มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 1/2556 (ครั้งที่ 144)
วันศุกร์ที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 เวลา 14.00 น.
ณ ห้องประชุม 9 ชั้น 15 ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ (ENCO) อาคารบี

---

1. แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ภาคครัวเรือน
2. ร่างบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลต่อการจัดตั้งศูนย์ประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental Memorandum of Understanding for the Establishment of the Regional Power Coordination Centre in the Greater Mekong Subregion: IGM)
3. การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 และเซเสด และการเพิ่มจุดซื้อขาย
4. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1
5. การพิจารณาอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงานในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)
6. โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน
7. แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573)
8. การปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย
9. รายงานผลการดำเนินงานตามมาตรการประหยัดพลังงานภาครัฐ
10. รายงานประเมินผลการดำเนินงานการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมัน ฯ ของน้ำมันเบนซิน น้ำมันแก๊สโซฮอล และน้ำมันดีเซล และการปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV และก๊าซ LPG ไตรมาสที่ 3 - 4 ปี 2555
11. รายงานการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในปี 2555
12. รายงานผลการดำเนินการจากนโยบายการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91
13. สถานการณ์พลังงานปี 2555 และแนวโน้มปี 2556
14. งบประมาณรายจ่ายประจำปี 2556 ของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
15. รายงานของผู้สอบบัญชีและงบการเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554 และ 2553 ที่สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินตรวจสอบรับรองแล้ว
16. การออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานตามกฎกระทรวงฯ

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

ประธานฯ ได้แจ้งที่ประชุมฯ เกี่ยวกับการประชุมยุทธศาสตร์ประเทศในเดือนมกราคมที่ผ่านมา ซึ่งมี 4 หัวข้อหลัก โดยมีหัวข้อที่สำคัญคือ การพัฒนาไปสู่สังคมที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นนโยบายที่สำคัญของรัฐบาล จึงนำมาหารือในการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้การขับเคลื่อนนโยบายดังกล่าวให้เป็นรูปธรรมและการบูรณาการเพื่อส่งเสริมพลังงานทดแทนอย่างเป็นระบบ ทั้งในส่วนของภาคอุตสาหกรรม ภาคประชาชนผู้บริโภค และการส่งเสริมให้เกิดสังคมพลังงานสีเขียว ซึ่งจะสามารถช่วยกระตุ้นให้เกิดการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ รวมทั้งขอให้กระทรวงพลังงานบูรณาการกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐและเอกชนเพื่อขับเคลื่อนนโยบายดังกล่าว และในส่วนของการปรับโครงสร้างราคาพลังงานในอนาคต ควรดำเนินการปรับโครงสร้างราคาให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง พร้อมทั้งดูแลผู้ใช้พลังงานโดยการช่วยเหลือหรือบรรเทาผลกระทบ ของผู้มีรายได้น้อยจากการปรับโครงสร้างราคาพลังงาน

เรื่องที่ 1 <u>แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ภาคครัวเรือน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คำแถลงนโยบายรัฐบาล เมื่อวันที่ 23 สิงหาคม 2554 ข้อ 3.5.3 กำกับราคาพลังงานให้มีราคาเหมาะสม เป็นธรรมและมุ่งสู่การสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยปรับบทบาทกองทุนน้ำมันฯ ให้เป็นกองทุนสำหรับรักษาเสถียรภาพราคา ส่วนการชดเชยราคานั้นจะดำเนินการอุดหนุนเฉพาะกลุ่ม ส่งเสริมให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากขึ้นในภาคขนส่ง และส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอลและไบโอดีเซลในภาคครัวเรือน

2. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2554 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 30 กันยายน 2554 ในเรื่อง แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG โดยให้ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน (18.13 บาทต่อกิโลกรัม) ต่อไปจนถึงสิ้นปี 2555 ต่อมาเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2555 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการบรรเทาผลกระทบจากการปรับราคาก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน โดยกำหนดกลุ่มครัวเรือนรายได้น้อย โดยอิงจากฐานข้อมูลครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน จากการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และอนุมัติเงินกองทุนน้ำมันฯ งบค่าใช้จ่ายอื่น ปีงบประมาณ 2556 ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในการดำเนินงานโครงการจัดทำฐานข้อมูลร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร และครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ รวมทั้งเห็นชอบร่างคำสั่งแต่งตั้งคณะอนุกรรมการบรรเทาผลกระทบจากการปรับราคาก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน

3. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2555 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานในฐานะประธาน กบง. ได้ลงนามแต่งตั้งคณะอนุกรรมการบรรเทาผลกระทบฯ ซึ่ง มีหน้าที่กำหนดแนวทางการบรรเทาผลกระทบ หลักเกณฑ์และคุณสมบัติผู้ได้รับผลกระทบจากการปรับราคาก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน รวมทั้งพิจารณาการจัดทำฐานข้อมูล การกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบจากการปรับราคาก๊าซ LPG ต่อมาเมื่อวันที่ 18 มกราคม 2556 สนพ. ได้จัดจ้างมหาวิทยาลัยราชภัฏสวนดุสิตในการจัดทำฐานข้อมูล ร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร รวมทั้งกลุ่มครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้

4. การจัดหาก๊าซ LPG ได้จาก 3 แหล่ง คือ (1) โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ใช้วัตถุดิบจากก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย ต้นทุนอยู่ที่ 550 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ราคาขายปลีกอยู่ที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม (2) โรงกลั่นน้ำมัน ใช้น้ำมันดิบที่นำเข้าจากต่างประเทศมาผ่านกระบวนการกลั่น ราคาอยู่ที่ 764 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ราคาขายปลีกอยู่ที่ 31.64 บาทต่อกิโลกรัม (3) นำเข้าจากต่างประเทศ ราคาตลาดโลก (Contract Price : CP) อยู่ที่ 900 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ราคาขายปลีกอยู่ที่ 36.35 บาทต่อกิโลกรัม กระทรวงพลังงานจึงมีนโยบายให้ประชาชน ใช้ก๊าซ LPG ที่สะท้อนต้นทุนก๊าซ LPG ที่ผลิตในประเทศในราคา 24.82 บาทต่อกิโลกรัม เพื่อให้ราคามีความเหมาะสม เป็นธรรมและสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงการปรับราคาก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนจะต้องคำนึงถึงความพร้อมในการบรรเทาผลกระทบ ซึ่งขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินการของคณะอนุกรรมการบรรเทาผลกระทบฯ และ การจัดทำฐานข้อมูลร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ของมหาวิทยาลัยราชภัฏสวนดุสิต ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในเดือนมีนาคม 2556 ดังนั้น จึงเห็นควรมอบหมายให้ กบง. เป็นผู้พิจารณาแนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนและแนวทางการช่วยเหลือครัวเรือนรายได้น้อยต่อไป

5. ตามคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ข้อ 10 และ 11 ผู้ที่ได้รับการชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ คือ ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 และผู้นำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งไม่รวมถึงครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร ดังนั้น จึงเห็นควรมอบหมายให้ สนพ. และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาพิจารณาดำเนินการแก้ไขคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้ครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร สามารถรับเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ได้

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ขยายเวลาตรึงราคาก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ไปจนถึงเดือนมีนาคม 2556

2. เห็นชอบให้ปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนให้สะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ภายในปี 2556 โดยมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาแนวทางการปรับราคาขาย

ปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน และการบรรเทาผลกระทบกลุ่มครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร

3. มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา พิจารณาดำเนินการแก้ไขคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้ครัวเรือนรายได้น้อย และร้านค้า หาบเร่ แผงลอยอาหาร สามารถรับเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้

เรื่องที่ 2 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลต่อการจัดตั้งศูนย์ประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental Memorandum of Understanding for the Establishment of the Regional Power Coordination Centre in the Greater Mekong Subregion: IGM)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2543 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบคำแถลงนโยบายการซื้อขายไฟฟ้าสำหรับการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง 6 ประเทศ (Policy Statement on Regional Power Trade) ตามมติการประชุมระดับรัฐมนตรี 6 ประเทศลุ่มน้ำโขง GMS ครั้งที่ 9 โดยกำหนดให้จัดทำร่างข้อตกลงว่าด้วยการซื้อขายไฟฟ้า และการสร้างเครือข่ายสายส่งระหว่างรัฐบาล 6 ประเทศลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental Agreement: IGA) เพื่อเป็นแนวทางในการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าและการพัฒนาระบบเครือข่ายสายส่งเชื่อมโยงระหว่าง 6 ประเทศลุ่มน้ำโขงอย่างเป็นรูปธรรมในอนาคต ต่อมาเมื่อวันที่ 8 ตุลาคม 2545 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2545 โดยเห็นชอบร่างข้อตกลงว่าด้วยความร่วมมือด้านการซื้อขายไฟฟ้าและการสร้างโครงข่ายสายส่งระหว่างรัฐบาล 6 ประเทศอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (IGA)

2. คณะกรรมการประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขง (Greater Mekong Subregion Regional Power Trade Coordination Committee: RPTCC) จัดตั้งขึ้นตามข้อตกลง IGA เพื่อจัดทำข้อตกลงปฏิบัติการทางเทคนิคการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Regional Power Trade Operating Agreement: PTOA) และกำหนดกฎระเบียบ หลักเกณฑ์การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และการซื้อขายไฟฟ้า ทั้งในระยะเริ่มแรกและในอนาคต

3. การประชุมสุดยอดผู้นำ 6 ประเทศลุ่มน้ำโขง (GMS Summit) ครั้งที่ 2 เมื่อเดือนกรกฎาคม 2548 ณ สาธารณรัฐประชาชนจีน ได้ลงนามบันทึกร่างบันทึกความเข้าใจแนวทางการดำเนินงานตามข้อตกลงด้านการปฏิบัติการเพื่อการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง ระยะที่ 1 (Memorandum of Understanding on the Guidelines for the Implementation of the Regional Power Trade

Operating Agreement-Stage #1 (MOU-1)) เพื่อกำหนดแนวทางการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคฯ ระยะที่ 1 และเมื่อเดือนมีนาคม 2551 ได้มีการลงนาม Memorandum of Understanding on the Road Map for Implementing the Greater Mekong Subregion Cross Border Power Trading (MOU-2) ในการประชุมสุดยอดผู้นำ 6 ประเทศลุ่มน้ำโขง ครั้งที่ 3 ณ สปป. ลาว โดย MOU-2 ได้กำหนดระยะเวลา (Timelines) เพื่อให้การดำเนินการตามมาตรการต่างๆ ในระยะที่ 1 สัมฤทธิ์ผลอย่างเป็นรูปธรรม

4. การประชุมคณะกรรมการ RPTCC ครั้งที่ 10 - 11 ได้มีมติเห็นชอบ ร่างบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลต่อการจัดตั้งศูนย์ประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental Memorandum of Understanding for the Establishment of the Regional Power Coordination Centre in the Greater Mekong Subregion: IGM) เพื่อพัฒนาระบบสาธารณูปโภคด้านไฟฟ้าให้เชื่อมต่อกันระหว่างประเทศสมาชิกในการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศ เนื่องจากเรื่องดังกล่าวมีความสำคัญ และส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางด้านพลังงานและเศรษฐกิจในระดับประเทศ จึงต้องผ่านความเห็นชอบและมีการลงนามเป็นลายลักษณ์อักษรโดยรัฐบาลของแต่ละประเทศสมาชิก

5. รัฐบาล 4 ประเทศลุ่มน้ำโขง ได้แก่ ราชอาณาจักรกัมพูชา สาธารณรัฐประชาชนจีน สปป.ลาว และเวียดนาม ได้มีการลงนามบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลต่อการจัดตั้งศูนย์ประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental MOU) ในการประชุมระดับรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2555 ณ สาธารณรัฐประชาชนจีน สหภาพพม่า และประเทศไทยไม่ได้ร่วมลงนามเนื่องจากการดำเนินการตามกระบวนการภายในประเทศยังไม่แล้วเสร็จ

6. สาระสำคัญของร่างบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลต่อการจัดตั้งศูนย์ประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental MOU: IGM)

6.1 วัตถุประสงค์ : เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติการที่เชื่อมต่อกันของระบบไฟฟ้าของประเทศสมาชิกให้เป็นหนึ่งเดียวบนพื้นฐานของความยุติธรรมและโปร่งใสในการดำเนินงานของตลาดซื้อขายพลังงานไฟฟ้าในอนุภูมิภาค มีเป้าหมายสูงสุดเพื่อพัฒนาระบบไฟฟ้าโดยรวมของอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขงให้มีเสถียรภาพ มีความเชื่อถือได้ของพลังงานไฟฟ้าและคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ สามารถดำเนินการพัฒนาให้มีความสมดุลระหว่างความหลากหลายของทรัพยากรด้านพลังงานที่มีในอาณาเขตพื้นที่ของประเทศสมาชิก ความร่วมมือทางด้านพลังงานในระยะยาว การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าระหว่างกันอย่างมีประสิทธิภาพ รวมทั้งการขยายขอบเขตการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าข้ามพรมแดน เพื่อประโยชน์ส่วนรวมของประชาชนในประเทศสมาชิกอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง

6.2 อำนาจหน้าที่ : 1) ประสานความร่วมมือในการจัดทำกรอบการดำเนินการพัฒนาด้านกฎระเบียบ ข้อบังคับ ด้านเทคนิค และประเด็นอื่นๆ ที่ประเทศสมาชิกเห็นพ้องถึงความสำคัญต่อการพัฒนาตลาดซื้อขายไฟฟ้า โดยอำนาจหน้าที่ของศูนย์ประสานงาน

การซื้อขายไฟฟ้าฯ (ศูนย์ RPCC) ได้แก่ (1) จัดทำและปรับปรุงข้อมูลการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า เพื่อใช้วางแผนการปฏิบัติงานของระบบไฟฟ้า (2) พัฒนาและปรับปรุงระบบจัดเก็บข้อมูล เพื่อใช้ติดตามกิจกรรมการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (3) พัฒนาและจัดกิจกรรมการพัฒนาความรู้ให้แก่บุคลากรของประเทศสมาชิก เพื่อรองรับการพัฒนากิจกรรมการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาค (4) ให้ความช่วยเหลือประเทศสมาชิกในการระงับข้อพิพาทที่เกิดขึ้น (5) สนับสนุนความร่วมมือระหว่างศูนย์ RPCC และองค์กรอื่นๆ (6) ให้ความเห็นและคำแนะนำต่อมาตรการเสริมสร้างการพัฒนาทางด้านสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาสังคมอย่างยั่งยืนพร้อมไปกับการดำเนินกิจกรรมการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง และ 2) สนับสนุนและติดตามการปฏิบัติงานของศูนย์ปฏิบัติการด้านระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแห่งชาติ (National Transmission System Operators : TSOs) หรือหน่วยงานการไฟฟ้า ในประเทศสมาชิกต่อการปฏิบัติการต่างๆ

