มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 3/2554 (ครั้งที่ 136)
วันพุธที่ 27 เมษายน 2554 เวลา 13.30 น.
ณ ห้องประชุมงบประมาณ ชั้น 3 อาคารรัฐสภา 3

---

1. การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย
2. การปรับเลื่อนกำหนดโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผน PDP 2010
3. การแก้ไขปัญหาเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง
4. นโยบายการชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)
5. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3
6. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1
7. แนวทางการจัดเก็บภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์เพื่อชะลอการใช้ LPG ในภาคขนส่ง
8. การเพิ่มขีดความสามารถการนำเข้า การจ่าย และระบบขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
9. แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573)
10. การปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย
11. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

12. การใช้วิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรมสนับสนุนการพัฒนาในสาขาการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซล พ.ศ. 2555 - 2559
13. รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียมประจำปีงบประมาณ 2553
14. รายงานผลการดำเนินงานติดตามการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
ผู้ตรวจราชการกระทรวง รักษาราชการแทนผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายบุญส่ง เกิดกลาง) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 11 มกราคม 2554 เห็นชอบแผนปฏิบัติการปฏิรูปประเทศไทย โดยมีนโยบายการลดค่าครองชีพด้านพลังงาน โดยให้ปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าเพื่อให้การช่วยเหลือค่าไฟฟ้าฟรีสำหรับผู้มีรายได้น้อยที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน เป็นมาตรการถาวร

2. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 รับทราบมติ กพช. ในการประชุมครั้งที่ 2/2554 เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 เรื่องนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554-2558 ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ และมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับไปดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป โดยสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

2.1 อัตราค่าไฟฟ้าต้องมีความเหมาะสมกับลักษณะโครงสร้างเศรษฐกิจและสังคม โดยเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างคุ้มค่าและมีการให้บริการอย่างมีประสิทธิภาพ

2.2 อัตราค่าไฟฟ้าจะต้องส่งเสริมความเสมอภาคของประชาชนในทุกภูมิภาค สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันต้องเป็นอัตราเดียวทั่วประเทศ (Uniform Tariff) ยกเว้นไฟฟ้าพิเศษสำหรับธุรกิจบนเกาะ

2.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจะมีการแยกต้นทุนของแต่ละกิจการ ได้แก่ กิจการผลิต กิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีก ออกให้เห็นอย่างชัดเจนและโปร่งใส สามารถตรวจสอบได้อย่างเป็นระบบ

2.4 อัตราค่าไฟฟ้าจะต้องอยู่ภายใต้กรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ โดยการพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าจะต้องพิจารณา

ภายใต้เงื่อนไขกรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ และเห็นควรให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

2.5 เพื่อให้การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง มีฐานะการเงินที่สามารถขยายการดำเนินงานได้อย่างเพียงพอในอนาคตซึ่งอัตราผลตอบแทนทางการเงินจะอ้างอิงจากอัตราส่วนผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) เป็นหลักในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าโดยให้มีการทบทวนความเหมาะสมและจำเป็นต่อการดำเนินการของสินทรัพย์ของการไฟฟ้าที่ใช้ในฐานกำหนดผลตอบแทนการลงทุน และให้ใช้อัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio: DSCR) และอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน (Debt/Equity Ratio) ประกอบการพิจารณา

2.6 เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เห็นควรให้มีกลไกในการติดตามการลงทุนของการไฟฟ้าให้เป็นไปเพื่อรักษามาตรฐานคุณภาพบริการและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยโดยกำหนดให้มีบทปรับการลงทุนของการไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนที่เหมาะสมที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าหรือการลงทุนในโครงการที่ไม่มีความจำเป็นหรือไม่มีประสิทธิภาพ (Claw Back)

3. กกพ. ได้กำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเทศไทยปี 2554-2558 ให้สอดคล้องกับนโยบาย และแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการของ กพช. โดยสรุปสาระสำคัญดังนี้

3.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใช้หลักการต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost) เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงในแต่ละช่วงเวลา โดยแบ่งต้นทุนของกิจการไฟฟ้าตามประเภทใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งแบ่งออกเป็น 5 ประเภท ได้แก่ ประเภทผลิตไฟฟ้า (Generation: G) ประเภทระบบส่งไฟฟ้า (Transmission: T) ประเภทระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution: D) ประเภทจำหน่ายไฟฟ้า (Retail: R) และประเภทควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator: SO) รวมถึงภาระการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า

3.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

3.2.1 ต้นทุนของกิจการผลิตไฟฟ้า (Generation: G) มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ครอบคลุมต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. และต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนทั้งหมด ซึ่งเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในของโรงไฟฟ้า กฟผ. (EGAT's Internal PPAs) และสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าเอกชน และต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ซึ่งต้นทุนดังกล่าวประกอบด้วย ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment) เป็นต้นคุนคงที่และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) เป็นต้นทุนผันแปร และค่าบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า (Ancillary Service)

