60	3,153.60	268.72	268.72
หญ้าเนเปียร์	-	3,000.00	0.80	-	21,024.00	-	1,752.00
6. พลังงานจากขยะ	160.00	400.00	0.60	840.96	2,102.40	71.66	175.20
7. พลังงานรูปแบบใหม่	3.00	3.00	0.40	10.51	10.51	0.90	0.90
รวม	9,201.00	13,927.00		39,335.90	63,024.70	3,351.81	5,335.81

(1) พลังงานลม เป้าหมายเดิม 1,200 เมกะวัตต์ เป้าหมายใหม่ 1,800 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้น 600 เมกะวัตต์ โดยผลการศึกษาพบว่าในจังหวัดเพชรบูรณ์ กาญจนบุรี ระนอง สุราษฎร์ธานี พัทลุง สงขลา และยะลา มีศักยภาพสามารถติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,000 เมกะวัตต์ และมีข้อมูลจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) พบว่ามีผู้สนใจขอรับการส่งเสริมการลงทุนพัฒนาพลังงานลมเพิ่มเติมอีกมากกว่า 900 เมกะวัตต์

(2) พลังงานแสงอาทิตย์ เป้าหมายเดิม 2,000 เมกะวัตต์ เป้าหมายใหม่ 3,000 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้น 1,000 เมกะวัตต์ โดย พน. มีแผนงานส่งเสริมให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคาร (Solar PV Rooftop) โดยมีเป้าหมาย 800 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน เป้าหมาย 800 เมกะวัตต์

(3) พลังงานน้ำ เป้าหมายเดิม 1,608 เมกะวัตต์ (โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ 1,284 เมกะวัตต์ และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก 324 เมกะวัตต์) เป้าหมายใหม่ ลดลงเหลือ 324 เมกะวัตต์ เนื่องจากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pump storage) ไม่ก่อให้เกิดการผลิตพลังงาน ที่เป็นพลังงานทดแทนสุทธิ ดังนั้น จึงเห็นควรกำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานผลิตไฟฟ้าเฉพาะโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก 324 เมกะวัตต์

(4) พลังงานชีวมวล เป้าหมายเดิม 3,630 เมกะวัตต์ เป้าหมายใหม่ 4,800 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้น 1,170 เมกะวัตต์ เนื่องจากปัจจุบันมีผู้ประกอบการเสนอขอรับการสนับสนุนจากภาครัฐในการตั้งโรงไฟฟ้า ชีวมวลชุมชนขนาด 1 เมกะวัตต์ จำนวน 200 โรง รวมกำลังผลิต 200 เมกะวัตต์ โดยใช้เชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารา และขอรับการสนับสนุนในรูปอัตราค่าไฟฟ้า Feed-in Tariff (FiT) และสำหรับโรงไฟฟ้าจากชีวมวลเดิม โดยเฉพาะโรงงานน้ำตาล พบว่าการปรับปรุงประสิทธิภาพกระบวนการผลิตของโรงงานสามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,000 เมกะวัตต์

(5) ก๊าซชีวภาพ เป้าหมายเดิม 600 เมกะวัตต์ (จากของเสียอุตสาหกรรมและมูลสัตว์) เป้าหมายใหม่ 3,600 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้น 3,000 เมกะวัตต์ (จากพืชพลังงาน) ซึ่งในปี 2556 กระทรวงพลังงานได้ดำเนินโครงการศึกษา วิจัย ต้นแบบวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน (ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน) ซึ่งมีเป้าหมายจัดตั้งต้นแบบโรงงานผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ขนาด 1 เมกะวัตต์ จำนวน 12 โรง กระจายตามภูมิภาคต่างๆ เพื่อเป็นต้นแบบในการขยายผลตามเป้าหมาย 3,000 เมกะวัตต์

(6) พลังงานจากขยะ จากเป้าหมายเดิม 160 เมกะวัตต์ เป้าหมายใหม่ 400 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้น 240 เมกะวัตต์ ซึ่ง พ.น. มีนโยบายส่งเสริมสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด โดยส่งเสริมให้องค์การบริหารส่วนท้องถิ่น (อบท.) นำขยะมาผลิตพลังงาน

(7) พลังงานรูปแบบใหม่ จากเป้าหมายเดิม ได้กำหนดให้ศึกษาพัฒนานำพลังงานรูปแบบใหม่ ได้แก่ พลังงานความร้อนใต้พิภพ (1 เมกะวัตต์) พลังงานคลื่นหรือกระแสน้ำ และไฮโดรเจน (2 เมกะวัตต์) มาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งการดำเนินการส่วนใหญ่จะเป็นงานศึกษาวิจัยและจัดทำต้นแบบ จึงเห็นควรคงเป้าหมายเดิมของพลังงานรูปแบบใหม่ไว้ที่ 3 เมกะวัตต์

4.2 การปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตความร้อน

ประเภทความร้อน	เป้าหมาย (ktoe)	
	เดิม	ใหม่
1. พลังงานแสงอาทิตย์	100.00	100.00
2. พลังงานชีวมวล	8,200.00	8,500.00
3. ก๊าซชีวภาพ	1,000.00	1,000.00
4. ขยะ	35.00	200.00
รวม	9,335.00	9,800.00

(1) พลังงานแสงอาทิตย์ มีการส่งเสริมการติดตั้งระบบน้ำร้อน/น้ำเย็น แสงอาทิตย์ พัฒนาระบบน้ำร้อนแสงอาทิตย์ระดับครัวเรือนที่มีต้นทุนต่ำ พัฒนากลไกภาคบังคับ และส่งเสริมระบบอบแห้งแสงอาทิตย์สำหรับธุรกิจ ขนาดกลางและขนาดย่อม (SME) ปัจจุบันได้ส่งเสริมนาร่องในอาคารภาครัฐ มีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน 4.10 ktoe จึงเห็นควรคง เป้าหมายเดิมไว้ที่ 100 ktoe

(2) พลังงานชีวมวล ส่งเสริมการผลิตและการใช้ Biomass pellets และ ส่งเสริมระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม ปัจจุบันมีการตั้งโรงงานผลิต Wood pellets ในหลายพื้นที่ มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากถ่านหินมาใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Wood pellets) ในโรงงานอุตสาหกรรมบางแห่ง ทำให้มีการใช้ชีวมวลเพื่อ การผลิตความร้อน 2,688 ktoe และยังมีเศษชีวมวลประเภทเปลือกไม้ยูคา ลิปตัส ชีเสื่อยที่ยังไม่ได้ใช้งานอีกมาก จึงเห็นควรปรับเป้าหมายเพิ่มขึ้นเป็น 8,500 ktoe

(3) ก๊าซชีวภาพ มีการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรมและมูลสัตว์ เพื่อผลิตความร้อนรวม 253 ktoe เห็นควรคงเป้าหมายเท่าเดิมที่ 1,000 ktoe

(4) ขยะ ส่งเสริมให้นำเศษขยะในท้องถิ่นมาผลิต RDF (Refuse Derived Fuel) จำหน่ายเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตปูนซีเมนต์ ซึ่งปัจจุบันมีการใช้ ขยะเพื่อการผลิตความร้อนรวม 45 ktoe เห็นควรปรับเป้าหมายเพิ่มขึ้นจาก เป้าหมายเดิม 35 ktoe เป็น 200 ktoe

4.3 การปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่ง

เชื้อเพลิงชีวภาพ	เป้าหมาย (ล้านลิตร)		Factor	ktoe	
	เดิม	ใหม่		เดิม	ใหม่
เอทานอล	9.00	9.00	0.7450	2,447.33	2,447.33
ไบโอดีเซล (B10)	5.97	7.20	0.8620	1,878.34	2,265.34
เชื้อเพลิงใหม่ (BHD)	25.00	3.00	0.8620	7,865.75	943.89
ก๊าซชีวภาพอัด (CBG), ต้น	-	1,200.00	0.0087	-	3,807.09
รวม				12,191.42	9,463.64

(1) เอทานอล ปัจจุบันมีการใช้เอทานอล 2.59 ล้านลิตรต่อวัน จากเป้าหมาย ในปี 2564 จะมีการใช้เอทานอล 9 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งเป็นเป้าหมายที่ เหมาะสม จึงเห็นควรคงเป้าหมายไว้คงเดิม

(2) ไบโอดีเซล ปัจจุบันมีการใช้ไบโอดีเซล (B5) 2.88 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2564 มีเป้าหมาย การส่งเสริมให้ใช้ B10 คาดว่าจะมีการใช้น้ำมันดีเซลในปี 2564 ประมาณ 72 ล้านลิตรต่อวัน ดังนั้น จึงเห็นควรปรับเป้าหมายไบโอดีเซล จากเดิม 5.97 ล้านลิตรต่อวัน เป็น 7.2 ล้านลิตรต่อวัน