6.3 การเงิน : งบประมาณดำเนินงานของศูนย์ RPCC ประกอบด้วยเงินที่ได้จากประเทศสมาชิก โดยสามารถรับเงินบริจาค และแหล่งอื่นๆ สำหรับใช้ในการดำเนินงาน การลงทุน และการศึกษาวิจัย อย่างไร ก็ตามเงินที่ได้รับจากการบริจาคจะต้องไม่มีผลต่อการตัดสินใจการดำเนินงานของศูนย์ RPCC

6.4 สิทธิพิเศษและความคุ้มครอง : ศูนย์ RPCC จะมีสถานะเป็นองค์กรนานาชาติ องค์กร (ศูนย์ RPCC) ผู้อำนวยการและเจ้าหน้าที่ศูนย์ RPCC จะได้รับสิทธิพิเศษและความคุ้มครองเท่าที่จำเป็นในการดำเนินการอย่างอิสระตามภารกิจหน้าที่ที่ได้กำหนดไว้

6.5 การอนุมัติและการมีผลบังคับใช้อย่างเป็นทางการ : (1) IGM ฉบับนี้ต้องได้รับการอนุมัติ และยอมรับจากรัฐบาลของแต่ละประเทศสมาชิกตามขั้นตอนตามระเบียบอย่างเป็นทางการ โดยรัฐบาลของแต่ละประเทศสมาชิกต้องแจ้งผลการอนุมัติให้รัฐบาลประเทศสมาชิกอื่นๆ ทราบอย่างเป็นทางการ และ (2) IGM ฉบับนี้จะมีผลบังคับใช้อย่างเป็นทางการระหว่างประเทศสมาชิกที่ได้ผ่านการอนุมัติและยอมรับใน IGM ฉบับนี้หลังจากที่ประเทศสมาชิกชาติที่ 4 ได้รับรองการอนุมัติและยอมรับใน IGM แล้ว

7. ประเทศไทยจะได้รับผลประโยชน์ในหลายๆ ด้าน เมื่อตลาดการซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคเกิดขึ้นจริงในอนาคต ดังนี้ (1) ช่วยเพิ่มทางเลือกการจัดหาและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของไทย (2) ช่วยลดราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศเนื่องจากการแข่งขันทางด้านราคา และการลดการลงทุนในส่วนกำลังผลิตสำรองของประเทศ (3) ช่วยขยายโอกาสการลงทุนในธุรกิจให้กับไทย ซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการขยายตัวของตลาดซื้อขายไฟฟ้าในอนาคต เช่น การลงทุนด้านโรงไฟฟ้า การลงทุนด้านสายส่งไฟฟ้า การลงทุนด้านการบำรุงรักษา และ (4) ช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากเขื่อนในประเทศเพื่อนบ้าน

8. กระทรวงการต่างประเทศได้มีความเห็นเกี่ยวกับร่างความตกลง IGM ดังนี้

8.1 ร่างความตกลง IGM เป็นความตกลงระดับรัฐบาล เพื่อจัดตั้งศูนย์ RPCC และกำหนดให้ RPCC มีสถานะเป็นนิติบุคคล มีความสามารถทางกฎหมาย โดยมีหน้าที่หลักในการประสานงานให้ประเทศสมาชิกปฏิบัติตามกรอบความร่วมมือด้านเทคนิคและการจัดการซื้อขายไฟฟ้า ตลอดจนเป็นตัวแทนเพื่อรักษาผลประโยชน์ร่วมของประเทศสมาชิกในการซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งจะลงนามโดยผู้แทนของรัฐบาลจาก 6 ประเทศ ดังนั้น ร่างความตกลงดังกล่าวจึงเป็นหนังสือสัญญาตามมาตรา 190 ของรัฐธรรมนูญฯ ที่ต้องได้รับความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรีก่อนการลงนาม

8.2 ประเด็นว่าด้วยร่างความตกลง IGM เป็นหนังสือสัญญาตามมาตรา 190 วรรคสองของรัฐธรรมนูญฯ ซึ่งต้องได้รับความเห็นชอบของรัฐสภาหรือไม่ เนื่องจากมีประเด็นเกี่ยวข้องกับข้อ 2 และข้อ 13 ของร่างความตกลง IGM ที่กำหนดให้ RPCC มีสถานะเป็นองค์การระหว่างประเทศระดับรัฐบาลที่เป็นอิสระ มีความเป็นกลาง และมีสภาพนิติบุคคล ประเทศที่เป็นที่ตั้งสำนักงานใหญ่ขององค์การฯ มีพันธกิจที่จะต้องให้สถานะทางกฎหมายแก่ RPCC ตามกฎหมายภายใน และจะต้องให้เอกสิทธิ์และความคุ้มกันแก่องค์การฯ ผู้อำนวยการบริหารและเจ้าหน้าที่ขององค์การฯ โดยจะระบุไว้ในความตกลงว่าด้วยสำนักงานใหญ่ขององค์การระหว่างประเทศ (Headquarters Agreement) ที่จะจัดทำขึ้นระหว่าง RPCC กับรัฐบาลของประเทศที่ตั้งสำนักงานใหญ่ต่อไป ซึ่งปัจจุบันคณะกรรมการประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าฯ (RPTCC) ยังไม่ได้ตกลงว่าสำนักงานใหญ่ขององค์การฯ จะตั้งอยู่ในประเทศไทย ทั้งนี้ ในอนาคตหากได้ตกลงจัดตั้งศูนย์ RPCC ขึ้นในไทย รัฐบาลไทยจะต้องจัดทำความตกลงว่าด้วยสำนักงานใหญ่กับ RPCC อีกฉบับแยกจากกัน เพื่อยอมรับให้ RPCC มีสภาพนิติบุคคลในประเทศไทย และได้อุปโภคเอกสิทธิ์และความคุ้มกัน ดังนั้น ร่างความตกลง IGM จึงไม่เป็นหนังสือสัญญาที่จะต้องออกพระราชบัญญัติรองรับเพื่อให้เป็นไปตามหนังสือสัญญา

8.3 ประเด็นว่าด้วยร่างความตกลง IGM ซึ่งกำหนดให้จัดตั้งศูนย์ RPCC เป็นเรื่องที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงทางเศรษฐกิจ หรือสังคมของประเทศอย่างกว้างขวางหรือไม่ เป็นประเด็นที่ส่วนราชการเจ้าของเรื่องจะต้องให้ความเห็นประกอบการพิจารณาต่อคณะรัฐมนตรี ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2550 เรื่อง ความตกลงหุ้นส่วนเศรษฐกิจไทย - ญี่ปุ่น ซึ่งหากพิจารณาแล้วเห็นว่า ความตกลง IGM เข้าข่ายมาตรา 190 วรรคสองของรัฐธรรมนูญฯ เจ้าของเรื่องจะต้องดำเนินการตามขั้นตอนที่ระบุไว้ในวรรคสามและวรรคสี่ของมาตรา 190 ของรัฐธรรมนูญฯ คือ จะต้องให้ข้อมูลและจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน รวมทั้งเสนอกรอบเจรจา และชี้แจงต่อรัฐสภาเกี่ยวกับหนังสือสัญญานั้น

9. เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2555 คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ได้มีมติเห็นชอบในหลักการของบันทึก IGM พร้อมทั้งให้ส่งร่างบันทึกดังกล่าว ให้กระทรวงการต่างประเทศพิจารณาให้ความเห็นอย่างเป็นทางการ เพื่อนำเสนอ กพช. คณะรัฐมนตรี และรัฐสภา พิจารณาในลำดับต่อไป ทั้งนี้ จากความเห็นของกระทรวงการต่างประเทศในข้อ 8 และได้มีการพิจารณารายละเอียดบันทึก IGM อย่างรอบคอบ ฝ่ายเลขานุการฯ มีความเห็นว่าความตกลง IGM เข้าข่ายมาตรา 190 วรรคสอง ของรัฐธรรมนูญฯ จึงควรดำเนินการตามขั้นตอนที่ระบุไว้ในวรรคสามและวรรคสี่ ของมาตรา 190 ของรัฐธรรมนูญฯ คือ จะต้อง

ให้ข้อมูลและจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน รวมทั้งเสนอกรอบเจรจาและชี้แจงต่อรัฐสภาเกี่ยวกับหนังสือสัญญาดังกล่าว

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบในหลักการของร่างบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลต่อการจัดตั้งศูนย์ประสานงานการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง (Inter-Governmental Memorandum of Understanding for the Establishment of the Regional Power Coordination Centre in the Greater Mekong Subregion: IGM) เพื่อนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาเสนอรัฐสภาให้ความเห็นชอบต่อไปตามนัยแห่งมาตรา 190 ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ. 2550

เรื่องที่ 3 <u>การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 และเซเสด และการเพิ่มจุดซื้อขาย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) เป็นสัญญาฯ ที่มีการซื้อขายไฟฟ้ามีลักษณะเป็นการแลกเปลี่ยน โดยส่วนใหญ่ ฟฟล. จะเป็นฝ่ายขาย โดยที่ กฟผ. และ ฟฟล. มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ดังนี้ (1) สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 อายุสัญญา 8 ปี (26 กุมภาพันธ์ 2549 - 25 กุมภาพันธ์ 2557) และ (2) สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเสด อายุสัญญา 12 ปี (1 พฤษภาคม 2544 - 30 เมษายน 2556)

2. อัตราค่าไฟฟ้าตามสัญญาฯ มี 2 ลักษณะ ได้แก่ (1) ในแต่ละเดือน คือ จะมีการคำนวณจำนวนเงิน ที่จะมีการชำระกันทุกเดือนโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้ารายเดือน และ (2) เมื่อสิ้นปีสัญญาฯ คือ จะมีการคำนวณจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ ฟฟล. ซื้อและขายกับ กฟผ. โดยหาก ฟฟล. ซื้อมากกว่าขาย (Net Buy) ฟฟล. จะชำระเงินเพิ่ม โดยคำนวณจากส่วนต่างระหว่างราคาขายให้ประเทศเพื่อนบ้านของไทยตามที่กำหนดกับราคาเฉลี่ยที่ ฟฟล. ซื้อแต่ละเดือน โดยในปีสัญญาฯ 2550-2553 ฟฟล. มีการซื้อพลังงานไฟฟ้า Net Buy จาก กฟผ. จึงเสนอขอ ค้างชำระเงินค่าไฟฟ้าส่วนต่าง โดยจะจ่ายคืนด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าในปีสัญญาฯ 2554-2556 ที่เท่ากับจำนวน Net Buy ทั้งนี้มียอด Net Buy ที่ปรากฏจริงในปีสัญญาฯ 2550-2553 เท่ากับ 1,180 ล้านหน่วย

3. เมื่อวันที่ 15 กันยายน 2554 นายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้เดินทางเยือน สปป. ลาว ซึ่งรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ สปป. ลาว ได้ขอให้กระทรวงพลังงานของไทยพิจารณายืดระยะเวลาการใช้คืนพลังงานไฟฟ้าแทนเงินที่ค้างชำระที่เกิดขึ้นในช่วงปีสัญญาฯ 2550-2553 ของสัญญา ซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 ระหว่าง ฟฟล. กับ กฟผ. ออกไป

4. เมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2555 คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ได้พิจารณาข้อเสนอของ ฟฟล. และมีมติ (1) เห็นชอบการขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 และโครงการเซเสดออกไป เพื่อให้ครอบคลุมระยะเวลาที่ ฟฟล. จะคืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม (ฟฟล. ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ช่วงเวลา Peak 1.74 บาทต่อหน่วย และ Off Peak 1.34 บาทต่อหน่วย) ทั้งนี้ ให้มีการขยายอายุสัญญาฯ โครงการน้ำงึม 1 ออกไป 3 ปี (26 กุมภาพันธ์ 2557 - 25 กุมภาพันธ์ 2560) และขยายอายุสัญญาฯ โครงการเซเสด ออกไป 4 ปี (1 พฤษภาคม 2556 - 30 เมษายน 2560) (2) เห็นชอบให้แก้ไขจุดส่งมอบมุกดาหาร-ปากบ่อ ที่เป็นจุดที่ กฟผ. ขายฝ่ายเดียว เป็นจุดซื้อและขาย ซึ่ง ฟฟล. ได้มีหนังสือถึง กฟผ. แจ้งเห็นชอบการขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 และโครงการ เซเสดออกไปเพื่อให้ครอบคลุมกับระยะเวลาที่ ฟฟล. จะใช้คืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม

5. เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2556 คณะอนุกรรมการประสานฯ ได้มีมติรับทราบ ดังนี้ (1) การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเสดและโครงการน้ำงึม 1 ออกไปเพื่อให้ครอบคลุมกับระยะเวลาที่ ฟฟล. จะใช้คืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม และ (2) การแก้ไขจุดส่งมอบมุกดาหาร-ปากบ่อ ที่เป็นจุดที่ กฟผ. ขายฝ่ายเดียวเป็นจุดซื้อและขาย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 และโครงการเซเสดออกไป เพื่อให้ครอบคลุมระยะเวลาที่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) จะคืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม (ฟฟล. ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ช่วงเวลา Peak 1.74 บาทต่อหน่วย และช่วงเวลา Off Peak 1.34 บาทต่อหน่วย) ทั้งนี้ ให้มีการขยายอายุสัญญาฯ ดังนี้

- ขยายอายุสัญญาฯ โครงการน้ำงึม 1 ออกไป 3 ปี (26 กุมภาพันธ์ 2557 - 25 กุมภาพันธ์ 2560)

- ขยายอายุสัญญาฯ โครงการเซเสด ออกไป 4 ปี (1 พฤษภาคม 2556 - 30 เมษายน 2560)

2. เห็นชอบให้แก้ไขจุดส่งมอบมุกดาหาร - ปากบ่อ ที่เป็นจุดที่ กฟผ. ขายฝ่ายเดียวเป็นจุดซื้อและขาย

3. เห็นชอบให้ กฟผ. แก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 1 และโครงการเซเสด และอนุมัติให้ กฟผ. ลงนามในสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป. ลาว ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2536 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ไทยจำนวนประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2543 ต่อมารัฐบาลทั้งสองฝ่ายได้ลงนาม MOU อีก 3 ฉบับ เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 18 ธันวาคม 2549 และ 22 ธันวาคม 2550 เพื่อขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าเป็น 3,000 เมกะวัตต์ 5,000 เมกะวัตต์ และ 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 หรือหลังจากนั้น

2. ปัจจุบัน มี 5 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของ กฟผ. แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (กำลังผลิต 220 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (กำลังผลิต 126 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 2 (กำลังผลิต 948 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (กำลังผลิต 597 เมกะวัตต์) และโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (กำลังผลิต 220 เมกะวัตต์) อีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการหงสาลิกไนต์ (กำลังผลิต 1,473 เมกะวัตต์) และโครงการไซยะบุรี (กำลังผลิต 1,220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบ กฟผ. ในเดือนปี 2558 และ 2562 ตามลำดับ นอกจากนี้ มีอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้วและอยู่ระหว่างการเจรจาร่างสัญญาฯ ได้แก่ โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย (กำลังผลิต 354 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำเงี้ยบ 1 (กำลังผลิต 269 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบ กฟผ. ในปี 2562