3.2.2 ต้นทุนของกิจการระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Transmission Charge and Distribution Charge) ครอบคลุมค่าใช้จ่ายหลักประกอบด้วย ค่าพลังไฟฟ้าของการใช้ระบบส่งและระบบจำหน่าย (Transmission Use of System:

TUOS) และ (Distribution Use of System: DUOS) ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย และค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อไฟฟ้า

3.2.3 ต้นทุนของกิจการผู้ดูแลระบบและผู้ซื้อไฟฟ้ารายเดียว (System Operator and Single Buyer: SO&SB) ครอบคลุมต้นทุนการดำเนินงาน ต้นทุนในการให้บริการลูกค้าและบริหารงาน ค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์และผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม

3.2.4 ต้นทุนของกิจการจำหน่ายไฟฟ้า (Retail: R) ประกอบด้วยต้นทุนการติดตั้งมิเตอร์ การจดหน่วย การออกใบแจ้งหนี้และการเรียกเก็บ (Meter, Reading, Billingand Collection: MRBC)

3.3 ภาระเงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า แบ่งเป็น

1) เงินนำส่งเข้ากองทุนตามมาตรา 97(1) เพื่อการชดเชยและอุดหนุนให้กับผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ในการให้บริการดังนี้

- เพื่อให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาส ให้ได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าให้ใช้ไฟฟ้าฟรีซึ่งหมายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 ซึ่งติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าขนาด 5(15) แอมแปร์ และใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน โดยกระจายภาระให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท รวมถึงให้พิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าตรงของ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนร่วมรับภาระด้วย ทั้งนี้ ยกเว้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก และสูบน้ำเพื่อการเกษตร เพื่อไม่ให้เป็นภาระค่าใช้จ่ายของประชาชนทั่วไป ธุรกิจขนาดเล็ก และการใช้เครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตร
- เพื่อให้มีการให้บริการไฟฟ้าอย่างทั่วถึง เป็นการชดเชยและอุดหนุนผู้รับใบอนุญาตระบบจำหน่ายที่มีการให้บริการไฟฟ้าที่ห่างไกล หรือในพื้นที่ที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ซึ่งมีต้นทุนสูง โดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า
- เพื่อส่งเสริมนโยบายในการกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาคเป็นการชดเชยและอุดหนุนผู้รับใบอนุญาตระบบจำหน่ายที่มีการให้บริการเพื่อส่งเสริมนโยบายในการกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาค โดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า

2) เงินนำส่งเข้ากองทุนตามมาตรา 97(2) เพื่อชดเชยให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งต้องจ่ายค่าไฟฟ้าแพงขึ้นจากการที่ผู้รับใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้า สั่งให้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าอย่างไม่เป็นธรรมและเลือกปฏิบัติอย่างไม่เป็นธรรม โดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้า

3) เงินนำส่งเข้ากองทุนตามมาตรา 97(3) เพื่อพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า โดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า

4) เงินนำส่งเข้ากองทุนตามมาตรา 97(4) เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีที่ใช้ในการกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

- การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) Feed in Tariff
- การศึกษาวิจัยเพื่อส่งเสริมพลังงานทดแทน โดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า ในอัตรา 0.5 สตางค์ต่อหน่วย

5) เงินนำส่งเข้ากองทุนตามมาตรา 97(5) เพื่อการส่งเสริมสังคมและประชาชนให้มีความรู้ ความตระหนัก และมีส่วนร่วมทางด้านไฟฟ้า โดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า ในอัตราไม่เกิน 0.2 สตางค์ต่อหน่วย

3.4 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. และ กฟภ. เป็นโครงสร้างเดียวกัน ที่มีความแตกต่างกันตามระดับแรงดันและช่วงเวลาของการใช้

3.5 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

1) ครอบคลุมต้นทุนค่าบริการของกิจการผลิต ต้นทุนค่าบริการระบบส่ง ต้นทุนค่าบริการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้ารายเดียว ต้นทุนค่าบริการระบบจำหน่าย และต้นทุนในการดำเนินงานของกิจการจำหน่ายไฟฟ้า

2) สะท้อนต้นทุนตามช่วงเวลาและลักษณะการใช้ไฟฟ้าเพื่อส่งสัญญาณให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีการกำหนดเป็นอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate) และมีการกำหนดอัตราค่าบริการรายเดือน

3) อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับปี 2554-2555 จะไม่สูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน

4) แบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 8ประเภท ประกอบด้วย (1) บ้านอยู่อาศัย (2) กิจการขนาดเล็ก (3) กิจการขนาดกลาง (4) กิจการขนาดใหญ่ (5) กิจการเฉพาะอย่าง (6) องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร (7) กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร และ (8) ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว โดยผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทหน่วยงานราชการจะถูกจัดอยู่ในประเภทกิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง หรือกิจการขนาดใหญ่ ตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า

5) กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันเป็นอัตราเดียวกันทั่วประเทศ (Uniform Tariff) และมีความแตกต่างกันตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ยกเว้นการจำหน่ายไฟฟ้าตามเกาะต่างๆ กำหนดให้เป็นอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับธุรกิจ โดยคิดจากต้นทุนส่วนเพิ่มจากเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริง เฉพาะในส่วนที่เพิ่มขึ้นจากการขยายเขตไฟฟ้าปกติ

6) ยกเลิกการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร

7) กำหนดให้มีอัตราค่าไฟฟ้าประเภทส่งเสริมการประหยัดการใช้ไฟฟ้าขึ้นมาใหม่ เรียกว่า Demand Response Rate ที่ใช้หลักการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่ระบบเกิดวิกฤต จะได้รับเงินเป็นค่าตอบแทน หรือได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้า เนื่องจากระบบสามารถประหยัดการลงทุนหรือลดความเสี่ยงที่จะเกิดไฟดับจากการที่ไม่

สามารถจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการในช่วงความต้องการสูงสุดได้ ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Rate) ที่มีวัตถุประสงค์ในการหยุดใช้ไฟฟ้าในช่วงวิกฤตคล้ายคลึงกันนั้น จะยังคงประกาศใช้ต่อไปจนกว่าอัตรา Demand Response Rate จะศึกษาแล้วเสร็จและประกาศใช้ต่อไป

3.6 การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) เพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนที่อยู่นอกเหนือการควบคุม โดยให้ปรับปรุงค่า Ft ทุกๆ 4 เดือน เพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนผันแปร

3.7 การดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตจะต้องอยู่ภายใต้กรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ ตามประเภทของกิจการ ดังนี้

1) กิจการผลิตไฟฟ้า: กำหนดระดับผลตอบแทนจากเงินลงทุน (Return On Invested Capital: ROIC) ในระดับใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ภายใต้การใช้เชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพตามประเภทของเทคโนโลยี

2) กิจการระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และประเภทจำหน่ายไฟฟ้า:

- กำหนดระดับผลตอบแทนจากเงินลงทุน (ROIC) ในระดับใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (WACC) ในแต่ละกิจการ โดยคำนึงถึงการให้บริการตามมาตรฐานทั้งทางด้านวิชาการและวิศวกรรม และมาตรฐานคุณภาพการให้บริการตามที่ กกพ. กำหนด
- กำกับให้ผู้ได้รับใบอนุญาตลงทุนตามแผนการลงทุนที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและให้มีการนำส่งคืนเงินที่ไม่ได้ดำเนินงานเป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ (Claw Back) พร้อมทั้งค่าสูญเสียโอกาสทางการเงินที่คำนวณจากอัตราดอกเบี้ยในระดับอย่างน้อยเท่ากับ MLR เฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ 5 ลำดับแรกของประเทศไทย มาปรับลดให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยจะพิจารณาให้ความเป็นธรรมกับผู้รับใบอนุญาต ทั้งนี้ ให้รวมการลงทุนที่ต่ำกว่าแผนการลงทุนตั้งแต่ปี 2551 เป็นต้นไป

3) กิจการควบคุมระบบไฟฟ้าต้องสั่งจ่ายไฟฟ้าอย่างเป็นธรรม โดยจะต้องสั่งการเดินโรงไฟฟ้าที่มีความพร้อมอยู่ในระบบขณะนั้น โดยเริ่มจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุดไปเป็นลำดับ (Merit Order)

ทั้งนี้ ผู้รับใบอนุญาตจะต้องจัดทำข้อมูลทางบัญชีเพื่อกำกับดูแลโครงสร้างค่าไฟฟ้าและการเปิดเผยข้อมูล (Regulatory Accounting and Information Disclosure: RAID) ส่งให้ กกพ. ใช้ในการติดตามและตรวจสอบการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาต ในช่วงระยะเวลาที่อัตราค่าไฟฟ้ามีผลบังคับใช้

3.8 การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเทศไทยปี 2554-2558 ให้ประกาศใช้เป็นระยะเวลา 5 ปี (ปี 2554-2558)โดยบังคับใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าในรอบเดือน

กรกฎาคม 2554 เป็นระยะเวลา 2 ปี และให้ทบทวนในปี 2556เพื่อการประกาศใช้ต่อไปอีก 3 ปี

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเทศไทยปี 2554-2558 ตามข้อ 3 ซึ่งสอดคล้องกับมติ กพช. ในการประชุมครั้งที่ 2/2554 (ครั้งที่ 135) เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554