(3) เชื้อเพลิงใหม่ทดแทนดีเซล ปัจจุบันมีแผนการวิจัยและพัฒนาเชื้อเพลิง ใหม่ทดแทนดีเซล คือ BHD (Bio-Hydrogenated Diesel) ที่สามารถผลิตใช้ในเชิงพาณิชย์ โดยมีแผนการลงทุนที่จะผลิต BHD จากน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) ดังนั้น เห็นควรปรับลดเป้าหมายลงจากเดิม 25 ล้านลิตรต่อวัน เหลือ 3 ล้าน ลิตร ต่อวัน ในปี 2564 เพื่อให้เหมาะสมกับสถานะการพัฒนาเทคโนโลยีการ ผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพในปัจจุบัน

(4) ก๊าซชีวภาพอัด (CBG) มีการส่งเสริมโครงการ CBG (Compressed Bio-Methane Gas) เพื่อใช้แทนก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ในพื้นที่ที่อยู่ห่างจากท่อส่งก๊าซ ปัจจุบันมีการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อผลิตเป็น CBG จำหน่ายให้ ปตท. โดยมีโครงการต้นแบบอยู่ที่อำเภอแม่แตง จังหวัดเชียงใหม่ ผลิตก๊าซชีวภาพอัดได้วันละ 6 ตัน ซึ่งมีแผนงานดำเนินการจำนวน 200 แห่ง ดังนั้นเห็นควรตั้งเป้าหมายการผลิตก๊าซชีวภาพ ในภาคขนส่ง 1,200 ตันต่อวัน

4.4 สรุปผลรวมเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี

ผลรวม	ktoe	
	เดิม	ใหม่
พลังงานทดแทน	24,878.23	24,633.97
พลังงานขั้นสุดท้าย	99,838.00	99,838.00
สัดส่วนพลังงานทดแทนต่อพลังงานขั้นสุดท้าย (%)	25	25

มติของที่ประชุม

เห็นชอบการปรับค่าเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี ตามแผนการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy) และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องใช้ดำเนินการต่อไป ดังนี้

ประเภทไฟฟ้า	เป้าหมาย (MW)		CF	Energy (ล้านหน่วย)		ktoe	
	เดิม	ใหม่		เดิม	ใหม่	เดิม	ใหม่
1. พลังงานลม	1,200.00	1,800.00	0.15	1,576.80	2,365.20	134.36	200.00
2. พลังงานแสงอาทิตย์	2,000.00	3,000.00	0.15	2,628.00	3,942.00	223.93	335.70
3. พลังงานน้ำ (ขนาดเล็ก)	324.00	324.00	0.35	993.38	993.38	84.65	84.65
พลังงานน้ำแบบสูบกลับ	1,284.00	-	0.70	7,873.49	-	670.90	-
4. พลังงานชีวมวล	3,630.00	4,800.00	0.70	22,259.16	29,433.60	1,896.70	2,500.00
5. ก๊าซชีวภาพ	600.00	600.00	0.60	3,153.60	3,153.60	268.72	268.72
หญ้าเนเปียร์	-	3,000.00	0.80	-	21,024.00	-	1,793.60
6. พลังงานจากขยะ	160.00	400.00	0.60	840.96	2,102.40	71.66	175.20
7. พลังงานรูปแบบใหม่	3.00	3.00	0.40	10.51	10.51	0.90	0.90
รวม	9,201.00	13,927.00		39,335.90	63,024.70	3,351.81	5,377.40

2. การปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตความร้อน

ประเภทความร้อน	เป้าหมาย (ktoe)	
	เดิม	ใหม่
1. พลังงานแสงอาทิตย์	100.00	100.00
2. พลังงานชีวมวล	8,200.00	8,500.00
3. ก๊าซชีวภาพ	1,000.00	1,000.00
4. ขยะ	35.00	200.00
รวม	9,335.00	9,800.00

3. การปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่ง

เชื้อเพลิงชีวภาพ	เป้าหมาย (ล้านลิตร)		Factor	ktoe	
	เดิม	ใหม่		เดิม	ใหม่
เอทานอล	9.00	9.00	0.7450	2,447.33	2,447.33
ไบโอดีเซล (B10)	5.97	7.20	0.8620	1,878.34	2,265.34
เชื้อเพลิงใหม่ (BHD)	25.00	3.00	0.8620	7,865.75	943.89
ก๊าซชีวภาพอัด (CBG), ต้น	-	1,200.00	0.0087	-	3,807.09
รวม				12,191.42	9,463.64

4. สรุปผลรวมเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี

ผลรวม	ktoe	
	เดิม	ใหม่
พลังงานทดแทน	24,878.23	24,633.97
พลังงานขั้นสุดท้าย	99,838.00	99,838.00
สัดส่วนพลังงานทดแทนต่อพลังงานขั้นสุดท้าย (%)	25	25

เรื่องที่ 6 การพิจารณาอัตราการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 กพข. ได้เห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff โดยเห็นควรให้คณะกรรมการที่จะจัดตั้งขึ้นภายใต้ กพข. พิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์ พร้อมทั้งรายละเอียดการสนับสนุนและปริมาณที่จะส่งเสริม เพื่อเสนอ กพข. ต่อไป ทั้งนี้ให้มี

การทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ ต่อมา กพข. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทำหน้าที่บริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามกรอบแนวทางการส่งเสริมและการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ กพข. ได้ให้ความเห็นชอบ รวมทั้งติดตาม สนับสนุน และเร่งรัดการดำเนินการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยให้คำนึงถึงผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและความพร้อมของระบบสายส่งไฟฟ้าของประเทศโดยรวม พร้อมทั้งประเมินผลการดำเนินงานตามนโยบาย และรายงานผลการปฏิบัติงานพร้อมข้อเสนอแนะต่อ กพข.

2. เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2556 คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีมติมอบหมายให้ สนพ. ศึกษาอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Rooftop โดยเชิญผู้แทนจาก พพ. ร่วมดำเนินการ และให้นำเสนอสมมติฐานต่างๆ ให้คณะกรรมการบริหารฯ พิจารณาต่อไป ซึ่ง สนพ. และ พพ. ได้ศึกษาอัตราซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย (Solar PV Rooftop) เพื่อส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาทดแทนโรงไฟฟ้าประเภท Peaking Plant ลดการลงทุนภาครัฐ ทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการใช้ไฟฟ้า ณ Load Center ซึ่งเป็นการสร้างความมั่นคงในด้านการจัดหาพลังงาน

3. คณะกรรมการบริหารฯ เมื่อวันที่ 26 มิถุนายน 2556 ได้มีมติเห็นชอบอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) โดยมีรายละเอียดผลการศึกษาอัตราซื้อไฟฟ้าฯ ดังนี้

3.1 การจัดแบ่งกลุ่มโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยอ้างอิงจากการจัดส่วนแบ่งทางการตลาดของผู้ประกอบการในต่างประเทศ โดยดำเนินการกำหนดขนาดการส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) แบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ (1) กลุ่มบ้านอยู่อาศัย ที่มีขนาดน้อยกว่า 10 kWp (2) กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก ที่มีขนาดน้อยกว่า 250 kWp และ (3) กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดกลาง – ใหญ่/โรงงาน ที่มีขนาดน้อยกว่า 1 MWp

3.2 ข้อมูลด้านเทคนิคที่มีความจำเป็นต่อการวิเคราะห์อัตราซื้อไฟฟ้า โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) โดยใช้ข้อมูลด้านเทคนิคและต้นทุนในการดำเนินโครงการ ตามที่ได้รับจาก พพ. ซึ่งสรุปสมมติฐานสำหรับโครงการที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละประเภทได้

ดังนี้

สมมติฐาน	บ้านอยู่อาศัย	อาคารธุรกิจ ขนาดเล็ก	อาคาร ขนาดกลาง
(1) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	0-10 kWp	>10-250 kWp	>250-
(2) เงินลงทุนระบบ	63.7 THB/W	58.4 THB/W	58.2
(3) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา	0.68% ต่อปี	0.60% ต่อปี	0.5
(4) ค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า	14.84%	14.84%	14
(5) อัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์	1% ต่อปี	1% ต่อปี	1%

3.3 สมมติฐานทางการเงินอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย (Solar PV Rooftop) ที่เหมาะสม ดังนี้

สมมติฐาน	บ้านอยู่อาศัย	อาคารธุรกิจ ขนาดเล็ก	อาคาร ขนาดกลาง
(1) สัดส่วนหนี้สินต่อทุน (D/E)	1 : 1	1 : 1	3
(2) อัตราดอกเบี้ย	MLR	MLR	M
(3) ระยะเวลาการกู้	8 ปี	8 ปี	8
(4) อัตราภาษีเงินได้	10%	15%	30% (B
(5) อัตราผลตอบแทนส่วนทุน (IRR on equity)	12 %	12 %	12
(6) ระยะเวลาสนับสนุนโครงการ	25 ปี	25 ปี	2

3.4 ผลการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคารูปแบบ Feed-in Tariff สรุปการศึกษาอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี สรุปได้ดังนี้

	บ้านอยู่อาศัย	อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	อา ขนาดกล
ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	0-10 kWp	>10-250 kWp	>250-
อัตรา FIT (บาท/หน่วย)	6.96	6.55	