3. กพช. และคณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบ Tariff MOU โครงการน้ำเงี้ยบ 1 แล้วเมื่อวันที่ 27 เมษายน และ 3 พฤษภาคม 2554 ตามลำดับ และได้มีการลงนามใน Tariff MOU ระหว่าง กฟผ. และกลุ่มผู้พัฒนาโครงการเมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2554 ซึ่งการเจรจาร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) โครงการน้ำเงี้ยบ 1 ภายใต้กรอบ Tariff MOU ดังกล่าว ได้ใช้ร่าง PPA โครงการน้ำงึม 3 ฉบับใหม่เป็นต้นแบบ และได้มีการปรับปรุงเงื่อนไขบางประการตามร่าง PPA โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ทั้งนี้ กฟผ. และกลุ่มผู้พัฒนาโครงการได้ลงนามย่อ (Initial) กำกับร่าง PPA เมื่อวันที่ 19 ตุลาคม 2555 และเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2555 คณะอนุกรรมการประสานฯ ได้มีมติเห็นชอบร่าง PPA โครงการน้ำเงี้ยบ 1

4. กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ ประกอบด้วย KPIC Netherlands B.V. (KPN) (45%), EGAT International Company (EGATi) (30%) และ Lao Holding State Enterprise (LHSE) (25%) โครงการตั้งอยู่ในแขวงบอลิคำไซ สปป. ลาว ลักษณะเขื่อนเป็นชนิดมีอ่างเก็บน้ำ กำลังผลิตที่ชายแดน 269 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยประมาณ 1,459 ล้านหน่วยต่อปี แบ่งเป็น Primary Energy 1,271 ล้านหน่วย และ Secondary Energy 188 ล้านหน่วย ระบบส่งไฟฟ้า ฝั่ง สปป. ลาว ระบบส่ง 230 kV ระยะทางจากโครงการฯ ถึง สฟ. นาบงประมาณ 125 กิโลเมตร และระบบส่ง 500 kV ระยะทางจาก สฟ. นาบง ถึงชายแดนประมาณ 27 กิโลเมตร โดยใช้ร่วมกับโครงการน้ำงึม 2 และในฝั่งไทย ระบบส่ง 500 kV ระยะทางจากชายแดนถึง สฟ. อุดรธานี 3 ประมาณ 80 กิโลเมตร โดยใช้ร่วมกับโครงการน้ำงึม 2 และมีการก่อสร้าง

ระบบส่งเพิ่มเติมช่วง สฟ. อุดรธานี 3 -สฟ. ชัยภูมิ-สฟ. ท่าตะโก โดยมีอายุสัญญา 27 ปี และกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2562

5. สรุปสาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

5.1 คู่สัญญา : กฟผ. และ Nam Ngiep 1 Power Company Limited (ในร่าง PPA เรียกว่า Generator)

5.2 อายุสัญญาฯ 27 ปี นับจากวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) กรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งต้องการต่ออายุสัญญาฯ ต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 2 ปี ก่อนสิ้นสุดอายุสัญญาฯ

5.3 กำหนดวันจัดหาเงินกู้ : Generator จะต้องจัดหาเงินกู้ให้ได้ภายใน 12 เดือน นับจากวัน ลงนามสัญญาฯ หรือภายในวันที่ 1 มกราคม 2556 แล้วแต่วันใดจะเกิดขึ้นทีหลัง (Scheduled Financial Close Date : SFCD) หากจัดหาเงินกู้ล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับให้ กฟผ. ในอัตรา 2,000 เหรียญสหรัฐฯต่อวัน

5.4 การพัฒนาโครงการและระบบส่ง : (1) กฟผ. เริ่มมีหน้าที่ก่อสร้างสายส่งฝั่งไทย (EGAT Construction Obligation Commencement Date : ECOCD) ณ วันที่ช้ากว่าระหว่าง SFCD และ Financial Close Date (FCD) โดยจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 54 เดือนนับจาก ECOCD (2) Generator มีหน้าที่พัฒนาโครงการและก่อสร้างสายส่งฝั่งลาวให้แล้วเสร็จทันกำหนด SCOD ภายใน 60 เดือนนับจาก ECOCD และ (3) หากงานก่อสร้างล่าช้า ฝ่ายที่ทำให้เกิดความล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับ (Liquidated Damages : LD) ตามอัตราที่กำหนด แต่หากความล่าช้านั้นเกิดจากเหตุสุดวิสัย (Force Majeure : FM) ฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้องจ่าย ค่า Force Majeure Offset Amount (FMOA) ตามอัตราที่กำหนด โดยจะได้รับคืนในภายหลัง (ซึ่งแตกต่างจาก LD ที่ไม่มีการจ่ายคืน)

5.5 การผลิตและส่งกระแสไฟฟ้าให้ กฟผ. โดยการผลิตไฟฟ้าของ Generator ต้องเป็นไปตาม Contracted Operating Characteristics (COC) ที่ระบุไว้ในสัญญาฯ การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองคำสั่งของ กฟผ. ได้แบบ Fully Dispatchable และ Generator ไม่มีสิทธิ์ขายพลังงานไฟฟ้าจากโครงการฯ ให้บุคคลที่สาม ยกเว้น (1) รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (2) ส่วนที่ใช้เป็น Station Service ที่ สฟ. นาบง และโรงไฟฟ้าโครงการอื่นๆ ที่ใช้ สฟ.นาบง ร่วมกัน และ (3) ส่วนที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

5.6 การซื้อขายไฟฟ้าและราคารับซื้อไฟฟ้า : พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ซื้อจากโครงการฯ ได้แก่ (1) Primary Energy (PE) คือ พลังงานไฟฟ้าที่ Generator แจ้งขายได้ไม่เกิน 16 ชั่วโมงต่อวัน ตั้งแต่วันจันทร์ถึงวันเสาร์ (2) Secondary Energy (SE) คือ พลังงานไฟฟ้าที่ Generator แจ้งขายเกินจาก PE ในวันจันทร์ถึงวันเสาร์ (ไม่เกิน 5.35 ชั่วโมงต่อวัน) และวันอาทิตย์ (ไม่เกิน 21.35 ชั่วโมงต่อวัน) และ (3) Excess Energy (EE) เป็นพลังงานไฟฟ้าที่เกินจาก PE และ SE โดย กฟผ. จะรับประกันซื้อ PE และ SE 100% แต่ไม่รับประกันซื้อ EE โดยGenerator ต้อง

รับประกันการผลิต PE ส่งให้ กฟผ. ไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 8 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) ในแต่ละเดือน และเมื่อรวมทั้งปีแล้วจะต้องไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 10 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์)

- อัตรารับซื้อไฟฟ้า ณ จุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว แบ่งเป็นดังนี้ :
ระหว่างการทดสอบ (Test Energy) = 0.570 บาทต่อหน่วย
ระหว่าง Unit Operation Period =2.9613 US Cent + 0.9180 บาทต่อหน่วย
(กฟผ. รับซื้อจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบแล้วในช่วงก่อน COD)
ตั้งแต่ COD เป็นต้นไป
Primary Energy (PE) = 3.9484,br> US Cent + 1.2240 บาทต่อหน่วย
Secondary Energy (SE) = 1.4688 บาทต่อหน่วย
Excess Energy (EE) = 1.3464 บาทต่อหน่วย
หมายเหตุ : เมื่อคำนวณ ณ สมมติฐานอัตราแลกเปลี่ยน 31 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ
ค่า PE = 2.4480 บาทต่อหน่วย
ค่าเฉลี่ย PE + SE = 2.3218 บาทต่อหน่วย

5.7 การจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้า (1) กฟผ. จะจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้าให้ Generator ในแต่ละปี ไม่เกินจำนวนพลังงานไฟฟ้าตามเป้าหมายรายปี เท่ากับ 1,459 ล้านหน่วย แบ่งเป็น PE 1,271 ล้านหน่วย และ SE 188 ล้านหน่วย โดยกรณีที่ Generator มีความพร้อมผลิตไฟฟ้าเกินเป้าหมายรายปีและ กฟผ. สั่งเดินเครื่อง ค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินเป้าหมายจะถูกเก็บไว้ในบัญชี และ กฟผ. จะจ่ายเงินคืนให้ Generator ในปีที่ Generator มีความพร้อมต่ำกว่าเป้าหมาย (2) ในกรณีที่ กฟผ. สั่งเดินเครื่องน้อยกว่าค่าพลังงานไฟฟ้า ที่รับประกันซื้อรายเดือน กฟผ. ต้องจ่ายเงินเท่ากับที่รับประกันซื้อ และส่วนที่ซื้อไม่ครบสามารถสะสมไว้ในบัญชี Dispatch Shortfall โดย กฟผ. มีสิทธิ์ Make-up ได้ตลอดอายุสัญญา หลังจากที่ซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่รับประกันซื้อในเดือนนั้นๆ จนครบแล้ว (3) ในกรณีที่มี Dispatch Shortfall สะสมเกินกว่าข้อตกลง (เท่ากับ 80 ล้านหน่วย) แล้วมีน้ำล้นเกิดขึ้น ให้เก็บตัวเลขน้ำล้นส่วนที่เป็นของ กฟผ. ไว้ในบัญชี (4) ในเดือนสุดท้ายของปีที่ 15 และปีสุดท้ายของสัญญาฯ ให้นำตัวเลขที่สะสมในบัญชี Dispatch Shortfall และบัญชีน้ำล้น ไปคำนวณเป็นค่าไฟฟ้า แล้วนำไปหักลบกับรายได้สะสมจากการขาย EE หากรายได้จากการขาย EE มีมากกว่า Generator ต้องคืนเงินให้ กฟผ. เท่ากับจำนวนเงินที่คำนวณจาก Dispatch Shortfall และน้ำล้น และ (5) เมื่อหักลบกันแล้วยังมีเงินเหลือในบัญชีรายได้สะสมของ EE Generator ต้องคืนเงินให้ กฟผ. อีก 25% (ถือเป็นการแบ่งผลประโยชน์จากการที่ กฟผ. ช่วยซื้อไฟฟ้ามากกว่าที่ได้รับประกันซื้อ)

5.8 การวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน (Securities) : Generator จะต้องวาง Securities เพื่อเป็นหลักประกันการชำระหนี้ต่างๆ ที่มีต่อ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาฯ ตามที่กำหนดไว้ ดังนี้ (1) Development Security One (DS1) 5.72 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วันลงนามสัญญาจนถึงวัน FCD (2) Development Security Two (DS2) 14.36 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วัน FCD จนถึงวัน COD (3) Performance Security One (PS1) 12.84 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วัน COD จนถึงวันที่ครบ 15 ปี นับจาก COD และ (4) Performance Security Two (PS2) 4.32 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วันที่ครบ 15 ปี นับจาก COD จนสิ้นสุดอายุสัญญาฯ

5.9 เหตุสุดวิสัย : (1) กรณีเกิดเหตุสุดวิสัย (Force Majeure: FM) ฝ่ายที่ถูก FM กระทบสามารถหยุดปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาฯ ได้นานเท่าที่ FM เกิดขึ้น และจะได้รับการขยายเวลาสำหรับการปฏิบัติหน้าที่นั้นเท่ากับจำนวนวันที่เกิด FM แต่ต้องจ่าย (Force Majeure Offset Amount: FMOA) ให้แก่อีกฝ่ายหนึ่ง ในอัตราที่กำหนดในสัญญาฯ โดยจะได้รับเงินคืนในภายหลัง ด้วยวิธีหักกลบลบหนี้กับค่าไฟฟ้ารายเดือน (2) กรณีเกิด Political Force Majeure ฝ่ายที่ถูก FM กระทบมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาฯ เมื่อไรก็ได้และจะต้องจ่าย Termination Payment ให้อีกฝ่ายหนึ่ง ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาฯ แต่อีกฝ่ายจะมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาฯ ได้หากผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 15 เดือน (3) กรณีเกิด Non-Political Force Majeure หากผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 24 เดือน ทั้งสองฝ่ายมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาฯ โดยไม่มีฝ่ายใดต้องจ่าย Termination Payment และ (4) กรณี กฟผ. ไม่สามารถจัดหาที่ดินก่อสร้างระบบส่งได้ ให้ถือเป็น EGAT Access Rights Force Majeure โดย กฟผ. มีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาฯ เมื่อไรก็ได้ แต่ Generator จะบอกเลิกสัญญาฯ ได้เมื่อผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 730 วัน ทั้งนี้ กฟผ. ต้อง Buy-out โครงการฯ เมื่อมีการบอกเลิกสัญญาฯ

5.10 การบอกเลิกสัญญาก่อน FCD (1) กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก กฟผ. ผิดสัญญา หรือเกิด Thai Political Force Majeure (TPFM) กฟผ. จะคืนหลักทรัพย์ค้ำประกัน และ (2) กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก Generator ผิดสัญญา หรือเกิด Lao Political Force Majeure (LPFM) กฟผ. จะยึดหลักทรัพย์ ค้ำประกัน และ หลัง FCD (1) กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก กฟผ. ผิดสัญญาฯ หรือเกิด TPFM กฟผ. ต้อง Buy-out โครงการ และ (2) กรณีเลิกสัญญาฯ เนื่องจาก Generator ผิดสัญญาฯ หรือเกิด LPFM กฟผ. มีสิทธิ์เลือกที่จะให้ Generator จ่ายค่า Termination Payment หรือ กฟผ. Buy-out โครงการ

5.11 การยุติข้อพิพาท: หากมีข้อพิพาทให้ยุติโดยการเจรจาด้วยความสุจริต (Good Faith Discussion) ในลำดับแรก หากไม่สามารถตกลงกันได้ภายในช่วงเวลาที่กำหนด ให้นำเข้าสู่กระบวนการอนุญาโตตุลาการ (Arbitration) โดยใช้กฎของ UNCITRAL Rule และดำเนินการยุติข้อพิพาทที่ประเทศไทย โดยใช้ภาษาอังกฤษ

5.12 กฎหมายที่ใช้บังคับ สัญญาฯ นี้ใช้บังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1

2. มอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการ น้ำเงี้ยบ 1 กับผู้พัฒนาโครงการ เมื่อร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด

ทั้งนี้หากจำเป็นต้องมีการแก้ไขร่างสัญญาฯ ที่ไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่ระบุไว้ในร่างสัญญาฯ และเงื่อนไขสำคัญ รวมทั้งการปรับกำหนดเวลาของแผนงาน (Milestones) ที่เกี่ยวข้องกับกำหนดการจ่ายไฟฟ้า เชิงพาณิชย์ในช่วงก่อนการลง

นามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อให้เหมาะสมกับช่วงเวลาในการกักเก็บน้ำและการทดสอบโรงไฟฟ้า ให้อยู่ในอำนาจการพิจารณาของคณะกรรมการ กฟผ. ในการแก้ไขโดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบอีก

3. เห็นชอบให้นำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1 ซึ่งมีเงื่อนไขการระงับข้อพิพาทด้วยวิธีอนุญาโตตุลาการ เสนอขอความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี

เรื่องที่ 5 <u>การพิจารณาอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงานในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 กพช. ได้มีมติเห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff โดยเห็นควรให้คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่จะจัดตั้งขึ้นภายใต้ กพช. พิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ Feed-in Tariff ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้งหลักเกณฑ์แนวทางสนับสนุน และเสนอ กพช. ต่อไป พร้อมทั้งเห็นชอบในหลักการให้คณะกรรมการบริหารฯ ทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ

2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้จัดทำโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน มีเป้าหมายในเชิงนโยบาย ในช่วง 10 ปี พ.ศ. 2556 - 2565 รวม 10,000 เมกะวัตต์ โดยใช้อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff สนพ. จึงได้ศึกษาอัตรารับซื้อไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจาก พืชพลังงานภายใต้โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน และสอดคล้องกับการดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวในระยะเริ่มต้น 100 เมกะวัตต์ และเป็นไปตามมติของ กพช. ในการทบทวนอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้จัดทำข้อมูลด้านเทคนิคที่มีความจำเป็นต่อการวิเคราะห์อัตรารับซื้อไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน และใช้ข้อมูลด้านเทคนิคและต้นทุนในการดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงานของ พพ.

3. ข้อสรุปสมมติฐานสำหรับโครงการที่มีปริมาณขายไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ มีรายละเอียดดังนี้

(1) ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน เวลาทำงาน 330 วันต่อปี ผลิต ก๊าซชีวภาพได้ 3.64 ล้านลูกบาศก์เมตรก๊าซชีวภาพต่อปี กำลังผลิตติดตั้ง 1.40 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 1.00 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าได้ 7.61 ล้านหน่วยต่อปี และขายไฟฟ้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 6.85 ล้านหน่วยต่อปี

(2) วัตถุดิบที่เข้าและออกจากระบบก๊าซชีวภาพ ความต้องการหญ้าสดเข้าระบบ 140 ตันสด ต่อวัน อัตราการผลิตก๊าซชีวภาพต่อตันหญ้าสด 78.81 ลูกบาศก์เมตรก๊าซ

ชีวภาพต่อตันสด ผลิตก๊าซชีวภาพ ที่สัดส่วนมีเทน 55% ได้ 11,000 ลูกบาศก์เมตรก๊าซชีวภาพต่อวัน และปริมาณสารปรับปรุงดินที่ได้จากระบบ 23.5 ตันต่อวัน

(3) เงินลงทุน ค่าใช้จ่าย และรายได้อื่นๆ จากการเดินระบบ เงินลงทุนระบบรวม 100 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา 5 ล้านบาทต่อปี ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง 500 บาทต่อตัน อัตราการเพิ่มของราคาเชื้อเพลิง 2.5% ต่อปี และรายได้จากการจำหน่ายสารปรับปรุงดิน 2,000 บาทต่อตัน

4. สนพ. ได้จัดทำสมมติฐานทางการเงินอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องสำหรับโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงาน สีเขียวจากพืชพลังงานที่เหมาะสม ดังนี้ สัดส่วนหนี้สินต่อทุน (D/E) 1 : 1 อัตราดอกเบี้ย 7.00% (MLR) ระยะเวลาการกู้ 8 ปี อัตราผลตอบแทนส่วนทุน (IRR on equity) ร้อยละ 12 - 13 อายุโครงการ 20 ปี

5. ผลการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบ Feed-in Tariff จากการประเมินอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพพืชพลังงานภายใต้โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงานที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 1.0 เมกะวัตต์ ได้ผลสรุปอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่อัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุนตลอดอายุโครงการ 20 ปี ต่อมา เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2556 คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงานภายใต้โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงานภายใต้โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงาน สีเขียวจากพืชพลังงานในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ด้วยอัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 20 ปี

2. เห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เร่งจัดทำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงานภายใต้โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน ในรูปแบบ Feed-in Tariff ต่อไป

เรื่องที่ 6 <u>โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายทางด้านเศรษฐกิจที่จะส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานทดแทน สามารถสร้างรายได้จากความต้องการภายในประเทศ สร้างการจ้างงานโดยถือเป็นอุตสาหกรรมยุทธศาสตร์ใหม่ มีนโยบายที่จะสนับสนุนการกระจายรายได้ที่เป็นธรรม ลดความเหลื่อมล้ำทางเศรษฐกิจ รวมทั้งได้กำหนดนโยบายพลังงานที่จะส่งเสริมการผลิต การใช้ ตลอดจนการวิจัยพัฒนาพลังงาน

ทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี

2. กระทรวงพลังงาน โดย พพ. จึงได้จัดทำโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน โดยจะส่งเสริมให้เกษตรกรรวมกลุ่มกันเป็นวิสาหกิจชุมชนหรือสหกรณ์การเกษตรทำการปลูกพืชพลังงาน โดยมีสัญญาซื้อขายพืชพลังงานกับโรงงานผลิตก๊าซชีวภาพ และก๊าซชีวภาพที่ได้นำไปใช้ประโยชน์ใน 3 รูปแบบคือ ผลิตไฟฟ้า หรือนำไปผลิตเป็นก๊าซชีวภาพอัด (Compress Bio Gas: CBG) หรือนำไปใช้แทนก๊าซแอลพีจี (LPG) ซึ่งจะส่งผลให้เกษตรกรมีรายได้ที่มั่นคง ผู้ประกอบการมีรายได้จากการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ และประเทศเกิดความมั่นคงทางด้านพลังงาน

3. พพ. ได้จัดทำรูปแบบการพัฒนาโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน โดยเน้นความร่วมมือระหว่างกลุ่มเกษตรกรและเอกชน เพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างยั่งยืนโดยเกิดการพึ่งพาระหว่างชุมชนที่เป็นเจ้าของพื้นที่และแหล่งเชื้อเพลิง กับภาคเอกชนที่มีเทคโนโลยีการผลิตพลังงาน โดยพื้นที่ที่กระทรวงพลังงานกำหนด ซึ่งมีคณะอนุกรรมการบริหารการพัฒนาโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงานเป็นองค์กรพิจารณา ทั้งนี้เพื่อเป็นการช่วยเหลือเกษตรกรให้มีรายได้สุทธิที่แน่นอนและสูงกว่าพืชเศรษฐกิจอื่นๆ

4. เนื่องจากการลงทุนผลิตพลังงานจากพืชพลังงานมีต้นทุนในการผลิตพลังงานสูงกว่าพลังงาน เชิงพาณิชย์อื่น ๆ จึงจำเป็นต้องมีมาตรการสนับสนุนเพื่อส่งเสริมโครงการ ให้สามารถดำเนินการได้อย่างยั่งยืน ดังนั้นจึงได้กำหนดมาตรการสนับสนุนโครงการ ดังนี้ (1) กำหนดมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราพิเศษ ให้การสนับสนุนกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการฯ แบบคงที่ตลอดอายุโครงการ Feed-in Tariff : FiT ในอัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย (2) กำหนดมาตรการรับซื้อก๊าซชีวภาพอัดด้วยอัตราพิเศษ ซึ่งจะได้ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อกำหนดรายละเอียดต่อไป และ (3) สนับสนุนข้อมูล คำปรึกษาทางด้านเทคนิควิศวกรรม และอำนวยความสะดวกในการพิจารณาโครงการให้กับผู้ประกอบการ

5. การดำเนินการโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน เป็นการบูรณาการการทำงานร่วมกันของ 7 กระทรวง คือ กระทรวงพลังงาน กระทรวงการพัฒนาสังคมและความมั่นคงของมนุษย์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงศึกษาธิการ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี กระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงมหาดไทย ซึ่งเป็นความร่วมมือตั้งแต่ต้นน้ำ (การจัดหาพื้นที่ พันธุ์ และเทคโนโลยีการเพาะปลูก) กลางน้ำ (เทคโนโลยีการหมัก และทำความสะอาดก๊าซ) และปลายน้ำ (การนำก๊าซไปใช้ประโยชน์ ในรูปแบบผลิตไฟฟ้า ก๊าซชีวภาพอัด ก๊าซชีวภาพทดแทนก๊าซแอลพีจี และวัสดุปรับปรุงดิน) ทั้งนี้ การส่งเสริมและขยายผลการผลิตพลังงานทดแทนระดับชุมชนในลักษณะวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวอื่นๆ สามารถดำเนินการ ในลักษณะเดียวกันโดยใช้เทคโนโลยีอื่นที่มีศักยภาพ ได้แก่ ชีวมวล พลังน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ รวมทั้งขยะชุมชนโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน กำหนดเป้าหมายเชิงนโยบายไว้ที่ 10,000 เมกะวัตต์ โดยจะขอรับการสนับสนุนงบประมาณดำเนินการจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อ

สนับสนุนที่ปรึกษาดำเนินโครงการ ทำหน้าที่บริหารโครงการระยะที่ 1 วงเงิน 300 ล้านบาท

6. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการดำเนินการ แบ่งเป็น

6.1 ภาคเกษตรกรรม ได้แก่ (1) มีการปลูกพืชพลังงาน 10 ล้านไร่ ในพื้นที่ที่มีศักยภาพ และ (2) เกษตรกรมีกำไรจากการปลูกพืชพลังงาน อย่างน้อย 3,500 บาทต่อไร่ต่อปี สูงกว่าการปลูกพืชไร่ เช่น อ้อย (กำไรประมาณ 2,000 บาทต่อไร่ต่อปี) มันสำปะหลัง (กำไรประมาณ 2,000 บาทต่อไร่ต่อปี) และไม่มีความผันผวนด้านราคา ทั้งนี้ สรุปผลประโยชน์สำหรับภาคเกษตรกรรม คิดเป็นมูลค่ารวม 7 แสนล้านบาท

6.2 ภาคอุตสาหกรรม ได้แก่ (1) มีเงินลงทุนในภาคอุตสาหกรรมการผลิตพลังงาน คิดเป็นมูลค่าประมาณ 1 ล้านล้านบาท (2) กรณีก๊าซชีวภาพที่ได้นำไปผลิตไฟฟ้าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1.5 ล้านล้านหน่วย มูลค่า 6.8 ล้านล้านบาท (อัตรารับซื้อ 4.50 บาทต่อหน่วย) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าสีเขียวที่มีความเสถียรภาพในด้านวัตถุดิบมาก และ (3) มีวัสดุปรับปรุงดินที่เหลือจากกระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้อากาศ ประมาณ 800 ล้านตัน คิดเป็นมูลค่า 1.6 ล้านล้านบาท หมุนเวียนกลับเข้าไปในระบบการปลูกพืชพลังงาน และพืชเศรษฐกิจอื่นๆ อันเป็นการลดการนำเข้าปุ๋ยเคมีจากต่างประเทศ ทั้งนี้ สรุปผลประโยชน์สำหรับภาคอุตสาหกรรม คิดเป็นมูลค่ารวม 9.4 ล้านล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดตั้งคณะกรรมการเพื่อศึกษาโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงาน สีเขียวจากพืชพลังงานแบบให้ครบวงจร โดยมีองค์ประกอบคณะกรรมการเป็นผู้แทนจาก 9 กระทรวง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน กระทรวงการพัฒนาสังคมและความมั่นคงของมนุษย์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงศึกษาธิการ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงมหาดไทย กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกระทรวงพาณิชย์

2. เห็นชอบให้กระทรวงพลังงานดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน โดยให้ดำเนินงานโครงการนำร่องในพื้นที่ 3 ลักษณะ ได้แก่ พื้นที่แล้งน้ำ พื้นที่ชุ่มน้ำ และพื้นที่ปลูกข้าว ได้ผลผลิตไม่ได้มาตรฐาน และให้ขอรับการสนับสนุนงบประมาณดำเนินการจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในวงเงิน 300 ล้านบาท ทั้งนี้ให้รายงานผลการดำเนินงานให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติทราบต่อไป

เรื่องที่ 7 <u>แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 กพช. ได้เห็นชอบแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) ที่ปรับปรุงตามนโยบายของรัฐบาลซึ่งมีเป้าหมายลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี เมื่อเทียบกับปี 2553 และให้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการจัดทำแผนปฏิบัติการและผลักดันสู่การปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรม โดยคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 ได้เห็นชอบแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) ตามมติ กพช. ที่กระทรวงพลังงานเสนอ

2. กบง. ได้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการจัดทำแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อทำหน้าที่กำหนดนโยบายและทิศทางการจัดทำแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน และเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2555 คณะอนุกรรมการฯ ได้เห็นชอบร่างแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี โดยมีข้อเสนอแนะให้ปรับปรุงแผนปฏิบัติการฯ ในประเด็นที่สำคัญ เช่น เพิ่มเติมโครงการตามแผนพัฒนาการขนส่งที่ยั่งยืน ของกระทรวงคมนาคม โครงการตามแผน ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ที่เกี่ยวข้อง และปรับปรุงแผน ระยะสั้นให้ชัดเจนโดยเพิ่มเติมข้อมูลโครงการที่ได้ดำเนินการไปแล้วในปี 2554 - 2556 ทั้งนี้ กระทรวงพลังงาน ได้ปรับปรุงแผนตามข้อเสนอแนะของอนุกรรมการฯ เรียบร้อยแล้ว

3. แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี มีเป้าหมายลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity, EI) หรือพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลผลิตมวลรวม (GDP) ลงร้อยละ 25 ในปี 2573 (ค.ศ. 2030) เมื่อเทียบกับปี 2553 (ค.ศ. 2010) หรือจะต้องลดการใช้พลังงานลงร้อยละ 20 ในปี 2573 จากความต้องการพลังงานกรณีปกติ (Business As Usual, BAU) หรือประมาณ 38,200 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

4. ยุทธศาสตร์ เพื่อขับเคลื่อนนโยบายสู่เป้าหมายภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ประกอบด้วย (1) ยุทธศาสตร์ที่ 1 การใช้มาตรการแบบผสมผสานทั้งการบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน และการส่งเสริมและสนับสนุนด้วยการจูงใจ (2) ยุทธศาสตร์ที่ 2 การใช้มาตรการที่จะส่งผลกระทบในวงกว้างในเชิงการสร้างความตระหนักและการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้พลังงาน การตัดสินใจของผู้ประกอบการ และการเปลี่ยนทิศทางตลาด โดยเพิ่มนวัตกรรมในการรณรงค์และประชาสัมพันธ์ (3) ยุทธศาสตร์ที่ 3 การให้เอกชนเป็นหุ้นส่วนสำคัญในการส่งเสริมและดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (4) ยุทธศาสตร์ที่ 4 การกระจายงานด้านการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานไปยังหน่วยงาน องค์กรภาครัฐและเอกชนที่มีความพร้อมด้านทรัพยากรและความเชี่ยวชาญ (5) ยุทธศาสตร์ที่ 5 การใช้มืออาชีพและบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) เป็นกลไกสำคัญเพื่อให้คำปรึกษาและดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่ต้องใช้เทคนิคที่สูงขึ้น และ (6) ยุทธศาสตร์ที่ 6 การเพิ่มการพึ่งพาตนเองด้านเทคโนโลยีเพื่อลดต้นทุนเทคโนโลยีและเพิ่มโอกาสการเข้าถึงเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง รวมทั้งการเสริมสร้างธุรกิจผลิตสินค้าที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง

5. แนวทางในการจัดทำแผนปฏิบัติการเพื่อให้เกิดความสัมฤทธิผลในการอนุรักษ์พลังงานภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (2554 - 2573) โดยแผนปฏิบัติการจะแบ่งออกเป็น 2 ระดับ คือ (1) แผนผังยุทธศาสตร์หลัก (Master Plan) ซึ่งเป็นภาพรวมของการดำเนินการอนุรักษ์พลังงานในทุกภาคเศรษฐกิจ ที่จะต้องดำเนินการ

และ (2) แผนผังยุทธศาสตร์รอง (Sectoral Plans) ในภาคเศรษฐกิจต่างๆ ที่จะดำเนินการในช่วงเวลาต่างๆ ประกอบด้วย แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงานในภาคอาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัย ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง

6. แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ตาม แผนผังยุทธศาสตร์หลัก (Master Plan) จะแบ่งการดำเนินการเป็นรายภาคเศรษฐกิจ ประกอบด้วย ภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัย และภาคการคมนาคมและการขนส่ง และจัดกลุ่มการดำเนินการโครงการตามหลักเกณฑ์ของ IEA โดยมีกลุ่มเป้าหมายและแผนงานดังนี้ (1) ระยะสั้น (2554-2559) กลุ่มเป้าหมายจะเป็นกลุ่มที่มีการดำเนินการอยู่แล้วจะขยายผลความสำเร็จให้กว้างขวางยิ่งขึ้น ได้แก่ อาคาร/ที่พักอาศัย อุตสาหกรรม ขนส่งและบริการสาธารณะ (ไฟฟ้าสาธารณะ) โดยให้ความสำคัญโครงการที่มีผลสำเร็จมาแล้วและโครงการใหม่ที่จะให้ผลสำเร็จในระยะสั้น (2) ระยะกลาง (2560-2565) กลุ่มเป้าหมายเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพในการดำเนินการอนุรักษ์พลังงานสูง ทั้ง อาคาร/ที่พักอาศัย อุตสาหกรรม และภาคขนส่ง โดยใช้แนวทางสนับสนุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูง การปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีในกระบวนการผลิต การออกแบบและการก่อสร้างอาคารที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้น รวมทั้งกำหนดมาตรการควบคุมและป้องกันการนำเข้าและใช้งานอุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพต่ำ และ (3) ระยะยาว (2566-2573) เพิ่มกลุ่มเป้าหมาย โดยแผนปฏิบัติงานหรือโครงการจะครอบคลุมทุกกลุ่มเป้าหมายและแนวทางที่ก่อให้เกิดความสัมฤทธิ์ผลตามวิสัยทัศน์ของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมฉบับที่ 11 ในการไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

7. แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ (Sectoral Plans) ได้กำหนดพันธกิจและเป้าหมายของการอนุรักษ์พลังงาน ดังนี้ (1) ภาคอุตสาหกรรม มีพันธกิจเพื่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงาน ในภาคอุตสาหกรรมที่เป็นรูปธรรมอย่างมีนัยสำคัญ มีเป้าหมายลดการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย 16,100 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไฟฟ้า 38,140 พันล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง, ความร้อน 12,450 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ) และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 54 ล้านตันต่อปี (2) ภาคอาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัย มีพันธกิจเพื่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานในภาคอาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัยที่เป็นรูปธรรมอย่างมีนัยสำคัญ มีเป้าหมายลดการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย 7,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 23 ล้านตัน ต่อปี และ (3) ภาคขนส่ง มีพันธกิจเพื่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานในภาคการขนส่งที่เป็นรูปธรรมอย่างมีนัยสำคัญ มีเป้าหมาย ลดการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย 15,100 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (เป็นพลังงานความร้อนทั้งหมด) และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 53 ล้านตันต่อปี

8. แผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (2554 - 2573) ตามยุทธศาสตร์หลักแยกตามรายภาคเศรษฐกิจสรุปได้ ดังนี้

ภาคเศรษฐกิจ	กลยุทธ์	มาตรการดำเนินการ
บูรณาการร่วมภาคอุตสาหกรรม/		1.การบังคับใช้ พ.ร.บ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

ภาคอาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัย	การบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน	2. การบังคับให้ติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงาน (mandatory labeling)
		3. การบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ (Minimum Energy Performance Standard: MEPS)
		4.การบังคับใช้เกณฑ์ (Energy Efficiency Resource Standard: EERS) สำหรับธุรกิจพลังงานขนาดใหญ่
	การส่งเสริมและการสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน	5.การจัดทำข้อตกลงการอนุรักษ์พลังงานแบบสมัครใจ (Voluntary Agreement: VA)
		6.การสนับสนุนและจูงใจให้มีการติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงานแบบสมัครใจ
		7.การสนับสนุนด้านการเงินเพื่ออุดหนุนผลการประหยัดพลังงาน
		8.การสนับสนุนการดำเนินการของบริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company: ESCO)
	การสร้างความตระหนักและเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม	9.การประชาสัมพันธ์และให้ความรู้ด้านการอนุรักษ์พลังงาน
		10.การผลักดันแนวคิดและส่งเสริมกิจกรรมด้านการพัฒนาสังคมและเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ (low carbon society และ low carbon economy) และรักษาสิ่งแวดล้อม
		11.มาตรการทางด้านราคาและภาษีเพื่อผลักดันให้เกิดการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมและสร้างความตระหนักการอนุรักษ์พลังงานและลดก๊าซเรือนกระจก
	การส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม	12.การส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา
		13.การส่งเสริมการสาธิตเทคโนโลยีประสิทธิภาพพลังงานสูง
	การพัฒนากำลังคนและความสามารถเชิงสถาบัน	14.การส่งเสริมการพัฒนามืออาชีพด้านการอนุรักษ์พลังงาน
		15 การส่งเสริมการพัฒนาความสามารถเชิงสถาบันของหน่วยงาน/องค์กรภาครัฐและเอกชน
ภาคอุตสาหกรรม	การบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน	16. การเปรียบเทียบ (Benchmarking) ค่าพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิต (Specific Energy Consumption: SEC)
	การส่งเสริมและการสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน	17. การส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของกระบวนการผลิต
ภาคอาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัย	การบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน	18.การบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานของอาคาร
		19. การบังคับให้ติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงานของอาคาร
	การส่งเสริมและการสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน	20. การสนับสนุนการติดฉลากประสิทธิภาพพลังงานของอาคารและบ้านที่อยู่อาศัย

	การส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม	21.การสนับสนุนการพัฒนาอาคารประหยัดพลังงานต้นแบบ
	การพัฒนากำลังคนและความสามารถเชิงสถาบัน	22.การส่งเสริมการพัฒนามืออาชีพด้านการอนุรักษ์พลังงานสำหรับอาคาร
	การส่งเสริมและการสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน	23.มาตรการด้านราคาและภาษีเพื่อผลักดันให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานในอาคารและบ้านที่อยู่อาศัย
		24.การสนับสนุนการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง
	การส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม	25.การสนับสนุนการพัฒนาบ้านประหยัดพลังงานต้นแบบ
ภาคขนส่ง	การบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน	26.การบังคับให้ติดฉลากประสิทธิภาพพลังงานสำหรับยานยนต์
		27.การบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำสำหรับยานยนต์
		28.มาตรการทางภาษีเพื่อผลักดันให้มีการเกิดการเปลี่ยนทิศทางตลาด
	การส่งเสริมและการสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน	29.การสนับสนุนการติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงานสูงสำหรับชิ้นส่วนยานยนต์
		30.การสนับสนุนการเดินทางด้วยระบบขนส่งมวลชน (mass transit) และขนส่งสินค้าด้วยระบบ Logistics ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง
	การสร้างความตระหนักและเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม	31. การประชาสัมพันธ์และให้ความรู้การขับขี่อย่างประหยัดพลังงาน (eco-driving)
		32.การผลักดันแนวคิดและส่งเสริมการพัฒนาระบบขนส่งอย่างยั่งยืน (sustainable transport system) และยกระดับคุณภาพอากาศในเขตเมือง
	การส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม	33.การส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา
		34.การส่งเสริมการสาธิตอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน

9. เป้าหมายผลประหยัดตามแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (2554-2573) ในกรณีดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานได้ครบถ้วนตามแผนปฏิบัติการนี้ จะสามารถประหยัดพลังงานในปี 2573 ได้ 38,845 ktoe ซึ่งเกินกว่าเป้าหมายตามกรอบแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ที่กำหนดไว้ 38,200 ktoe โดยรายละเอียดผลการประหยัดพลังงาน ณ ปี 2573 สรุปได้ดังนี้

ภาคเศรษฐกิจ	**เป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี** (ktoe)	**ผลประหยัดจากการดำเนินโครงการตามแผนปฏิบัติการฯ** (ktoe)	**งบประมาณสนับสนุน**	
			(ล้านบาท)	**(ร้อยละ)**
อุตสาหกรรม	16,100	16,480	69,066	53.8

อาคารธุรกิจและบ้านพักอาศัย	7,000	7,042	46,244	36.0
ขนส่ง	15,100	15,323	13,010	10.2
รวมทั้งหมด	**38,200**	**38,845**	**128,320**	**100.0**

10. ปัจจัยความสำเร็จ (Success Factor) ที่จะทำให้สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมายที่สำคัญๆ ได้แก่ (1) ต้องมีการดำเนินงานอย่างบูรณาการทั้งยุทธศาสตร์ กลยุทธ์ แผนงาน และโครงการต่างๆ อย่างครบถ้วน โดยเฉพาะการส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม การสร้างความตระหนักและเปลี่ยนพฤติกรรม การประชาสัมพันธ์ รวมทั้งการพัฒนากำลังคนและความสามารถเชิงสถาบัน และ (2) ต้องมีการดำเนินการในกิจกรรมที่มีต้นทุนการลงทุนสูงเปรียบเทียบกับกิจกรรมที่มีต้นทุนการลงทุนที่ต่ำ เมื่อคำนึงถึง ผลประหยัดพลังงานในปริมาณที่เท่ากัน

11. การลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานในแต่ละปีจะส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานและการหลีกเลี่ยงการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยแผนนี้จะส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2573 รวมเท่ากับ 38,845 ktoeต่อปี และหลีกเลี่ยงการปล่อยก๊าซ CO_2 ได้ประมาณ 140 ล้านตันต่อปี หากคิดเป็นมูลค่าทางการเงินจะส่งผลให้เกิดการประหยัดค่าใช้จ่ายพลังงานได้ 1.1 ล้านล้านบาทต่อปี

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573)

2. เห็นชอบให้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานในการกำกับติดตามการดำเนินงานตามแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน

เรื่องที่ 8 <u>การปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. องค์การพลังงานโลก (World Energy Council : WEC) เป็นองค์กรระหว่างประเทศที่ก่อตั้งขึ้นในปี 2466 มีการดำเนินงานครอบคลุมพลังงานทุกสาขา และมีภารกิจหลักเพื่อส่งเสริมการจัดหาและการใช้พลังงานอย่างยั่งยืน โดยมีการดำเนินงานเกี่ยวกับการส่งเสริม การทำวิจัยเพื่อศึกษาแนวทางการจัดหา และการใช้พลังงานที่เป็นประโยชน์สูงสุดต่อสังคมและมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด การจัดการประชุมทางวิชาการ และดำเนินงานร่วมกับองค์การพลังงานอื่นๆที่มีเป้าหมายในแนวทางเดียวกัน ซึ่งประเทศไทยได้เข้าร่วมเป็นสมาชิกขององค์การพลังงานโลกตั้งแต่ปี 2496 โดยการสมัครเป็นสมาชิกในนามของคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย

2. เมื่อวันที่4 ธันวาคม 2549 กพช. ได้มีมติให้แต่งตั้งคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย โดยมี ศ.ดร.บุญรอด บิณฑสันต์ เป็นประธานกรรมการ ผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เป็นกรรมการและเลขานุการ และมีผู้แทนจากหน่วยงานต่างๆ เข้าร่วมเป็นกรรมการ รวม 18 คน

3. เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2555 คณะกรรมการฯ ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทยใหม่ ดังนี้ (1) ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นประธานกรรมการ (แทน ศ.ดร. บุญรอด บิณฑสันต์ ซึ่งถึงแก่อนิจกรรมด้วยโรคชราเมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2555) (2) รองปลัดกระทรวงพลังงานที่ได้รับมอบหมาย เป็นรองประธานคนที่ 1 (3) อธิบดี พพ. เป็นรองประธานคนที่ 2 (4) ยกเลิกตำแหน่ง รองประธานคนที่ 3 (5) ผู้อำนวยการสำนักความร่วมมือระหว่างประเทศ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นกรรมการและเลขานุการ (6) ผู้อำนวยการกองแผนงาน พพ. เป็นกรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ (7) ระบุชื่อ 6 หน่วยงานหลัก เข้าร่วมเป็นคณะกรรมการฯ และระบุหน่วยงานย่อยที่รับผิดชอบหลัก ดังนี้

หน่วยงานหลักที่เพิ่ม	หน่วยงานย่อยที่รับผิดชอบหลัก
1. สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)	ผู้แทน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
2. กระทรวงการต่างประเทศ (กต.)	ผู้แทน กรมเศรษฐกิจระหว่างประเทศ
3. กระทรวงคมนาคม (คค.)	ผู้แทน สำนักงานปลัดกระทรวงคมนาคม
4. องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.)	ผู้แทน องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก
5. กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (วท.)	ผู้แทน กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
6. กระทรวงอุตสาหกรรม (อก.)	ผู้แทน สำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม

(8) ผู้แทนสำนักงานปลัดกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นกรรมการ (แทนผู้แทนกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม) และ (9) ให้ถอน "ผู้แทนชมรมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ชีวมวล" ออกจากองค์ประกอบคณะกรรมการฯ เนื่องจากไม่มีความชัดเจนในเรื่องสถานะของชมรม ดังนั้น รวมองค์ประกอบคณะกรรมการฯ ที่ได้ปรับปรุงใหม่ มีจำนวน 23 คน จึงขอนำเสนอ กพช.เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบการปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบร่างคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย และมอบหมายให้ ฝ่ายเลขานุการฯ เสนอร่างคำสั่งให้ประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติลงนามต่อไป

เรื่องที่ 9 <u>รายงานผลการดำเนินงานตามมาตรการประหยัดพลังงานภาครัฐ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 20 มีนาคม 2555 ได้มีมติให้หน่วยงานราชการลดใช้พลังงานลงให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 10 เพื่อลดการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ โดยมีมาตรการดังนี้ (1) มาตรการ ระยะสั้น โดยให้กระทรวงพลังงาน และสำนักงาน ก.พ.ร. กำหนดเป็นตัวชี้วัด (Key Performance Index: KPI) ระดับความสำเร็จในกรอบการประเมินผลการปฏิบัติราชการ โดยเริ่มตั้งแต่ปีงบประมาณ 2555 กำหนดเป้าหมายลดใช้ไฟฟ้าและน้ำมันเชื้อเพลิงลงอย่างน้อยร้อยละ 10 และ (2) มาตรการระยะยาว ให้กระทรวงพลังงาน ดำเนินการให้ "อาคารของรัฐที่เข้าข่ายเป็นอาคารควบคุม" ประมาณ 800 แห่ง เร่งปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานไม่ให้เกิน "ค่ามาตรฐานการจัดการใช้พลังงาน" ภายในปีงบประมาณ พ.ศ. 2556 เพื่อเป็นตัวอย่างในการจัดการอาคารของเอกชนที่เข้าข่ายเป็นอาคารควบคุม