หมายเหตุ : ขนาดกำลังผลิตติดตั้งคิดจากกำลังผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.5 ผลกระทบค่า Ft สูงสุดจากโครงการ 200 เมกะวัตต์ เท่ากับ 0.51 สตางค์ต่อหน่วย และเห็นควรมอบหมายให้ กกพ. พิจารณาค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบให้มีการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)

2. เห็นชอบอัตรา FiT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี ดังนี้

(1) สำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 0 - 10 kWp อัตรา FiT 6.96 บาทต่อหน่วย

(2) สำหรับกลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง มากกว่า 10 - 250 kWp อัตรา FiT 6.55 บาทต่อหน่วย

(3) สำหรับกลุ่มอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง มากกว่า 250-1,000 kWp อัตรา FiT 6.16 บาทต่อหน่วย

3. เห็นชอบปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในปี 2556 รวมกำลังผลิตติดตั้ง 200 MWp แบ่งเป็น

(1) บ้านอยู่อาศัย ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 100 MWp

(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็กและอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 100 MWp

โดยให้มีการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ภายในเดือนธันวาคม 2556

4. เห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับผิดชอบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ตลอดจนหลักเกณฑ์ และการออกประกาศเชิญชวน รวมทั้งการกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรม โดยมอบหมายให้ กกพ. พิจารณาค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้าผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ พร้อมนี้ให้จัดทำกระบวนการขอใบอนุญาตแบบ One Stop Service ในส่วนขอใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง เช่น ใบอนุญาตก่อสร้าง ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (รง.4) ใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน ใบอนุญาตพลังงานควบคุม เป็นต้น ทั้งนี้ ในการจัดทำกระบวนการขอใบอนุญาตแบบ One Stop Service นั้น ให้เป็นไปตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องด้วย

5. เห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดหย่อนค่าธรรมเนียมการเชื่อมโยงโครงข่ายและอุปกรณ์ ที่เกี่ยวข้องสำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัย โดยมอบหมายให้ กกพ. ไปกำหนดอัตราการลดหย่อนค่าเชื่อมโยง ที่เหมาะสมต่อไป

6. เห็นชอบให้กระทรวงการคลังร่วมกับกระทรวงพลังงานหารือในรายละเอียดเกี่ยวกับมาตรการสนับสนุนทางภาษี สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ต่อไป

เรื่องที่ 7 โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 23 สิงหาคม 2554 รัฐบาลได้แถลงนโยบายมุ่งเน้นการส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานให้สามารถสร้างรายได้ให้ประเทศ เป็นอุตสาหกรรมเชิงยุทธศาสตร์ เพิ่มการลงทุน ในโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและพัฒนาเป็นศูนย์กลางเป็นธุรกิจพลังงานของภูมิภาคโดยใช้ความได้เปรียบเชิงภูมิยุทธศาสตร์ ให้สอดคล้องกับแนวทางนโยบายด้านเศรษฐกิจที่มุ่งเน้นในการสร้างรายได้ โดยการส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานปีโตรเลียม และพลังงานทดแทนสามารถสร้างรายได้จากความต้องการภายในประเทศ รวมทั้งสร้างการจ้างงานให้แก่ประเทศถือเป็นอุตสาหกรรมยุทธศาสตร์ใหม่

2. พน. ได้มีนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในระดับชุมชน เพื่อส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานทดแทนในรูปแบบกระจายศูนย์ (Distributed Generation : DG) เป็นการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ต่อมาเมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 กพข. ได้มีมติเห็นชอบโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน ซึ่งเป็นโครงการที่เน้นการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในชุมชนมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ดำเนินการโดย พพ. และ พน. มีแนวคิดที่จะส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจัดทำโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน ที่มุ่งเน้นให้เกิดการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่และก่อให้เกิดการสร้างงาน การกระจายรายได้ในชุมชน

3. เมื่อวันที่ 11 กรกฎาคม 2556 คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีมติเห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน ซึ่งมีแนวทางการดำเนินงานดังนี้

3.1 พน. ร่วมกับสำนักงานกองทุนหมู่บ้านและชุมชนเมืองแห่งชาติ (สทบ.) จัดทำโครงการฯ โดย พน. กำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับโครงการฯ โดยพิจารณาความเหมาะสมในเชิงพื้นที่ตั้งจากศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า ร่วมกับความสามารถในการรองรับของระบบสายส่ง และได้กำหนดเป้าหมายในการดำเนินโครงการฯ คือ (1) ส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar PV Ground Mount เพื่อผลิตไฟฟ้าปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 800 เมกะวัตต์ (MWp) และ (2) ดำเนินการพัฒนาโครงการฯ ขนาดโครงการละ 1 เมกะวัตต์ (MWp) มีเป้าหมายรวม 800 เมกะวัตต์

3.2 โครงการฯ ขนาด 1 เมกะวัตต์ มีมูลค่าการลงทุนรวม 58 - 60 ล้านบาท โครงการฯ ทั้งหมด 800 เมกะวัตต์ มีเงินลงทุนรวมประมาณ 48,000 ล้านบาท

สามารถขอรับเงินกู้จากสถาบันการเงินของรัฐในสัดส่วนร้อยละ 100 (ธนาคารออมสินหรือธนาคารเพื่อการเกษตรและสหกรณ์การเกษตร)

3.3 การกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับโครงการฯ มีแนวคิดและสมมติฐานดังนี้

3.3.1 แนวคิดในการกำหนดผลตอบแทนการลงทุน (1) โครงการฯ สามารถลดภาระเงินกู้ได้ภายใน 3 ปีแรก (2) โครงการฯ มีกระแสเงินสดเพียงพอในการชำระคืนเงินกู้ตลอดระยะเวลาการกู้ 10 ปี และ (3) ราคาซื้อไฟฟ้าของโครงการฯ ในช่วงปีที่ 10 เป็นต้นไป จะมีค่าใกล้เคียงกับค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยของประเทศที่อัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย (Parity to Public Grid) เพื่อให้เกิดการใช้พลังงานสะอาดและไม่เป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในระยะยาว

3.3.2 สมมติฐานด้านเทคนิคและการเงินในการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าพิเศษของโครงการฯ (1) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1 MWp (Ground Mount) (2) เงินลงทุนระบบรวม 58-60 ล้านบาท (3) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ร้อยละ 1.3 (4) ค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า (Plant Factor) ร้อยละ 15 (5) อัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์ร้อยละ 0.5 ต่อปี (6) อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 4.50 (7) ระยะเวลาการกู้ (Debt term) 10 ปี (8) การขอรับ BOI ปีที่ 1-8 ยกเว้นภาษีร้อยละ 30 ปีที่ 9-13 เสียภาษีร้อยละ 15 และ (9) ระยะเวลาการสนับสนุนโครงการฯ 25 ปี

3.3.3 ผลการวิเคราะห์อัตราซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับโครงการฯ (1) ในช่วงปีที่ 1-3 กำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ในอัตรา 9.75 บาทต่อหน่วย (เท่ากับอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder อัตรา 6.50 บาทต่อหน่วย ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน) พบว่าโครงการฯ จะมีกระแสเงินสดเพียงพอในการชำระคืนเงินกู้ได้อย่างมีนัยสำคัญ และให้การสนับสนุนในรูปแบบ FiT 6.50 บาทต่อหน่วย ในช่วงปีที่ 4-10 จะทำให้โครงการฯ มีรายได้รับเฉลี่ยประมาณ 2.0 ล้านบาทต่อปี และ (2) ช่วงปีที่ 11-25 กำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT อัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย ซึ่งเป็นช่วงที่โครงการฯ หมดภาระหนี้สินกับทางสถาบันการเงินเรียบร้อยแล้ว จะทำให้โครงการฯ มีกระแสเงินสดรับเฉลี่ย 4.0 ล้านบาทต่อปี

3.3.4 สรุปผลการวิเคราะห์ ได้ดังนี้ (1) อัตราซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับโครงการฯ ปีที่ 1-3 FiT ที่อัตรา 9.75 บาทต่อหน่วย ปีที่ 4-10 FiT ที่อัตรา 6.50 บาทต่อหน่วย และปีที่ 11-25 FiT ที่อัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย (2) ผลตอบแทนของโครงการฯ Project IRR ร้อยละ 12.1 โดยกำหนดระยะเวลาคืนทุน 7 ปี และ DSCR (Debt Service Coverage ratio) หรือความสามารถในการชำระหนี้กำหนดให้ไม่ต่ำกว่า 1.2 และ (3) ผลตอบแทนในรูปแบบกระแสเงินสดดังตาราง

ผลตอบแทน	โครงการฯ 800 MWp	โครงการฯ 1 MWp
ปีที่ 1-3 (FiT 9.75 บาทต่อหน่วย)	1,629 ล้านบาทต่อปี	2.04 ล้านบาทต่อปี
ปีที่ 4-10 (FiT 6.50 บาทต่อหน่วย)	1,576 ล้านบาทต่อปี	1.97 ล้านบาทต่อปี
ปีที่ 11-25 (FiT 4.50 บาทต่อหน่วย)	3,179 ล้านบาทต่อปี	3.97 ล้านบาทต่อปี
รายได้รวมตลอดอายุโครงการฯ 25 ปี	63,598 ล้านบาท	79.5 ล้านบาท