2. การดำเนินงานตามมติคณะรัฐมนตรี ณ วันที่ 31 มกราคม 2556

2.1 มาตรการระยะสั้น ดำเนินการโดยกระทรวงพลังงาน ร่วมกับสำนักงาน ก.พ.ร. กำหนดเป็นตัวชี้วัด "ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการประหยัดพลังงาน" ของส่วนราชการ จังหวัด และสถาบันอุดมศึกษา เริ่มตั้งแต่ปีงบประมาณ 2555 น้ำหนักคะแนนร้อยละ 2 เป้าหมายของระดับความสำเร็จคือ ลดใช้พลังงานลงให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 10 เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการใช้ปี 2554 ผลการดำเนินการ มาตรการนี้มี 8,975 หน่วยงาน ที่ต้องเข้าระบบประเมินผลตามที่สำนักงาน ก.พ.ร. กำหนด ประกอบด้วย ส่วนกลาง 1,079 หน่วยงาน จังหวัด 7,658 หน่วยงาน และสถาบันอุดมศึกษา 238 หน่วยงาน ส่วนการดำเนินการในปีงบประมาณ 2556 สำนักงาน ก.พ.ร. กำหนดตัวชี้วัด "ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการประหยัดพลังงาน" บรรจุในกรอบประเมินผลประจำปีงบประมาณ 2556 แล้ว โดยเพิ่มคะแนนจากร้อยละ 2 ในปี 2555 เป็นร้อยละ 3 ในปี 2556 รวมทั้งกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น ได้ให้ความร่วมมือที่จะแจ้งให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นประมาณ 7,853 แห่ง ที่ไม่ได้อยู่ในกรอบการประเมินผลของสำนักงาน ก.พ.ร. ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรีด้วย

2.1 มาตรการระยะยาว ดำเนินการโดยจัดซื้อจัดหาอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานประสิทธิภาพสูงมาใช้ทดแทนของเดิมที่มีอายุการใช้งานมานานให้กับอาคารของรัฐที่เข้าข่ายเป็นอาคารควบคุม ประมาณ 800 แห่ง โดยนำลักษณะธุรกิจจัดการพลังงาน (Energy Service Company : ESCO) มาใช้เพื่อแก้ปัญหาข้อจำกัดด้านงบประมาณที่จะต้องจัดหามาประมาณ 6,300 ล้านบาท โดย พพ. ร่วมมือกับ ESCO ที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกฟน. และ กฟภ. และเริ่มทดสอบความพร้อมกับมหาวิทยาลัย 2 แห่ง คือ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ (ศูนย์รังสิต) และมหาวิทยาลัยเชียงใหม่

3. ข้อจำกัดและการแก้ไข : ข้อจำกัดด้านวิธีการงบประมาณของส่วนราชการในการจะนำงบประมาณหมวดค่าสาธารณูปโภคที่มีไว้เพื่อชำระค่าไฟฟ้านั้นไปจ่ายให้กับ ESCO ซึ่งจะต้องมีการเปลี่ยนหมวดรายจ่าย ไปเป็นหมวดที่เกี่ยวกับการลงทุนและบริหารจัดการ ส่วนวิธีการแก้ไขมีดังนี้ (1) พพ. กำลังประสานกับกระทรวงการคลัง เพื่อจัดทำแนวทางการเบิกจ่าย (2) จัดสรรเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์

พลังงานให้กับ พพ. เป็นจำนวนเงินกว่า 2,000 ล้านบาท เพื่อเร่งดำเนินการก่อน 500 แห่ง (3) พพ. ทำการสำรวจข้อมูลเครื่องใช้สำนักงานของอาคารของรัฐ และกำลังเตรียมจัดซื้อเครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูงและเปลี่ยนใช้แทนของเดิม และ (4) สนพ. กำลังจัดทำแนวทางจัดการอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันเชื้อเพลิง ที่มีอายุการใช้งานมานานเสื่อมสภาพหรือชำรุด ตลอดจนวิธีการรายงานการถอดทำลายซากเพื่อให้แน่ใจว่า ของเก่าที่ถูกถอดออกไม่มีการนำไปใช้ในที่อื่นอีก ทั้งนี้ ในการดำเนินงานต่อไปกระทรวงพลังงานจะกำชับให้หน่วยงานต่างๆ เร่งดำเนินการแก้ไขข้อจำกัดต่างๆ และเร่งดำเนินการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานอาคารของรัฐที่เป็นอาคารควบคุมที่มีอยู่ประมาณ 800 แห่ง ให้เสร็จภายในเดือนกันยายน 2556

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 รายงานประเมินผลการดำเนินงานการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันเบนซิน น้ำมันแก๊สโซฮอล และน้ำมันดีเซล และการปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV และก๊าซ LPG ไตรมาสที่ 3 - 4 ปี 2555

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 เรื่อง การปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันเบนซิน น้ำมันแก๊สโซฮอลและน้ำมันดีเซล และเรื่อง แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV และก๊าซ LPG ดังนี้

1.1 การปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันเบนซิน น้ำมันแก๊สโซฮอล และน้ำมันดีเซล โดย (1) น้ำมันดีเซล หากมีราคาสูงขึ้นจนทำให้มีผลกระทบต่อภาคขนส่งและค่าโดยสารเกินสมควร ให้ กบง. พิจารณาปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ได้ตามความเหมาะสม และหากมีราคาต่ำจนทำให้ผู้ประกอบการขนส่งและโดยสารสมควรปรับอัตราค่าบริการลง ให้ กบง. ปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ เพื่อให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลอยู่ในระดับที่เหมาะสมไม่กระทบเกินสมควรต่อค่าขนส่งและโดยสาร และ (2) น้ำมันเบนซิน/น้ำมันแก๊สโซฮอล ให้รักษาระดับส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเบนซินกับน้ำมันแก๊สโซฮอล เพื่อจูงใจให้มีการใช้พลังงานทดแทน (เอทานอล) รวมทั้งคำนึงถึงสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกและภาวะเงินเฟ้อ การส่งเสริมพลังงานทดแทนและฐานะกองทุนน้ำมันฯ

1.2 แนวทางการปรับราคาก๊าซ NGVให้คงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 10.50 บาทต่อกิโลกรัม ต่ออีก 3 เดือน (16 พฤษภาคม - 15 สิงหาคม 2555) และตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 เห็นชอบมอบหมายให้ กบง. พิจารณาการปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยพิจารณาจาก ผลการศึกษาต้นทุนราคาก๊าซ NGV ที่ศึกษาโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1.3 แนวทางการปรับราคาก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2555 เห็นชอบมอบหมายให้ กบง. พิจารณาการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม ให้ราคาไม่เกินต้นทุนก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมัน โดยกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ในแต่ละเดือนได้ตามความเหมาะสม

1.4 แนวทางการปรับราคาก๊าซ LPG ภาคขนส่ง ให้คงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม ต่ออีก 3 เดือน (16 พฤษภาคม 2555 ถึง 15 สิงหาคม 2555) และตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 มอบหมายให้ กบง. พิจารณาการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งให้ราคาไม่เกินต้นทุนก๊าซ LPG จาก โรงกลั่นน้ำมัน โดยกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ในแต่ละเดือนได้ตามความเหมาะสม ทั้งนี้มอบหมายให้ สนพ. ประเมินผลการดำเนินงานตามข้อ 1 เสนอ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาทุกไตรมาส

2. การปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันเบนซิน น้ำมันแก๊สโซฮอล และน้ำมันดีเซล จาก สถานการณ์ราคาน้ำมันตลาดสิงคโปร์ ไตรมาสที่ 3 ปี 2555 ราคาน้ำมันดิบดูไบ เบนซิน 95 และดีเซลของตลาดสิงคโปร์ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 106.21, 122.21 และ 125.52 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ ราคาน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากความกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบตึงตัวจากการประท้วงของคนงานแท่นขุดเจาะน้ำมันของนอร์เวและปัญหาการผลิตในบริเวณทะเลเหนือ และความไม่สงบในตะวันออกกลาง รวมทั้งการผลิตน้ำมันดิบในอ่าวเม็กซิโกหยุดการผลิต อีกทั้งรัฐบาลจีนได้เผยแผนการลงทุนในระบบสาธารณูปโภคเพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจ ไตรมาส 4 ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ เบนซิน 95 และดีเซลของตลาดสิงคโปร์ยังปรับตัวสูง โดยราคาน้ำมันยังแกว่งตัวอยู่ในระดับสูงเนื่องจากการปะทะกันระหว่างซีเรียและตุรกี และความตึงเครียดเรื่องนิวเคลียร์อิหร่านที่ยังคงมีอยู่หลังสหภาพยุโรปออกมาตรการคว่ำบาตรอิหร่านเพิ่มเติม โดยสรุปปี 2555 ราคาน้ำมันดิบดูไบ เบนซิน 95 และดีเซลตลาดสิงคโปร์ อยู่ที่ระดับ 107.75, 122.48 และ 122.43 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ

3. อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2555 ได้มีการกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเบนซิน 91 แก๊สโซฮอล 95 แก๊สโซฮอล 91 และดีเซล อยู่ที่ 7.10, 3.30, 1.70 และ 2.80 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ในไตรมาส 3 และ 4 กบง. ได้มีมีมติปรับเพิ่ม/ลดอัตราเงินกองทุนน้ำมันฯ จำนวน 15 ครั้ง โดยคำนึงถึงสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกภาวะเงินเฟ้อของประเทศ การส่งเสริมพลังงานทดแทนและฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง รวมทั้งไม่กระทบต่อค่าขนส่งและค่าโดยสาร โดยอัตราที่เพิ่ม/ลด ขึ้นอยู่กับแต่ละชนิดของน้ำมัน ทำให้ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 55 อัตราเงินกองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันเบนซิน 91 แก๊สโซฮอล 95 แก๊สโซฮอล 91 และดีเซล อยู่ที่ 7.20, 2.80, 0.50 และ 1.50 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

4. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย ได้ปรับเพิ่มราคาขายปลีกขึ้นตามราคาตลาดโลก ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2555 ราคาขายปลีกเบนซิน 91 แก๊สโซฮอล 95 แก๊สโซฮอล 91 และดีเซล อยู่ที่ 39.75, 35.43, 33.48 และ 29.53 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ในวันที่ 13 และวันที่ 20 ตุลาคม 2555 กบง. ได้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ เพื่อให้ราคาขายปลีกแก๊สโซฮอล E20 ต่ำกว่าแก๊สโซฮอล 91 ลิตรละ

3 บาท และได้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ เพื่อให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลไม่เกินลิตรละ 30 บาท โดยวันที่ 31 ธันวาคม 2555 ราคาขายปลีกเบนซิน 91 แก๊สโซฮอล 95 แก๊สโซฮอล 91 และดีเซล อยู่ที่ 43.75, 37.83, 35.38 และ 29.79 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

5. ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2555 มีฐานะติดลบ 17,960 ล้านบาท จากการปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันสำเร็จรูปและราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องเพิ่มขึ้น โดยกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2555 มีฐานะติดลบ 16,750 ล้านบาท

6. ราคาขายปลีกก๊าซ NGV ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2555 อยู่ที่ 10.50 บาทต่อกิโลกรัม โดย กบง. เมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2555 ได้มีมติเห็นชอบให้คงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 10.50 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 เป็นต้นไป จนกว่าจะได้ข้อสรุปต้นทุนราคาก๊าซ NGV ของสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาหาข้อสรุปที่เป็นที่ยอมรับของทุกภาคส่วนและรอผลการศึกษาอัตราค่าบริการทางท่อซึ่งเป็นเงื่อนไขข้อกำหนดในการพิจารณาปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ปัจจุบันราคาขายปลีกก๊าซ NGV อยู่ที่ 10.50 บาทต่อกิโลกรัม ไม่เปลี่ยนแปลง

7. การปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม เพื่อให้การดำเนินการเป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรี สนพ. ได้มีการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม โดยในเดือนกรกฎาคม และสิงหาคม 2555 อยู่ที่ 24.86 และ 29.56 บาทต่อกิโลกรัม ตามลำดับ และตั้งแต่เดือนกันยายน - ธันวาคม 2555 อยู่ที่ 30.13 บาทต่อกิโลกรัม

8. การปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่ง เนื่องจากมติคณะรัฐมนตรีเห็นชอบให้คงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งไว้ที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม ไปจนถึงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 สนพ. ได้ออกประกาศ กบง. ให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซให้ภาคขนส่งต้องส่งเงินเข้ากองทุนเพิ่มตั้งแต่วันที่ 16 พฤษภาคม - 15 สิงหาคม 2555 ในอัตราเดิมคือ 2.8036 บาทต่อกิโลกรัม ส่งผลให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม ต่อมาเมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2555 กบง. ได้เห็นชอบปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG เพิ่มขึ้น 0.25 บาทต่อกิโลกรัม ทำให้ปัจจุบันราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่ง อยู่ที่ 21.38 บาทต่อกิโลกรัม

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 11 <u>รายงานการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในปี 2555</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 ได้มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้นและระยะยาว ดังนี้ (1) ในช่วงปี 2554 - 2557 ให้ ปตท. ดำเนินการจัดหา LNG ได้เอง ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ในปริมาณไม่เกินแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว และจัดหา LNG Commissioning Cargo ตามจำเป็นในปริมาณที่ต้องใช้ในการทดสอบการเดินเครื่อง LNG Receiving Terminal และ (2) ในช่วงปี 2558 เป็นต้นไป ให้ ปตท. ดำเนินการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาว และให้นำสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวเสนอต่อ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ อย่างไรก็ตาม หากมีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ให้ ปตท. ดำเนินการได้เอง โดยที่ราคา LNG จะต้องไม่เกินราคาน้ำมันเตา 2%S (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่นรายเดือน) ที่ประกาศโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในกรณีอื่นๆ มอบหมาย สนพ. และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) เป็นผู้พิจารณาอนุมัติการจัดหาระยะสั้น ทั้งนี้ เมื่อ ปตท. ได้นำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้นแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการจัดหาต่อ กพช. เพื่อทราบ เป็นระยะๆ ต่อไป

2. เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (ระยะสั้น) ในช่วงปี 2555 - 2559 โดยจัดหา LNG ในรูปแบบสัญญา Spot และ/หรือ สัญญาระยะสั้น (Short Term Contract) และจัดหา LNG เพิ่มเติมในรูปแบบของสัญญาระยะยาว (Long Term Contract) ในปี 2558 และรับทราบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (ระยะยาว) ในช่วงปี 2560 - 2573

3. การจัดหา LNG ปี 2555 ปตท. ได้จัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะสั้นและสัญญา Spot สำหรับปี 2555 รวมจำนวน 14 เที่ยวเรือ คิดเป็นปริมาณนำเข้ารวม 0.97 ล้านตัน โดยแบ่งการจัดหาเป็น 2 ช่วง คือ (1) การจัดหาด้วยสัญญาระยะสั้น (มกราคม - มิถุนายน 2555) จากผู้ขาย 2 ราย ได้แก่ บริษัท Repsol และบริษัท Total Gas & Power Limited ตั้งแต่ปี 2554 โดยในระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน 2555 ได้ส่งมอบ LNG จำนวน 6 เที่ยวเรือ (ปริมาณรวม 0.42 ล้านตัน) และ (2) การจัดหาด้วยสัญญา Spot (มิถุนายนถึง ธันวาคม 2555) ปตท. จัดหา LNG แบบ SPOT cargo ระหว่างเดือนมิถุนายน - ธันวาคม 2555 จำนวนอีก 8 เที่ยวเรือ (ปริมาณรวม 0.55 ล้านตัน) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซฯ ภายในประเทศ ส่วนการจัดหา LNG ปี 2556 - 2557 ปตท. มีแผนจัดหา LNG ปี 2556 และ 2557 ปริมาณปีละ 2.4 และ 3.5 ล้านตัน ตามลำดับ เพื่อให้สอดคล้องและเป็นไปตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Revision 3)

4. การจัดหา LNG ในรูปแบบของสัญญาระยะยาว โดย กพช. เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2555 และคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 ได้มีมติเห็นชอบให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (SPA) กับบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited ประเทศกาตาร์ ในปริมาณ 2 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2558 เป็นเวลา 20 ปี และเงื่อนไขอื่นๆ ตาม SPA โดยร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุดเรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้ บริษัท ปตท. ได้ลงนาม

สัญญา LNG SPA กับบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2555

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 12 <u>รายงานผลการดำเนินการจากนโยบายการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีมีมติเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 โดยเห็นชอบในหลักการให้ยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2555 เป็นต้นไป ต่อมา คณะรัฐมนตรีมีมติเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 เห็นชอบเลื่อนกำหนดการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 ออกไปอีก 3 เดือน เป็นวันที่ 1 มกราคม 2556 ตามข้อเสนอของ กบง. เพื่อแก้ไขปัญหาขาดแคลนน้ำมันเบนซินพื้นฐาน (G-Base) จากเหตุการณ์โรงกลั่นบางจากไฟไหม้และโรงกลั่นบางรายหยุดซ่อมบำรุง

2. ธพ. ออกประกาศกำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันเบนซิน พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 12 ตุลาคม 2555 กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำมันเบนซินให้เหลือเพียงมาตรฐานคุณภาพน้ำมันเบนซิน 95 (ยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91) และเปลี่ยนชื่อ "เบนซินออกเทน 95" เป็น "เบนซิน" ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2556 เป็นต้นไป ต่อมา ธพ. ได้ร่วมประชุมกับผู้ค้าน้ำมันเพื่อแก้ไขและบริหารจัดการน้ำมันเบนซินพื้นฐาน (G-Base) โดยคาดว่าเมื่อยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 ประชาชนจะเปลี่ยนไปใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลเพิ่มขึ้นซึ่งทำให้ความต้องการ G-Base เพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งผู้ค้าน้ำมันมีศักยภาพในการนำเข้าประมาณ 30-45 ล้านลิตรต่อเดือน

3. กระทรวงพลังงานได้ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนรับทราบการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 ผ่านสื่อต่างๆ โดย (1) ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2556 โรงกลั่นจะยกเลิกผลิตน้ำมันเบนซิน 91 แต่ยังคงมีการผลิตเบนซิน 95 แต่ในระยะแรก (1-3 เดือน) จะยังคงมีน้ำมันเบนซิน 91 เหลือจำหน่าย (2) รถยนต์ตั้งแต่ปี 1995 (พ.ศ. 2538) รถจักรยานยนต์ 4 จังหวะ และเครื่องจักรกลการเกษตร 4 จังหวะ สามารถใช้แก๊สโซฮอลได้ สำหรับรถยนต์ก่อนปี 1995 (พ.ศ. 2538) รถจักรยานยนต์ 2 จังหวะ และเครื่องจักรกลการเกษตร 2 จังหวะ สามารถเข้าร่วมโครงการจัดตั้งศูนย์บริการปรับแต่งเครื่องยนต์เพื่อให้ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลได้ และ (3) การยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 แล้วเปลี่ยนไปใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลจะเกิดผลดี คือ การประหยัดค่าใช้จ่าย เนื่องจากน้ำมันแก๊สโซฮอลมีราคาต่ำกว่าน้ำมันเบนซินประมาณ 7 บาทต่อลิตร (หักความสิ้นเปลืองแล้ว) ผลดีต่อภาคเกษตรเนื่องจากความต้องการใช้เอทานอลจะเพิ่มขึ้นทำให้เกษตรกรมีรายได้เพิ่มขึ้น ผลดีต่อด้านเศรษฐกิจโดยการใช้ผลิตผลในประเทศจะเกิดการจ้างงาน ผลดีต่อสิ่งแวดล้อมโดย น้ำมันแก๊สโซฮอลจะเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

และผลดีต่อความมั่นคงทางพลังงานโดยการใช้แก๊สโซฮอลจะช่วยลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ

4. มาตรการบรรเทาผลกระทบ โดย พพ. ได้จัดตั้งศูนย์บริการปรับแต่งเครื่องยนต์ให้สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลได้ (ระยะที่ 1) ซึ่งกระทรวงพลังงานรับผิดชอบในส่วนของค่าแรงในการปรับแต่ง มีสถาบันการศึกษาของรัฐ ได้แก่ วิทยาลัยอาชีวศึกษาและมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลเข้าร่วมโครงการกว่า 200 แห่ง ทั่วประเทศ เป็นผู้ดำเนินการปรับแต่ง กลุ่มเป้าหมายคือ รถยนต์ก่อนปี ค.ศ. 1995 (พ.ศ. 2538) รถจักรยานยนต์ 2 จังหวะ และเครื่องจักรกลการเกษตร 2 จังหวะ จำนวนรวมประมาณ 200,000 คัน ระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่วันที่ 25 ธันวาคม 2555 - 24 เมษายน 2556

5. ความต้องการใช้น้ำมันกลุ่มเบนซินเปรียบเทียบก่อนและหลังยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91

การใช้กลุ่มเบนซิน (ล้านลิตรต่อวัน)	ช่วงก่อนการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91	ช่วงเตรียมการปรับเปลี่ยน	ช่วงยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 แล้ว แต่ยังมีน้ำมันค้างสต็อกจำหน่าย
	มกราคม ถึง กันยายน 2555	ตุลาคม ถึง ธันวาคม 2555	มกราคม 2556 (วันที่ 1-27)
กลุ่มเบนซิน	20.62	22.23	21.17
เบนซิน 91+95	8.96	8.65	4.21
เบนซิน 91	8.84	8.55	3.38
เบนซิน 95	0.12	0.10	0.83
แก๊สโซฮอล	11.66	13.58	16.69
แก๊สโซฮอล 91	5.61	6.31	7.43
แก๊สโซฮอล 95	5.14	5.63	7.26
แก๊สโซฮอล อี 20	0.84	1.49	1.80
แก๊สโซฮอล อี 85	0.08	0.16	0.19
เอทานอล	1.31	1.62	1.99

5.1 หลังจากที่โรงกลั่นน้ำมันหยุดผลิตน้ำมันเบนซิน 91 ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2556 การใช้ เอทานอลได้ปรับเพิ่มขึ้นจาก 1.31 ล้านลิตรต่อวัน (ข้อมูล 9 เดือนแรกของปี 2555) มาอยู่ที่ 1.99 ล้านลิตร ต่อวัน (ข้อมูลเดือนมกราคม 2556) การจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอลได้ปรับเพิ่มขึ้นจาก 11.66 ล้านลิตรต่อวัน (ข้อมูล 9 เดือนแรกของปี 2555) มาอยู่ที่ 16.69 ล้านลิตรต่อวัน (ข้อมูลเดือนมกราคม 2556) ซึ่งทำให้สัดส่วนการจำหน่ายแก๊สโซฮอลปรับเพิ่มจาก % ของการจำหน่ายน้ำมันกลุ่มเบนซิน มาอยู่ที่ 79% ในเดือนมกราคม 2556 และในช่วง 1-3 เดือนแรก ยังคงมีการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน 91 ซึ่งเป็นน้ำมันที่เหลือค้างถัง แต่ ความต้องการใช้น้ำมันเบนซิน 91 ได้ปรับลดลงมาอยู่ที่ 3.38 ล้านลิตรต่อวัน และสถานีบริการเบนซิน 91 ได้ทยอยปรับเปลี่ยนหัวจ่าย สำหรับปริมาณคงเหลือน้ำมันเบนซิน 91 ของผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ณ วันที่ 31 มกราคม 2556 อยู่ที่ 6.3 ล้านลิตร ซึ่งคาดว่าคงเหลือจำหน่ายในสถานีบริการบาง

แห่งถึงเดือนมีนาคม 2556 สำหรับการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน 95 ได้ทยอยปรับเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 0.83 ล้านลิตรต่อวัน

5.2 การปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ให้สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลได้ ปัจจุบันได้จัดตั้งศูนย์ปรับแต่งเครื่องยนต์ให้สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลได้จำนวน 186 แห่งทั่วประเทศ และคาดว่าจะเปิดครบทั้ง 204 แห่ง ในเดือนมีนาคม 2556 ปัจจุบันมีรถยนต์ รถจักรยานยนต์ และเครื่องจักรกลการเกษตรเข้าร่วมโครงการรวม 2,354 คัน

5.3 จากแผนการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง คาดว่าการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 จะทำให้การใช้น้ำมัน แก๊สโซฮอลและน้ำมันเบนซิน 95 เพิ่มขึ้น และการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลจะคิดเป็นร้อยละ 80-90 ของการใช้น้ำมันกลุ่มเบนซิน และการใช้น้ำมันเบนซินจะอยู่ที่ร้อยละ 10-20 ของการใช้น้ำมันกลุ่มเบนซิน และพบว่าจะมีสถานีบริการน้ำมันเบนซิน 91 ที่ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ดำเนินการเอง เปลี่ยนมาจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล ประมาณร้อยละ 40-50 และอีกร้อยละ 50-60 จะเปลี่ยนไปจำหน่ายน้ำมันเบนซิน 95 ซึ่งจะทำให้มีสถานีบริการ แก๊สโซฮอลเพิ่มขึ้นประมาณ 1,500-1,800 แห่ง

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 13 <u>สถานการณ์พลังงานปี 2555 และแนวโน้มปี 2556</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ภาพรวมพลังงานปี 2555 สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานแนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2555 ขยายตัวร้อยละ 5.5 ซึ่งส่งผลต่อการใช้พลังงานโดยรวมของประเทศในปี 2555 ดังนี้ (1) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น อยู่ที่ระดับ 1,970 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.3 โดยการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นในทุกประเภท (2) การใช้พลังงาน มีมูลค่า 2,140,299 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 (3) การนำเข้าพลังงาน มีมูลค่า 1,442,653 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.6 โดยส่วนใหญ่ร้อยละ 77 เป็นมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบ และ (4) การส่งออกพลังงาน มีมูลค่า 401,564 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 24.6 โดยร้อยละ 85 เป็นมูลค่าการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป

2.สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

2.1 น้ำมันดิบ มีปริมาณการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 858 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.0 ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบนำเข้าอยู่ที่ระดับ 1 14 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

2.2 น้ำมันสำเร็จรูป ารใช้เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.6 โดย (1) น้ำมันเบนซิน การใช้อยู่ที่ระดับ 21.0 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 ส่วนใหญ่เป็นการเพิ่มขึ้นของกลุ่มแก๊สโซฮอล เนื่องจากมาตรการจูงใจทางด้านราคา (2) น้ำมันแก๊สโซฮอล การใช้อยู่

ที่ระดับ 12.0 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 โดยการใช้ แก๊สโซฮอล 95 (E20) เพิ่มขึ้นร้อยละ 64.8 เนื่องจากมาตรการจูงใจด้านราคาที่เพิ่มส่วนต่างราคาขายปลีกระหว่าง E20 และ E10 ให้มากขึ้น และมีสถานีบริการที่เพิ่มขึ้น โดยปัจจุบันมีสถานีบริการ 1,310 แห่ง (3) น้ำมันดีเซล การใช้อยู่ที่ระดับ 56.2 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 ตามภาวะเศรษฐกิจของประเทศที่ขยายตัวและการตรึงราคาขายปลีกอยู่ที่ระดับไม่เกิน 30 บาทต่อลิตร และ (4) LPG โพรเพน และบิวเทน มีการใช้ที่ระดับ 7,353 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 โดยมีการใช้แยกเป็นรายสาขา ได้แก่ ภาคครัวเรือน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41 ของการใช้ทั้งหมด มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.6 ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 การใช้ในรถยนต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14 เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.2 ภาคอุตสาหกรรม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 ลดลงร้อยละ 14.1 ซึ่งลดลงต่อเนื่องหลังจากที่ กพช. มีมติปรับราคา LPG ให้สะท้อนต้นทุนโรงกลั่นน้ำมัน ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2554 และการใช้เป็นพลังงาน (own used) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 ลดลงร้อยละ 16.4

2.3 น้ำมันภาคขนส่งทางบก มีการใช้เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.5 โดยน้ำมันดีเซลมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 57 รองลงมาคือน้ำมันเบนซินมีสัดส่วนร้อยละ 26 NGV มีสัดส่วนร้อยละ 11 และ LPG มีสัดส่วนร้อนละ 6 โดยการใช้ NGV เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 21.4 ถึงแม้ว่าในช่วงต้นปีจะมีการปรับราคาขายปลีกขึ้นเดือนละ 0.50 บาทต่อกิโลกรัม และให้คงราคาขยายปลีกไว้ที่ 10.50 บาทต่อกิโลกรัม จนถึงสิ้นปี แต่เนื่องจากราคาที่ถูกกว่าน้ำมันจึงจูงใจให้ประชาชนหันมาใช้ NGV มากขึ้น ส่วนการใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.2 ถึงแม้ว่าในช่วงต้นปีจะมีการปรับราคาขายปลีกขึ้นเดือนละ 0.75 บาทต่อกิโลกรัม และให้คงราคาขายปลีกไว้ที่ 21.38 บาทต่อกิโลกรัมจนถึงสิ้นปี แต่เนื่องจากราคาที่ถูกกว่าน้ำมันและจำนวนสถานีบริการที่มากกว่า NGV จึงส่งผลให้ประชาชนเปลี่ยนมาใช้ LPG เพิ่มมากขึ้น

2.4 ก๊าซธรรมชาติ มีการใช้อยู่ที่ระดับ 4,508 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.1 โดย การใช้เพิ่มขึ้นในทุกสาขา