3.4 ขั้นตอนการดำเนินโครงการฯ มอบหมายให้ กบง. รับผิดชอบดำเนินการออกระเบียบหลักเกณฑ์ ในการดำเนินการพัฒนาโครงการฯ รวมถึงคัดเลือกหมู่บ้านที่มีศักยภาพเพื่อสมัครเข้าร่วมโครงการฯ โดยคำนึงถึงประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ความสามารถรองรับของระบบส่ง และรายงานผล การคัดเลือกให้ กพช. ทราบ

3.5 ผลที่คาดว่าจะได้รับการดำเนินการโครงการฯ มีดังนี้ (1) เกิดการกระจายรายได้สู่ชุมชน คิดเป็นรายได้รวมสุทธิรวม 63,598 ล้านบาท ตลอดอายุโครงการฯ 25 ปี (2) ส่งเสริมให้เกิดการใช้พลังงานสะอาด ในประเทศในรูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ โดยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์รวม 26,280 ล้านหน่วย ตลอดอายุโครงการ 25 ปี หรือคิดเป็น 32.85 ล้านหน่วยต่อ 1 เมกะวัตต์ และ (3) สร้างการเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าระดับชุมชนและลดกระแสการต่อต้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตลอดจนลดภาระการลงทุน จากภาครัฐ

3.6 กำหนดให้มีวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ภายในปี 2557 และ ผลกระทบค่า Ft สูงสุด ในการดำเนินการโครงการฯ 800 เมกะวัตต์ เท่ากับ 3.63 สตางค์ต่อหน่วย และเห็นควรให้ กกพ. พิจารณาค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ. ของ กฟน. และ กฟภ. เป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบให้ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก “โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน” โดยมีเป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งรวม 800 MWp
2. เห็นชอบอัตราการรับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับ “โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน” ในอัตราพิเศษดังนี้
 - (1) ปีที่ 1 - 3 ระบบ Feed-in Tariff อัตรา 9.75 บาทต่อหน่วย
 - (2) ปีที่ 4 - 10 ระบบ Feed-in Tariff อัตรา 6.50 บาทต่อหน่วย
 - (3) ปีที่ 11 - 25 ระบบ Feed-in Tariff อัตรา 4.50 บาทต่อหน่วยโดยให้มีวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ภายในปี 2557
3. เห็นชอบให้กระทรวงพลังงานร่วมกับสำนักงานกองทุนหมู่บ้านและชุมชนเมืองแห่งชาติ (สทบ.) ดำเนินการพัฒนาโครงการฯ ตามแนวทางการดำเนินงานโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน
4. เห็นชอบให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับผิดชอบดำเนินการออกระเบียบหลักเกณฑ์ในการดำเนินการพัฒนาโครงการฯ รวมถึงดำเนินการคัดเลือกหมู่บ้านที่มีศักยภาพเพื่อสมัครเข้าร่วมโครงการฯ โดยคำนึงถึงประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ความสามารถรองรับของระบบส่ง และรายงานผลการคัดเลือกให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ทราบ

5. เห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการฯ ต่อไป โดยให้ กกพ. พิจารณาค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

เรื่องที่ 8 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงช่วงเดือนมกราคม ถึง มิถุนายน 2556

สรุปสาระสำคัญ

1. ในช่วงเดือนมกราคมถึงกุมภาพันธ์ 2556 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่ผ่านมา เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 111.09 และ 95.27 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากปัจจัยสภาพเศรษฐกิจของยุโรปที่ดีขึ้น รวมทั้งธนาคารกลางสหรัฐฯ (FED) มีมติให้คงอัตราดอกเบี้ยระยะสั้นจนกว่าอัตราการว่างงานจะลดลง และจากมาตรการคว่ำบาตรอิหร่านของชาติตะวันตกส่งผลให้เกิดความกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบ ประกอบกับจีนมีการนำเข้าน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นกว่าร้อยละ 7 จากปีก่อน และในช่วงเดือนมีนาคมถึงเมษายน 2556 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสได้ปรับตัวลดลงเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 101.68 และ 91.96 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ปรับลดคาดการณ์การขยายตัวทางเศรษฐกิจของโลกในปี 2556 และปี 2557 ลงมาอยู่ที่ร้อยละ 3.3 และ 4.0 ตามลำดับ รวมทั้งแหล่งผลิตน้ำมันดิบในทะเลเหนือได้กลับมาดำเนินการผลิตทำให้คลายความกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น ต่อมาในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงมิถุนายน 2556 ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวลดลง เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 100.32 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เนื่องจาก IMF ปรับลดคาดการณ์การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของจีนในปี 2556 ลงจากร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 7.75 ส่วนน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงมิถุนายน 2556 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 95.74 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล จากการที่ตลาดเชื่อมั่นว่าธนาคารกลางสหรัฐฯ (FED) จะยังดำเนินนโยบายผ่อนคลายเชิงปริมาณ (QE) เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจ หลังจาก GDP ของสหรัฐอเมริกาในไตรมาส 1 ขยายตัวต่ำกว่าที่คาดการณ์

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์ ในช่วงเดือนมกราคมถึงกุมภาพันธ์ 2556 ราคาน้ำมันเบนซิน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 122.98, 129.78 และ 132.75 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่ผ่านมา จากความกังวลต่ออุปทานดิ่งตัว หลังจาก Hess Corp. ประกาศขายโรงกลั่นซึ่งตั้งอยู่บริเวณรัฐนิวเจอร์ซีย์ และจากการนำเข้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศแถบตะวันออกกลางและเวียตนาม ส่วนในช่วงเดือนมีนาคมถึงเมษายน 2556 ราคาน้ำมันเบนซิน 95, 92 และน้ำมันดีเซล ปรับตัวลดลงเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 113.95, 110.77 และ 116.77 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากอุปสงค์ในอินโดนีเซียลดลง และจีนมีการกลั่นในประเทศเพิ่มขึ้นทำให้มีการส่งออกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น ต่อมาในช่วงเดือน

พฤษภาคมถึงมิถุนายน 2556 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้น เฉลี่ยมาอยู่ที่ระดับ 117.85, 114.75 และ 119.28 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นของอินเดีย ศรีลังกาและอินโดนีเซีย ขณะที่โรงกลั่นของไต้หวันลดการส่งออกในเดือนมิถุนายน อีกทั้งมีความต้องการจากเวียดนามและมาเลเซียประกอบกับความต้อการน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้นจากอินโดนีเซีย เนื่องจากเกิดการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติทำให้ต้องใช้น้ำมันในการผลิตไฟฟ้าแทน

3. จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกและภาวะเงินเฟ้อของประเทศ รวมทั้งการส่งเสริมพลังงานทดแทนและฐานะกองทุนน้ำมันฯ ประกอบกับการไม่ให้ราคาขายปลีกน้ำมันส่งผลกระทบต่อค่าขนส่งและ ค่าโดยสาร กบง. ได้มีมติให้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ โดยในช่วงระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2556 – 30 มิถุนายน 2556 ได้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ โดยอัตราที่ปรับขึ้นอยู่กับแต่ละชนิดน้ำมัน ทำให้อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2556 ของน้ำมันเบนซิน 95, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซล อยู่ที่ 9.70, 3.50, -0.90, -11.40, 1.40 และ 2.10 บาทต่อลิตร ตามลำดับ จากการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนฯ และราคาน้ำมันตลาดโลกที่เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซล หมุนเร็ว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2556 อยู่ที่ระดับ 46.35, 38.83, 33.88, 22.78, 36.38 และ 29.99 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

4. ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน ได้ตรึงราคาอยู่ที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ถึงเดือนมิถุนายน 2556 ตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2556 ส่วนราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม ได้ดำเนินการปรับราคาตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 ทำให้ราคาขายปลีก LPG ภาคอุตสาหกรรมอยู่ที่ 30.13 บาทต่อกิโลกรัม และการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่ง คณะรัฐมนตรีมีมติให้คงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งไว้ที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม จนถึงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 และเมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2555 กบง. เห็นชอบให้ปรับเพิ่มราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งขึ้น 0.25 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 ส่งผลทำให้ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งอยู่ที่ 21.38 บาทต่อกิโลกรัม ในส่วนการนำเข้าก๊าซ LPG ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 – มิถุนายน 2556 ได้มีการชดเชยการนำเข้าเป็นเงิน 112,782 ล้านบาท และภาระการชดเชยก๊าซ LPG ที่จำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงของโรงกลั่นน้ำมัน ตั้งแต่เดือนมกราคม 2554 ถึงมิถุนายน 2556 เป็นเงินประมาณ 30,112 ล้านบาท

5. สถานการณ์การผลิตเอทานอล มีผู้ผลิตเอทานอล 21 ราย กำลังการผลิตรวม 4.02 ล้านลิตรต่อวัน ผลิตเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 19 ราย มีปริมาณการผลิตประมาณ 2.38 ล้านลิตรต่อวัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนมกราคม กุมภาพันธ์ มีนาคม เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2556 อยู่ที่ 21.39, 23.59, 23.36, 23.12, 26.19 และ 23.60 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ส่วนการผลิตไบโอดีเซล มีผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน 12 ราย กำลังการผลิตรวม 4.95 ล้านลิตรต่อวัน การผลิตจริงอยู่ที่ประมาณ 2.47 ล้านลิตรต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนมกราคม กุมภาพันธ์ มีนาคม เมษายน

พฤษภาคม และมิถุนายน 2556 อยู่ที่ 28.64, 28.77, 28.48, 27.89, 26.00 และ 28.54 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

6. ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2556 มีทรัพย์สินรวม 17,725 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 14,470 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระขาดเชย 14,296 ล้านบาท งบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 174 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ 3,256 ล้านบาท

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 รายงานสถานการณ์และผลการดำเนินการขยายการให้บริการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)

สรุปสาระสำคัญ

1. สถานการณ์ NGV ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2556 มีปริมาณการจำหน่ายก๊าซฯ 8,616 ตันต่อวัน (310 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) สถานีบริการ NGV จำนวนรวม 486 สถานี แบ่งเป็นสถานีแม่ 20 สถานี สถานีลูก 466 สถานี ครอบคลุม 54 จังหวัด และมีจำนวนรถ NGV สะสม 413,007 คัน แบ่งเป็นรถเบนซิน 238,993 คัน รถดีเซล 43,403 คัน และรถ OEM 130,611 คัน
2. เมื่อวันที่ 14 กุมภาพันธ์ 2556 พน. ได้เห็นชอบแผนการขยายก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ประกอบด้วย (1) แผนระยะสั้น มุ่งเน้นการแก้ไขปัญหาสถานี NGV ที่มีคิวยาวในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล (2) แผนระยะกลาง เพิ่มกำลังการผลิตและจัดสรรก๊าซฯ เพื่อแก้ปัญหาก๊าซฯ ไม่เพียงพอ และ (3) แผนการขยายก๊าซฯ จากแนวท่อ ทั้งนี้ ในปี 2556 ไตรมาส 2 ปดท. สามารถเพิ่มปริมาณการจำหน่ายก๊าซฯ ได้สูงสุด ในเดือนพฤษภาคม 2556 ปริมาณ 8,746 ตันต่อวัน เมื่อเทียบกับยอดจำหน่ายสูงสุดของปีที่ผ่านมาในเดือนธันวาคม 2555 ซึ่งเท่ากับ 7,998 ตันต่อวัน โดยได้ขยายกำลังการผลิตสถานีหลัก NGV 3 สถานีแล้วเสร็จ ประกอบด้วย สถานีหลักเทพารักษ์ (กรุงเทพฯ) สถานีหลักลาน-กระบือ (กำแพงเพชร) สถานีหลักน้ำพอง (ขอนแก่น) และอยู่ระหว่างดำเนินการขยายสถานีหลักจะนะ (สงขลา) คาดว่าจะสามารถดำเนินการให้บรรลุตามเป้าหมายการเพิ่มปริมาณจำหน่ายสูงสุดได้ 1,646 ตันต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 ภายในสิ้นปี 2556
3. การแก้ไขปัญหาคิวรอเติมก๊าซฯ ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ปดท. ได้จัดหารถขนส่งก๊าซฯ เพื่อเพิ่มกำลังการจัดส่งอีก 100 ตันต่อวัน พร้อมทั้งสื่อสารเพื่อรณรงค์ให้ใช้บริการสถานีแนวท่อฯ และหลีกเลี่ยงการใช้สถานีบริการเวลาเดียวกับรถแท็กซี่ ตลอดจนมีแผนการขยายสถานีในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลจำนวน 9 สถานี (สร้างสถานีใหม่ 2 สถานี ก่อสร้างในสถานีน้ำมัน 5 สถานี และขยายสถานีเดิม 2 สถานี) ต่อมา ปดท. ได้เร่งดำเนินการเพิ่มช่องทางการจำหน่ายก๊าซฯ จากแนวท่อฯ สำหรับ

ภาคขนส่ง (Ex Pipeline) ซึ่งมีผู้ประกอบการขนส่งและรถโดยสารลงนามในบันทึกข้อตกลงเบื้องต้นกับ ปตท. แล้วจำนวน 6 ราย มีปริมาณตกลงซื้อขาย ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 150 ล้านตันต่อวัน เทียบเท่ากับรถใหญ่ประมาณ 1,000 คันต่อวัน

4. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2556 คณะรัฐมนตรีได้อนุมัติให้องค์การขนส่งมวลชนกรุงเทพฯ (ขสมก.) กู้เงินในวงเงิน 13,162.30 ล้านบาท ในการจัดซื้อรถโดยสารที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (NGV) จำนวน 3,143 คัน เพื่อทดแทนรถโดยสารเดิมที่ใช้น้ำมันดีเซล ซึ่ง ปตท. ได้จัดทำแผนการดำเนินการเพื่อรองรับกับรถโดยสารดังกล่าว ดังนี้ (1) แผนการจัดการรถโดยสาร NGV ของ ขสมก. โดยดัดแปลงรถโดยสารดีเซลเดิมให้เป็น NGV จำนวน 323 คัน เริ่มทยอยส่งมอบตั้งแต่เดือนเมษายน 2556 ถึงปัจจุบันจำนวน 101 คัน คาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จภายในเดือนพฤศจิกายน 2556 (ประมาณ 25-30 คันต่อเดือน) (2) การจัดการรถโดยสาร NGV ใหม่จำนวน 3,183 คัน ปัจจุบันอยู่ระหว่างจัดทำข้อกำหนดการจัดซื้อจัดจ้าง คาดว่าจะส่งมอบรถงวดแรกในเดือนมิถุนายน 2557 และส่งมอบรถได้ครบตามจำนวนภายใน 18 เดือน (250 คันต่อเดือน) และ (3) สรุปรถโดยสาร NGV ขสมก. ตามแผนจำนวนทั้งสิ้น 3,651 คัน (รถโดยสาร NGV เดิม 145 คัน)

5. แผนการจัดหาสถานีบริการ NGV รองรับรถโดยสาร NGV แบ่งเป็น (1) แผนระยะสั้น โดย ปตท. ปรับปรุงสถานีบริการ NGV ในอุ ธ ขสมก. ซึ่งปัจจุบันมี 3 สถานี (อุ รังสิต อุ สมดำ และอุ บางเขน) พร้อมทั้งจัดเตรียมสถานีบริการ NGV ทั่วไป (แนวท่อ) จำนวน 16 สถานี ในเส้นทางเดินรถของ ขสมก. โดยมีเงื่อนไขให้ใช้บริการเฉพาะช่วงเวลาที่กำหนด (กลางคืน) และ (2) แผนระยะยาว โดย ขสมก. จะส่งมอบพื้นที่อุ ขสมก. ใหม่ 5 พื้นที่ ซึ่งอยู่ใกล้แนวท่อส่งก๊าซฯ สำหรับก่อสร้างสถานีบริการ NGV (พระประแดง กัลปพฤกษ์ กำแพงเพชร 2 บรรมาชชนนี และศูนย์ราชการแจ้งวัฒนะ) หากก่อสร้างสถานีบริการ NGV ใน 5 พื้นที่ดังกล่าวแล้วเสร็จ ปตท. ขอให้ ขสมก. นำรถที่เคยใช้บริการสถานีบริการ NGV แนวท่อ มาใช้บริการในอุ ขสมก. แทนทั้งหมด ซึ่ง ขสมก. ขอพิจารณาในรายละเอียดของแผนการเดินรถอีกครั้ง และกรณีที่ ขสมก. ไม่สามารถส่งมอบพื้นที่ให้ ปตท. ได้ หาก ปตท. สามารถหาจัดหาพื้นที่ที่ใกล้เคียงได้ ขสมก. ยินดีที่จะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการจัดหาพื้นที่

6. การจำหน่าย NGV ให้ ขสมก. ในราคาที่สะท้อนต้นทุนจริง ซึ่ง ขสมก. ขอรับไปพิจารณา โดยอาจจำเป็นต้องขอปรับค่าโดยสารเพิ่มขึ้น รวมทั้ง ปตท. และ ขสมก. ตกลงร่วมกันที่จะใช้ระบบฟลีตการ์ด (Fleet Card) ในการซื้อขายก๊าซ NGV ทั้งนี้ ปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการ ได้แก่ (1) ปัจจุบัน ปตท. ยังไม่ได้รับมอบพื้นที่เพื่อก่อสร้างสถานีบริการ NGV 5 พื้นที่ตามที่ได้ระบุในแผนระยะยาว ซึ่งล่าช้ากว่าแผนมาก (การก่อสร้างใช้เวลา 24 เดือน นับจากได้รับมอบพื้นที่) ทำให้รถโดยสาร NGV ขสมก. ยังคงต้องใช้บริการในสถานีบริการ NGV ที่ได้ระบุไว้ในแผนระยะสั้น ซึ่งส่งผลกระทบต่อการใช้บริการลูกค้าทั่วไปซึ่งมีความต้องการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และ (2) ขสมก. แจ้งว่ามีความจำเป็นต้องเติมก๊าซ 2-3 ครั้งต่อวัน จึงต้องมาใช้บริการสถานีบริการ NGV ทั่วไป นอกเหนือจากเวลาที่ ปตท. กำหนด