2.5 ลิกไนต์/ถ่านหิน มีการใช้อยู่ที่ระดับ 16 ,622 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 โดยในปีนี้ IPP มีการใช้ถ่านหินมากขึ้น เนื่องจากโรงไฟฟ้าเก็คโค่ วัน ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 660 เมกะวัตต์ ได้เริ่มขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2555

2.6 ไฟฟ้า กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า อยู่ที่ 32 ,600 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Gross Peak) เกิดขึ้นเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 26 เมษายน เวลา 14.30 น. ที่ระดับ 26,774 เมกะวัตต์ สูงกว่า Peak ของปีก่อนร้อยละ 9.2 การผลิตไฟฟ้า อยู่ที่ 176,187 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.5 โดยส่วนใหญ่เป็นการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 รองลงมาคือ ลิกไนต์/ถ่านหินคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 การใช้ไฟฟ้า อยู่ที่ 161,784 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.7 เนื่องจากในช่วงต้นปีภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมเริ่มฟื้นตัวจากวิกฤติอุทกภัย รวมทั้งนโยบายกระตุ้นเศรษฐกิจต่างๆ และสภาพอากาศที่ร้อนอบอ้าว ส่งผลให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยภาคอุตสาหกรรมมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 45

3. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2556 : สศช. คาดว่าในปี 2556 ภาวะเศรษฐกิจของไทยจะขยายตัวร้อยละ 4.5 - 5.5 จากอุปสงค์ภายในประเทศที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งการขยายตัวของลงทุนของภาครัฐและเอกชน และคาดว่าราคาน้ำมันดิบตลาดโลกเฉลี่ยจะอยู่ที่ระดับ 108 - 113 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล จึงประมาณการการใช้พลังงานของประเทศปี 2556 ดังนี้

3.1 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 2 ,076 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ ต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2555 ร้อยละ 5.4

3.2 น้ำมันสำเร็จรูป คาดว่าจะมีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 โดย (1) น้ำมันเบนซิน คาดว่ามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.0 จากนโยบายรถยนต์คันแรกที่จะมีรถยนต์เข้าสู่ระบบประมาณ 1 ล้านคัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นรถที่ใช้น้ำมันเบนซิน (2) น้ำมันดีเซล คาดว่ามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 ตามภาวะเศรษฐกิจที่มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งถ้ารัฐบาลยังมีนโยบายให้คงราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลให้อยู่ในระดับต่ำ (3) น้ำมันเครื่องบิน คาดว่ามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 จากการขยายตัวของการท่องเที่ยว (4) LPG คาดว่ามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 เนื่องจากความต้องการในภาคครัวเรือนและในรถยนต์เพิ่มขึ้น ส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมจะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก เนื่องจากการผลิตในประเทศมีจำกัดและการนำเข้ามีราคาสูง และ (5) น้ำมันเตา คาดว่า มีการใช้ลดลงเล็กน้อยร้อยละ 1.9 เนื่องจากการใช้ในอุตสาหกรรมและในการผลิตไฟฟ้าลดลง

3.3 ก๊าซธรรมชาติ คาดว่าปริมาณความต้องการในปี 2556 จะเพิ่มขึ้นจากปี 2555 ร้อยละ 7.6 โดยมีการใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 การใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.8 การใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.3 และใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.7 แต่ถ้าหากมีการปรับราคาขายปลีก NGV เพิ่มขึ้นอาจส่งผลให้การใช้ NGV ขยายตัวไม่สูงมาก

3.4 ไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าในปี 2556 คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.9 ตามภาวะเศรษฐกิจที่มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องจากปีที่ผ่านมา

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 14 งบประมาณรายจ่ายประจำปี 2556 ของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

สรุปสาระสำคัญ

1. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2555 ได้เห็นชอบแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์

พลังงาน ในช่วงปี 2555-2559 และเห็นชอบให้คณะกรรมการกองทุนฯ จัดสรรเงินกองทุนสำหรับใช้จ่ายตามแนวทาง หลักเกณฑ์ฯ ในวงเงินปีละ 7,000 ล้านบาท ภายในวงเงินรวม 5 ปี จำนวน 35,000 ล้านบาท และให้คณะกรรมการกองทุนฯ มีอำนาจปรับปรุงแนวทาง หลักเกณฑ์ฯ และการจัดสรรเงินตามแผนงานต่างๆ ได้ตามความจำเป็นและเหมาะสม ภายในวงเงินรวมดังกล่าว

2. คณะอนุกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 27 เมษายน 2555 ได้เห็นชอบแต่งตั้งคณะทำงานพิจารณากลั่นกรองงบประมาณประจำปี 2556 ของกองทุนฯ และแนวทาง/หลักเกณฑ์ที่สำคัญในการพิจารณางบประมาณกองทุนฯ โดยทำการพิจารณาถึงความสอดคล้องของโครงการ กับภารกิจที่สำคัญ คือ (1) ภารกิจตามข้อกำหนด/กฎหมาย และเจตนารมณ์ของกองทุนฯ ตามมาตรา 25 แห่ง พ.ร.บ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (2) ภารกิจตามยุทธศาสตร์ระดับชาติ นโยบายรัฐบาล และกระทรวงพลังงาน (3) ภารกิจตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี และ (4) ภารกิจตามแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี ซึ่ง ในปีงบประมาณ 2556 มีหน่วยงานขอรับการสนับสนุนเงินกองทุนฯ รวม 1 76 โครงการ เป็นเงินทั้งสิ้น 11,883,744,458 บาท

3. คณะทำงานฯ ได้ประชุมพิจารณากลั่นกรองงบประมาณรายจ่ายปี 2556 รวม 9 ครั้ง ในช่วงวันที่ 20 สิงหาคม 2555 - 20 กันยายน 2555 โดยคำนึงถึงแนวทางที่คณะอนุกรรมการกองทุนฯ เห็นชอบ รวมทั้งแนวทางและหลักเกณฑ์ ดังนี้ (1) หากเป็นโครงการต่อเนื่อง จะต้องมีความก้าวหน้าเกินกว่าร้อยละ 50 ของแผนงาน (2) เป็นโครงการที่มีศักยภาพในการขยายผล และ (3) โครงการที่ขอรับการสนับสนุนต้องไม่ซ้ำซ้อนกับหน่วยงานที่เคยดำเนินการแล้ว โดยผลการพิจารณาเห็นควรสนับสนุนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานตามแผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และแผนพลังงานทดแทน รวม 96 โครงการ เป็นเงินทั้งสิ้น 5,506,513,663 บาท แบ่งเป็น 2 หน่วยงานผู้เบิกเงินกองทุนฯ ดังนี้ (1) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) จำนวน 59 โครงการ เป็นเงิน 4,113,045,452 บาท และ (2) สนพ. จำนวน 37 โครงการ เป็นเงิน 1,393,468,211 บาท

4. เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2555 คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้ มีมติอนุมัติงบประมาณรายจ่ายประจำปี 2556 ของกองทุนฯ เป็นจำนวน 5 ,506,513,663 บาท แบ่งเป็น (1) แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน จำนวนเงิน 4,476,913,632 บาท (2) แผนพลังงานทดแทน จำนวนเงิน 869,227,420 บาท และ (3) แผนบริหารทางกลยุทธ์ จำนวนเงิน 160,372,611 บาท ทั้งนี้ การดำเนินโครงการตามงบประมาณรายจ่ายประจำปี 2556 ของกองทุนฯ ภายใต้แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และแผนพลังงานทดแทน จะสามารถให้ผลประหยัดพลังงานได้ไม่น้อยกว่า 230.98 ktoe และเห็นชอบในหลักการให้เพิ่มกรอบวงเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2556 จำนวนไม่เกิน 1,100 ล้านบาท สำหรับดำเนินโครงการในด้านการสร้างความตระหนัก ปลูกจิตสำนึก และสร้างความรู้ความเข้าใจด้านการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อนำไปสู่การปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 15 <u>รายงานของผู้สอบบัญชีและงบการเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554 และ 2553 ที่สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินตรวจสอบรับรองแล้ว</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 มาตรา 34/2 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยมาตรา 15 แห่งพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 กำหนดให้คณะกรรมการกองทุนจัดทำงบการเงินส่งสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน (สตง.) หรือบุคคลภายนอก ซึ่งคณะกรรมการกองทุนแต่งตั้งโดยความเห็นชอบของ สตง. เป็นผู้สอบบัญชีของกองทุนและให้ตรวจสอบและรับรองบัญชีและการเงินทุกประเภทของกองทุนภายใน 90 วัน นับแต่วันสิ้นปีงบประมาณทุกปี และให้ สตง. หรือผู้สอบบัญชีจัดทำรายงานผลการสอบและรับรองบัญชีและการเงินของกองทุนเสนอต่อคณะกรรมการกองทุนภายใน 150 วัน นับแต่วันสิ้นปีงบประมาณเพื่อเสนอต่อ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อทราบและรายงานผลการสอบบัญชีและการเงินตามวรรคสอง ให้รัฐมนตรีเสนอต่อนายกรัฐมนตรีเพื่อนำเสนอต่อรัฐสภาเพื่อทราบและจัดให้มีการประกาศในราชกิจจานุเบกษา

2. สตง. ได้ตรวจสอบรับรองบัญชีและงบการเงินกองทุนฯ สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554 และ 2553 แล้วเสร็จเมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2555 ต่อมาเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2555 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้รับทราบรายงานของผู้สอบบัญชีและงบการเงินกองทุนฯ ทั้งนี้ ณ วันที่ 30 กันยายน 2554 กองทุนฯ มียอดเงินคงเหลือ 21,713.84 ล้านบาท และ ณ วันที่ 18 มกราคม 2556 กองทุนฯ มียอดเงินคงเหลือ 28,744.82 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 16 <u>การออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานตามกฎกระทรวงฯ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2554 คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 กันยายน 2554 เรื่อง ขอความร่วมมือหน่วยงานราชการและรัฐวิสาหกิจที่จะก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคารที่มีการออกแบบเพื่อการอนุรักษ์พลังงานตามกฎหมายว่าด้วยการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยให้หัวหน้าหน่วยงานราชการและรัฐวิสาหกิจทุกแห่งให้ความร่วมมือในการตรวจประเมินแบบอาคารที่จะก่อสร้างใหม่ (ไม่รวม

อาคารปรับปรุง)ตามที่กฎกระทรวงกำหนดประเภท หรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการออกแบบอาคารเพื่ออนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2552 กำหนด และเห็นชอบให้สำนักงบประมาณพิจารณาคำขอตั้งงบประมาณในการก่อสร้างอาคารใหม่ของส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจที่ได้ตรวจประเมินแบบแล้ว โดยเริ่มตั้งแต่ปีงบประมาณ 2556

2. ณ วันที่ 29 มกราคม 2556 พพ. ได้ตรวจประเมินแบบอาคารให้กับหน่วยงานทั้งภาครัฐและเอกชน สรุปได้ดังนี้

2.1 ในปีงบประมาณ 2556 ตรวจประเมินทั้งหมด 23 แบบ (ภาครัฐ 20 แบบ และภาคเอกชน 3 แบบ) ผ่านเกณฑ์และออกหนังสือผลการตรวจประเมินแบบอาคาร 12 แบบ (ภาครัฐ 10 แบบ และภาคเอกชน 2 แบบ) ไม่ผ่านเกณฑ์และให้ข้อเสนอแนะ 2 แบบ (ภาครัฐ 1 แบบ และภาคเอกชน 1 แบบ) และส่งเรื่องคืน (เป็นอาคารไม่เข้าข่ายตามกฎกระทรวง/ข้อมูลไม่ครบถ้วน) 10 แบบ (ภาครัฐ 9 แบบ และภาคเอกชน 1 แบบ)

2.2 ในปีงบประมาณ 2557 พพ. ได้พิจารณาและออกหนังสือรับรองผลการตรวจประเมินแบบอาคารให้กับหน่วยงานภาครัฐที่ยื่นคำขอตั้งงบประมาณก่อสร้างอาคารใหม่ และจำนวนแบบอาคารที่ตรวจประเมินทั้งหมด 9 แบบ ผ่านเกณฑ์และออกหนังสือรับรองผลการตรวจประเมินแบบอาคารภาครัฐทั้งหมด 4 แบบ อยู่ระหว่างการตรวจประเมินแบบอาคาร 5 แบบ

3. พพ. ได้ดำเนินการเรื่องอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง (ตั้งแต่ปี 2553-ปัจจุบัน) ได้แก่ (1) การจัดทำโปรแกรมสำเร็จรูปและคู่มือการฝึกอบรมการใช้โปรแกรมในการตรวจประเมินการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน และจัดอบรมการใช้โปรแกรมสำเร็จรูปการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน (2) การจัดตั้ง ศูนย์ประสานงานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์ และขอความร่วมมือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) นำกฎกระทรวงว่าด้วยการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ไปเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (3) จัดประชุมชี้แจงขั้นตอนการตรวจสอบและประเมินแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานของหน่วยงานภาครัฐ และจัดประชุมชี้แจงขั้นตอนการตรวจสอบและประเมินแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานของหน่วยงานภาคเอกชน และ (4) ดำเนินการตรวจประเมินแบบอาคารที่จะก่อสร้างใหม่หรือดัดแปลงโดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูปในการตรวจประเมินแบบอาคาร ให้แก่หน่วยงานภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ และเอกชน จำนวน 175 อาคาร

4. แผนการดำเนินงานในปีงบประมาณ 2557 มีดังนี้ (1) จัดทำหนังสือถึงหน่วยงานราชการและรัฐวิสาหกิจทุกแห่ง เพื่อแจ้งเตือนให้หน่วยงานภาครัฐทุกแห่ง (ระดับกรมหรือเทียบเท่า) ที่ต้องการจะของบประมาณในการก่อสร้างอาคารใหม่ ในปีงบประมาณ 2557 เป็นต้นไป จะต้องตรวจประเมินแบบอาคาร ตามมติคณะรัฐมนตรี (2) ประสานกับหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบอาคารภาครัฐ เพื่อออกแบบอาคารมาตรฐานและใช้เป็นต้นแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานของภาครัฐ (3) ตรวจประเมินแบบและ ออกหนังสือรับรองผลการตรวจประเมินแบบอาคาร

เพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ตามจำนวนที่หน่วยงานภาครัฐ ยื่นคำขอตั้งงบประมาณการก่อสร้างอาคารใหม่ ตามกรอบปฏิทินการขอตั้งงบประมาณประจำปี 2557 รวมทั้งบริการตรวจประเมินแบบอาคารของหน่วยงานเอกชนทั้งประเทศ (4) เผยแพร่องค์ความรู้ด้านการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานตามที่กฎหมายกำหนด โดยผลักดันให้มีการเรียนการสอนในสถาบันการศึกษา และพัฒนาความรู้ให้กับสมาชิกขององค์กรวิชาชีพ เช่น สภาวิศวกร หรือสภาสถาปนิก เป็นต้น และ (5) ปรับปรุงแก้ไขกฎหมายเพื่อให้ พ.ร.บ. ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานมีผลบังคับใช้ด้วยตนเอง

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