7. พน. ได้หารือร่วมกับ กรมโยธาธิการและผังเมือง และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา เกี่ยวกับการตีความว่าสถานีบริการก๊าซธรรมชาติหลักเป็นโรงงานตาม

พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535 หรือไม่ ซึ่งสรุปได้ดังนี้ (1) กรมโยธาธิการและผังเมืองให้ความเห็นว่า กระทรวงอุตสาหกรรมไม่สามารถออกใบ รง.4 ให้กับ ปตท. ในพื้นที่ห้ามก่อสร้างโรงงานในผังเมืองได้ แม้ว่ากระทรวงอุตสาหกรรมจะออกใบ รง.4 ให้กับสถานบริการก๊าซธรรมชาติ ทำให้สถานบริการก๊าซธรรมชาติแห่งนั้นก็ไม่สามารถประกอบการได้ เนื่องจากทำผิดตามกฎหมาย ผังเมือง โดยมีแนวทางแก้ไข 2 แนวทางคือ แนวทางที่ 1 แก้ไขกฎหมายของผังเมือง ซึ่งใช้เวลาค่อนข้างนาน และแนวทางที่ 2 แก้ไขบัญชีแนบท้ายกฎหมายกระทรวงที่ออกตามพระราชบัญญัติโรงงาน เป็นการแก้ไขที่ตรงประเด็นและสามารถดำเนินการได้รวดเร็ว และ (2) สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ให้ความเห็นว่ากระทรวงอุตสาหกรรมไม่มีอำนาจในการออกใบ รง.4 ให้กับผู้ประกอบการเพื่อก่อสร้างโรงงานในพื้นที่ห้ามก่อสร้างโรงงานตามกฎหมายผังเมือง และเห็นว่าแนวทางแก้ไขปัญหาที่เหมาะสมคือการแก้ไขบัญชีแนบท้ายกฎกระทรวงที่ออกตามพระราชบัญญัติโรงงาน ซึ่งสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาได้ให้ความเห็นและยกร่างไว้แล้ว ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน 2556 กระทรวงพลังงานได้รายงานความก้าวหน้าดังกล่าวต่อนายกรัฐมนตรีเพื่อทราบแล้ว

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 ความก้าวหน้าโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 กพข. ได้พิจารณาเกี่ยวกับการดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน เพื่อส่งเสริมการปลูกหญ้าเนเปียร์พันธุ์ปากช่อง 1 เพื่อนำไปหมักเป็นก๊าซชีวภาพผลิตพลังงาน ของ พพ. และได้มีมติให้ พน. จัดตั้งคณะกรรมการเพื่อศึกษาโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงาน สีเขียวจากพืชพลังงานแบบให้ครบวงจร โดยมีองค์ประกอบเป็นผู้แทนจาก 9 กระทรวง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน กระทรวงพัฒนาสังคมและความมั่นคงของมนุษย์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงศึกษาธิการ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงมหาดไทย กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกระทรวงพาณิชย์ รวมทั้งให้ พน. ดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงานนาร่องในพื้นที่ 3 ลักษณะ ได้แก่ พื้นที่แล้งน้ำ พื้นที่ชุ่มน้ำ และพื้นที่ปลูกข้าวได้ผลผลิตไม่ได้มาตรฐาน รวมทั้งให้ขอรับการสนับสนุนงบประมาณจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในวงเงิน 300 ล้านบาท และให้รายงานผลการดำเนินงานให้ กพข. ทราบต่อไป ทั้งนี้ ผู้แทนกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ (กษ.) ได้มีข้อสังเกตเกี่ยวกับการควบคุมการขยายพันธุ์หญ้าเนเปียร์ว่าอาจเกิดปัญหาลักษณะเดียวกับการกระจายพันธุ์ของหญ้าจรจบ และต้นไมยราบยักษ์

2. เมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2556 พ. ได้จัดตั้งคณะกรรมการเพื่อศึกษาโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน ต่อมา พพ. ได้สอบถามข้อมูลการขยายพันธุ์ของหญ้าเนเปียร์ และข้อคิดเห็นต่อประเด็นข้อสังเกตของ กษ. ไปยังกรมปศุสัตว์และมหาวิทยาลัยแม่โจ้ ซึ่งกรมปศุสัตว์และมหาวิทยาลัยแม่โจ้ มีความเห็นเหมือนกันว่าหญ้าเนเปียร์พันธุ์ปากช่อง 1 เป็นหญ้าที่ดอกไม่ติดเมล็ด และตามที่ได้ นำเข้ามาปลูกในประเทศไทยประมาณ 30 ปี ไม่เคยพบว่าเป็นวัชพืช และไม่เคยพบ การกระจายพันธุ์โดยเมล็ดเหมือนหญ้าขจรจบ หรือต้นไมยราบยักษ์ จึงไม่เป็นปัญหา การเป็นวัชพืชในอนาคต ทั้งนี้ได้นำเรียนนายกรัฐมนตรีเพื่อรับทราบแล้ว

3. เมื่อวันที่ 3 มิถุนายน 2556 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้อนุมัติเงิน งบประมาณ 2556 แผนพลังงานทดแทน ในวงเงิน 300 ล้านบาท ให้ พพ. เพื่อดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน โดยให้ดำเนินงานโครงการนาร่องในพื้นที่ 3 ลักษณะ ได้แก่ พื้นที่แล้งน้ำ พื้นที่ชุ่มน้ำ และพื้นที่ปลูกข้าวได้ผลผลิตไม่ได้มาตรฐาน ต่อมา เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2556 พพ. ได้เปิดรับข้อเสนอโครงการของสถาบันการศึกษา และปิดรับข้อเสนอแล้วเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2556 ซึ่งมีผู้สนใจยื่นข้อเสนอโครงการจำนวน 2 ราย คือ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปัจจุบันอยู่ระหว่างพิจารณาข้อเสนอของ มหาวิทยาลัยทั้งสองแห่ง

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 11 ผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

สรุปสาระสำคัญ

1. เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2556 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555 เรื่อง แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) และมอบหมายให้ กกพ. ไปออกระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้าและการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน (IPP) รอบใหม่ รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรม และกำหนดแนวทางการดำเนินงานให้ กกพ. ดำเนินการ ซึ่ง กกพ. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำหน้าที่ศึกษาและ จัดทำระเบียบ หลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า ประเมินและคัดเลือกข้อเสนอของผู้ผลิต ไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

2. การดำเนินงานของคณะกรรมการจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้า มีดังนี้ (1) ออก ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP และจัดทำเอกสารรายละเอียดการยื่น ประมูล (Request for Proposals: RFP) กำหนดการผลิตในช่วงปี พ.ศ. 2564-2569 ให้ IPPs จำนวนประมาณ 5,400 เมกะวัตต์ โดยแต่ละปีสามารถเสนอปริมาณไฟฟ้า

เข้าระบบได้ไม่เกิน 1,250 เมกะวัตต์ (2) การเปิดจำหน่ายเอกสาร RFP Package มีผู้สนใจซื้อเอกสาร RFP Package รวม 89 ราย (3) ตอบและชี้แจงคำถามให้แก่ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษรรวมทั้งปรับปรุงเงื่อนไขเพิ่มเติม (4) จัดสัมมนาชี้แจงและตอบข้อซักถามจากผู้ซื้อเอกสาร RFP (Pre-bid Conference) และ (5) ณ วันที่ 29 เมษายน 2556 มีผู้ยื่นข้อเสนอโครงการรวมทั้งสิ้น 9 ราย

3. กพพ. ได้ประเมินและคัดเลือกข้อเสนอขายไฟฟ้าตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน RFP โดยดำเนินการประเมินข้อเสนอด้านเทคนิคและข้อเสนอด้านราคาตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ใน RFP ซึ่งกำหนดขั้นตอนเป็น 3 ระยะ คือ (1) การพิจารณาข้อเสนอด้านเทคนิค จะพิจารณาคุณภาพและความถูกต้อง ครบถ้วนสมบูรณ์ตามเงื่อนไขที่กำหนดใน RFP ซึ่งมีผู้ผ่านการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอด้านเทคนิคจำนวน 6 ราย จากผู้ยื่นข้อเสนอ 9 ราย (2) การพิจารณาข้อเสนอด้านราคา กพพ. เปิดซองข้อเสนอด้านราคา มีผู้ยื่นข้อเสนอทั้ง 6 ราย ร่วมเป็นสักขีพยาน พบว่าข้อเสนอทั้ง 6 ราย ผ่านการประเมินความถูกต้อง ในส่วนการประเมินข้อเสนอด้านราคา กพพ. โดยได้ตรวจสอบแบบจำลองการประเมิน และข้อเสนอด้านราคา รวมทั้งตรวจสอบค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ และได้กำหนดเงื่อนไขการจัดกลุ่มผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าโดยพิจารณาจาก RFP และ (3) การเจรจายละเอียดในสัญญาและลงนามสัญญา ตามที่กำหนดใน RFP เมื่อประกาศผลการประมูลด้านราคาแล้วจะเป็นการเจรจาสัญญาซื้อขายระหว่าง กฟผ. กับผู้ชนะข้อเสนอด้านราคา ซึ่ง กพพ. จะกำกับการเจรจาสัญญาและนำเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนให้ กฟผ. และผู้ที่ได้รับคัดเลือกลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามขั้นตอน

4. เมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2556 กพพ. ได้พิจารณากลุ่มข้อเสนอและปัจจัยต่างๆ ตามขั้นตอนและหลักเกณฑ์ที่กำหนดไว้ใน RFP และได้มีมติเห็นชอบผลการประเมินข้อเสนอด้านราคาและรายชื่อผู้ที่ได้รับการคัดเลือก ดังนี้

BIN	ผู้สนับสนุน (Sponsors)	ผู้ยื่นข้อเสนอ (Bidders)	กำลังการผลิต (MW)	กำหนดการจ่ายเข้าระบบ (SCC)
049	บริษัท กัลฟ์ เอนเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด และบริษัท มิตซูยแอนด์คัมปนี (ไทยแลนด์) จำกัด	Independent Power evelopment Company Limited	2,500	มีนาคม 256 ตุลาคม 256 มีนาคม 256 ตุลาคม 256
010	บริษัท กัลฟ์ เอนเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด และบริษัท มิตซูยแอนด์คัมปนี (ไทยแลนด์) จำกัด	Independent Power Development Company Limited	2,500	มีนาคม 256 ตุลาคม 256 มีนาคม 256 ตุลาคม 256
			5,000	

5. กพพ. ได้นำเสนอผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ให้ กพช. เพื่อทราบ และ กพพ. จะกำกับการ

เจรจารายละเอียดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และผู้ที่ได้รับคัดเลือกตาม ขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน Request for Proposals และเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวง พลังงานพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนลงนามในสัญญาตามขั้นตอนต่อไป

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 12 รายงานผลการเจรจารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่ก่อสร้างใหม่ใน พื้นที่โรงไฟฟ้าขนอม

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555 โดย เห็นชอบให้ พน.ดำเนินการให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าขนอม ตามที่บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (EGCO) เสนอ และพิจารณาวงรอบการ เเจรจารับซื้อไฟฟ้าโดยคำนึงถึง (1) ระยะเวลาการดำเนินโครงการ (2) ราคาค่าไฟฟ้า ที่เหมาะสมและเป็นธรรมจากที่สามารถประหยัดได้จากการใช้ประโยชน์จาก โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว และ (3) ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและความพร้อมด้าน มวลชนสัมพันธ์และการยอมรับของประชาชนรอบพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า พร้อมทั้ง เห็นชอบให้ กกพ. ดำเนินการออกระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้าและการ ออกประกาศเชิญชวนต่อไป รวมทั้งเสนอผลเจรจาดังกล่าวต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวง พลังงานเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนให้ กฟผ. ดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อ ขายไฟฟ้ากับผู้ยื่นข้อเสนอ

2. เมื่อวันที่ 2 พฤศจิกายน 2555 พน. ได้มีหนังสือถึง กกพ. โดยกำหนดกรอบการ เเจรจารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้ (1) ระยะเวลาการดำเนินโครงการ ควรพิจารณาให้สอดคล้อง กับระยะเวลาของปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่สามารถจัดหาได้ตลอด อายุโครงการ และอายุการใช้งานของโรงแยกก๊าซฯ ที่ขนอม (2) ราคาค่าไฟฟ้าที่ เหมาะสมและเป็นธรรมจากการที่สามารถประหยัดได้จากการใช้ประโยชน์จาก โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว (3) การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม รับฟังความ คิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และเปิดเผยข้อมูลการดำเนินการเพื่อให้ประชาชนมี ส่วนร่วมในการดำเนินการโรงไฟฟ้า ซึ่ง กกพ. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการจัดหา โรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าขนอม ทำหน้าที่ศึกษาและจัดทำหลักเกณฑ์การ จัดหาไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าขนอมตามนโยบายของรัฐ และเมื่อ วันที่ 19 ธันวาคม 2555 กกพ. ได้ออกประกาศ เรื่อง การดำเนินการเจรจารับซื้อ ไฟฟ้าจากบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) สำหรับโครงการที่ก่อสร้างใหม่ในพื้นที่ โรงไฟฟ้าขนอม พ.ศ. 2555 และเห็นชอบให้ สกพ. ว่าจ้างที่ปรึกษาเพื่อประเมิน ข้อเสนอทางเทคนิคและจัดทำราคาอ้างอิงเพื่อใช้ในการเจรจา รวมทั้งการประเมินการ ประหยัดเงินลงทุนจากการใช้ประโยชน์ของโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภคที่มี อยู่แล้ว

3. EGCO ได้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าของโครงการก่อสร้างใหม่โรงไฟฟ้าในพื้นที่โรงไฟฟ้าขนอมต่อ สกพ. ประกอบด้วย ข้อเสนอทางด้านเทคนิค ข้อเสนอทางด้านราคา ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 2007 พร้อม Evaluation Model 2007 ประกอบสัญญา และข้อมูลการประเมินมูลค่าโครงสร้างและระบบสาธารณูปโภคเดิม โดย EGCO ได้เสนอราคารับซื้อไฟฟ้าสุดท้ายอยู่ที่ 2.8088 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง และที่ปรึกษาได้ประเมินมูลค่าโครงสร้างและระบบสาธารณูปโภคเดิมของโรงไฟฟ้าขนอม สรุปได้ว่ามีค่าใช้จ่ายที่ประหยัดได้จำนวน 900.00 ล้านบาท

4. คณะอนุกรรมการจัดหาโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าขนอม มีการดำเนินงานดังนี้

4.1 การพิจารณาข้อเสนอทางด้านเทคนิคของ EGCO พบว่ามีความถูกต้องครบถ้วนตามที่ประกาศฯ กำหนด ได้แก่ (1) กำลังการผลิตติดตั้ง 930 เมกะวัตต์ สร้างบนพื้นที่ว่างของโรงไฟฟ้าขนอมเดิม (Brown Field) สามารถก่อสร้างและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. ได้ในเดือนกรกฎาคม 2559 และการดำเนินการไม่ส่งผลกระทบต่อโรงไฟฟ้าขนอมเดิม (2) ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า และออกแบบให้ใช้น้ำมันดีเซล เป็นเชื้อเพลิงสำรองได้ (3) เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ประเภท Single Shaft โดยระบบ Heat Rate ซึ่งมีค่า Heat Rate ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าอุทัย (IPP) โรงไฟฟ้าจะนะ 2 โรงไฟฟ้าวังน้อย 4 และโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ 2 (4) มีการเดินเครื่องในลักษณะ Base Load เป็นหลัก และ (5) ระยะเวลาการดำเนินโครงการ มีอายุ 25 ปี

4.2 การจัดทำราคาอ้างอิงเพื่อใช้ในการเจรจา กำหนดให้ใช้โรงไฟฟ้าอุทัยที่ได้ลงนามในสัญญา ซื้อขายไฟฟ้าแล้วและมีกำหนดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในปี 2558 พบว่าโรงไฟฟ้าอุทัยที่มีสมมติฐานเทียบเคียงกับโรงไฟฟ้าขนอมซึ่งสามารถนำมาเปรียบเทียบกันได้ มีค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (Levelized Unit Price: LUP) 2.8040 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ส่วนข้อเสนอราคาของ EGCO อยู่ที่ 2.8088 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง พบว่าโรงไฟฟ้าขนอมมี LUP สูงกว่าโรงไฟฟ้าอุทัย 0.0048 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จึงเห็นควรเจรจาให้ EGCO ปรับลดราคาที่เสนอลง ซึ่ง EGCO ได้ปรับราคารับซื้อไฟฟ้าสุดท้ายอยู่ที่ 2.7967 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และเมื่อปรับอัตราแลกเปลี่ยนให้เป็นปัจจุบัน (30.8435 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ) จะทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าสุดท้ายอยู่ที่ 2.7740 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และคณะอนุกรรมการฯ ได้มีมติเห็นชอบราคารับซื้อไฟฟ้าสุดท้ายที่ 2.7740 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

4.3 โครงการโรงไฟฟ้าขนอมใหม่ได้ศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมอย่างครบถ้วน มีความพร้อมด้านมวลชนสัมพันธ์และการยอมรับของประชาชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าแล้ว และเมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2556 คณะกรรมการผู้ชำนาญการ ได้มีมติให้ความเห็นชอบรายงานผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของโครงการ

4.4 คณะอนุกรรมการฯ ได้กำหนดให้นำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ใช้ในการประมูลรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ปี 2012 รวมทั้งได้นำข้อสังเกตของสำนักงานอัยการสูงสุดต่อร่างสัญญาดังกล่าวมาใช้เป็นต้นแบบในการเจรจาและพิจารณาปรับเปลี่ยนในบางประเด็นเพื่อให้สอดคล้องกับลักษณะเฉพาะ ของโครงการโรงไฟฟ้าขนอมใหม่

5. เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2556 กพพ. ได้มีมติเห็นชอบราคารับซื้อไฟฟ้าที่ได้เจรจาตกลงกันจากบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) สำหรับโครงการที่ก่อสร้างใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าชนอมที่ 2.7740 บาท ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ต่อมาเมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2556 กพพ. ได้เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโครงการ ที่ก่อสร้างใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าชนอม ซึ่งร่างสัญญาดังกล่าวจัดทำมาจากต้นร่างสัญญาฉบับเดียวกับสัญญาที่ใช้กับการประมูล IPP ในปี 2555 ซึ่งผ่านการพิจารณาตรวจร่างจากสำนักงานอัยการสูงสุด ทั้งนี้ ร่างสัญญาดังกล่าวเป็นที่ยอมรับร่วมกันระหว่างคู่สัญญา และการตรวจสอบจากทั้งสองฝ่ายแล้ว และเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2556 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้เห็นชอบราคารับซื้อไฟฟ้าที่ได้เจรจาดตกลงกับ EGCO สำหรับโครงการ ที่ก่อสร้างใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าชนอมที่ 2.7740 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโครงการที่ก่อสร้างใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าชนอมตามที่ กพพ. เสนอ ทั้งนี้ สกพพ. ได้มีหนังสือแจ้งให้ กพพ. และ EGCO ซึ่งเป็นคู่สัญญาทราบและนำร่างสัญญาที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องและลงนามในสัญญาต่อไป

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 13 รายงานประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 และ 2553 ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

สรุปสาระสำคัญ

1. พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 46 กำหนดให้ กพพ. จัดทำรายงานประจำปีเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน กพช. คณะรัฐมนตรี สภาผู้แทนราษฎร วุฒิสภา และเปิดเผยต่อสาธารณชน

2. รายงานประจำปีงบประมาณ 2552 และ 2553 ของ กพพ. สรุปได้ดังนี้

2.1 ผลการดำเนินงาน งบประมาณ 2552 กพพ. และ สกพพ. ดำเนินงาน ภายใต้ยุทธศาสตร์การกำกับกิจการพลังงาน ปี 2551 – 2555 ได้แก่ การออกใบอนุญาตกำกับดูแลและปกป้องผลประโยชน์ของผู้ใช้พลังงานชุมชน และประเทศ การส่งเสริมการประกอบกิจการและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ยึดหลักความเป็นธรรม และส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การส่งเสริมการบริหารจัดการที่ดีและการแข่งขันในกิจการพลังงาน การส่งเสริมโครงสร้างพลังงานของประเทศให้มีความมั่นคง เชื่อถือได้ ส่งเสริมการมีส่วนร่วมในการพัฒนาระบบพลังงาน โดยจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และการพัฒนาองค์กรสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูง ส่วนผลการดำเนินงาน งบประมาณ 2553 มีผลงานที่สำคัญ ได้แก่ กำกับดูแลมาตรฐานการบริการ การออกใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานตามเวลาที่กำหนด การกำกับ

ดูแลอัตราค่าบริการไฟฟ้าและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติให้สะท้อนต้นทุนเพิ่มประสิทธิภาพ เป็นธรรม กำกับการประกอบกิจการพลังงานให้มีการแข่งขันอย่างเป็นธรรม รวมทั้ง ส่งเสริมการมีส่วนร่วมของประชาชนผู้ใช้พลังงาน โดยการกระจายการกำกับดูแลกิจการพลังงานสู่ภูมิภาค ตลอดจนการพัฒนาองค์กรสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูง โดยอาศัยระบบบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ และเป็นที่ยอมรับในระดับสากล

2.2 รายงานงบการเงินและบัญชีทำการ โดยปีงบประมาณ 2552 ณ วันที่ 30 กันยายน 2552 มีรายได้จากการดำเนินงาน 558,044,371.20 บาท เมื่อหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เงินกันเหลือมปี เงินประกันสัญญาเข้า และค่าซื้อครุภัณฑ์ต่างๆ จะมีรายได้แผ่นดินรอนาส่งคลัง 27,308,728.92 บาท และ ในปีงบประมาณ 2553 ณ วันที่ 30 กันยายน 2553 มีรายได้จากการดำเนินงาน 596,880,107.40 บาท เมื่อ หักค่าใช้จ่ายต่างๆ จะมีรายได้แผ่นดินรอนาส่งคลัง 58,362,925.11 บาท

2.3 แผนการดำเนินงานปีงบประมาณ 2553 กพ. ได้ปรับแผนการดำเนินงาน โดยให้ความสำคัญและมุ่งเน้นการสร้างประสิทธิภาพและประสิทธิผลของกิจการพลังงาน ได้แก่ การส่งเสริมการประกอบกิจการและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ มุ่งเน้นการกำกับดูแลราคาซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ การส่งเสริมการบริหารจัดการที่ดีและการแข่งขันในกิจการพลังงาน ศึกษาแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน (Bidding) การส่งเสริมโครงสร้างพลังงานของประเทศให้มีความมั่นคง เชื่อถือได้และปลอดภัย ส่งเสริมการมีส่วนร่วมและเตรียมความพร้อมในการกระจายงานกำกับดูแลออกสู่ภูมิภาคมากขึ้น ส่วนแผนการดำเนินงาน ปีงบประมาณ 2554 พิจารณาถึงความพึงพอใจของผู้มีส่วนได้เสียต่อภารกิจกิจการพลังงาน รวมถึงขีดความสามารถในการพัฒนากิจการพลังงานของประเทศ ให้เทียบเคียงได้ในระดับสากล ได้แก่ การรับฟังความคิดเห็นโครงการที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อชุมชนอย่างรุนแรง ศึกษาวิจัยศักยภาพและแนวทางการพัฒนาโครงการ Demand Response ของประเทศ จัดทำหลักเกณฑ์และคู่มือการกำหนดค่าทดแทนทรัพย์สินในเขตรบบโครงข่ายพลังงาน การศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้ง การพัฒนาศักยภาพเครือข่ายคุ้มครองสิทธิประโยชน์ของผู้มีส่วนได้เสีย

3. เมื่อ กพช. ได้มีมติรับทราบแล้ว สกพ. จะนำเสนอคณะรัฐมนตรี สภาผู้แทนราษฎร วุฒิสภา และ ผู้ที่เกี่ยวข้องตามที่กฎหมายกำหนดต่อไป

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 14 รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2555

สรุปสาระสำคัญ

1. ตามระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ว่าด้วยการบริหารกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2546 ข้อ 13 กำหนดให้ สนพ. จัดทำงบแสดงผลการรับจ่ายเงินในระหว่างปีงบประมาณ และงบแสดงฐานะการเงินของกองทุน ณ วันสิ้นปีงบประมาณ ส่งคณะกรรมการกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม เพื่อเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อทราบ และนำเสนอ กพข. เพื่อทราบภายใน 30 วันทำการนับแต่วันสิ้นปีงบประมาณ

2. เมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2555 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้เห็นชอบแผนการใช้จ่ายเงิน กองทุนฯ ปีงบประมาณ 2555 – 2557 จำนวนเงินรวมทั้งสิ้น 120 ล้านบาท โดยจัดสรรเงินปีละ 40 ล้านบาท และให้คงเงินสำรองไว้ร้อยละ 20 ของจำนวนเงินที่ได้รับอนุมัติ ทั้งนี้ คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติเงินเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายให้หน่วยงานต่างๆ ประกอบด้วย สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน สนพ. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ธพ. พพ. และกรมบัญชีกลาง โดยแบ่งหมวดรายจ่ายเป็น 6 หมวด ดังนี้ (1) การค้นคว้า วิจัย และการศึกษา (2) การโฆษณา การเผยแพร่ข้อมูล และประชาสัมพันธ์ (3) เงินทุนการศึกษา และฝึกอบรม (4) การเดินทางเพื่อศึกษา ดูงาน ประชุม อบรม และสัมมนา (5) การจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน และ (6) ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน ซึ่งในปีงบประมาณ 2555 คณะกรรมการกองทุนฯ พิจารณาจัดสรรเงินกองทุน โดยเน้นเรื่อง การให้ทุนการศึกษาและฝึกอบรมเพื่อสร้างและพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากร ซึ่งได้อนุมัติค่าใช้จ่าย ในหมวดต่างๆ 3 หมวด ประกอบด้วย หมวดทุนการศึกษาและฝึกอบรม และหมวดการเดินทางเพื่อศึกษา ดูงาน ประชุม อบรมและสัมมนา รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 28,504,570.00 บาท โดยได้เบิกจ่ายเงินไปแล้วทั้งสิ้น 17,723,049.71 บาท ผูกพันไปปี 2556 เป็นจำนวนเงิน 6,593,412.98 บาท

3. ณ วันที่ 30 กันยายน 2555 กองทุนมีสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนเป็นเงิน 435,161,483.95 บาท และ งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2555 มีค่าใช้จ่ายสูงกว่ารายได้ 1,884,620.46 บาท

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