2. เห็นชอบให้ใช้หลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเทศไทยปี 2554-2558 เป็นระยะเวลา 5 ปี (ปี 2554-2558) โดยให้มีการประกาศใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าในรอบเดือนกรกฎาคม 2554 เป็นระยะเวลา 2 ปี และให้มีการทบทวนในปี 2556 เพื่อการประกาศใช้ต่อไปอีก 3 ปี

3. เห็นชอบการกำหนดประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า แบ่งเป็น 8ประเภท ประกอบด้วย (1) บ้านอยู่อาศัย (2) กิจการขนาดเล็ก (3) กิจการขนาดกลาง (4) กิจการขนาดใหญ่ (5) กิจการเฉพาะอย่าง (6) องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร (7) กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร และ (8) ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว โดยผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทหน่วยงานราชการจะถูกจัดอยู่ในประเภทกิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง หรือกิจการขนาดใหญ่ ตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า

4. เห็นชอบให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท1.1 ซึ่งติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าขนาด 5(15) แอมแปร์ และใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสตามมาตรา 97(1) แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550ซึ่งได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าให้ใช้ไฟฟ้าฟรี โดยกระจายภาระให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท รวมถึงให้พิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าตรงของ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนร่วมรับภาระด้วย ทั้งนี้ ยกเว้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก และประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร

5. เห็นชอบให้ กกพ. พิจารณาปรับลดค่าไฟฟ้าจากการลงทุนที่ต่ำกว่าแผนของการไฟฟ้าในปี 2551-2553พร้อมทั้งค่าสูญเสียโอกาสทางการเงินในอัตราที่เหมาะสม อย่างน้อยเท่ากับ MLR เฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ 5 ลำดับแรกของประเทศไทย รวมทั้งนำผลตอบแทนการลงทุน (ROIC) ของการไฟฟ้าที่สูงกว่าหลักเกณฑ์ที่กำหนดไว้ มาปรับลดค่าไฟฟ้าด้วย

ทั้งนี้ที่ประชุมขอให้ กกพ. รับความเห็นของที่ประชุมไปพิจารณาดำเนินการต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>การปรับเลื่อนกำหนดโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผน PDP 2010</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 โดยเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) ซึ่งได้บรรจุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant: NPP) ทั้งหมด 5 โรง ขนาดโรงละ 1,000 เมกะวัตต์ ในปี 2563, 2564, 2567, 2568 และ 2571 ตามลำดับ ทั้งนี้ ให้กระทรวงพลังงานรับไปจัดทำแผนสำรองเพื่อรองรับกรณีไม่มีการดำเนินการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์เพื่อเป็นแนวทางในกรณีที่ PDP 2010 (แผนหลัก) ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมาย

2. กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 มีมติรับทราบ PDP 2010 กรณีแผนสำรอง โดยจัดทำเป็น 2 กรณี คือ (1) แผนสำรองที่ 1 : กรณีเลื่อนแผนการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 2 ปี (2) แผนสำรองที่ 2 : กรณีไม่มีการดำเนินการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

3. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2553 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 โดยเห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาในระยะเร่งด่วน (ปี 2554 - 2562) โดยเร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 ขนาด 800 เมกะวัตต์ และเร่งดำเนินการ (1) โครงการโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4 ขนาด 800 เมกะวัตต์ (2) โครงการโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 ขนาด 800 เมกะวัตต์ รวมทั้งปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) ประเภทสัญญา Firm เพิ่มขึ้น 1,500 เมกะวัตต์ (รวม 3,500 เมกะวัตต์) เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น เพิ่มความคุ้มค่าในการลงทุนให้กับโครงข่ายท่อส่งก๊าซในปัจจุบันและโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration

4. สำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (สพน.) ได้จัดทำรายงานผลการประเมินตนเอง (Self-Evaluation Report: SER) ตามข้อกำหนดทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (International Atomic Energy Agency: IAEA) รวม 19 ประเด็น เมื่อสิ้นสุดการดำเนินงานในระยะที่ 1 (2551 - 2553) เพื่อประกอบการตัดสินใจในการดำเนินการระยะที่ 2 และได้จัดส่ง SER ต่อ IAEA เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2553 และได้รับการประเมินจากผู้เชี่ยวชาญ IAEA จำนวน 2 ครั้ง ในวันที่ 12 - 16 กรกฎาคม 2553 และวันที่ 13 - 18 ธันวาคม 2553 จากการประเมินทั้ง 2 ครั้ง ผู้เชี่ยวชาญ IAEA ได้ให้ข้อเสนอแนะว่าประเทศไทยควรปรับปรุงอย่างจริงจัง 3 ประเด็น ได้แก่ (1) ประเด็นที่ 1 นโยบายประเทศ (National Position) (2) ประเด็นที่ 2 ความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ (Nuclear Safety) และ (3) ประเด็นที่ 10 การพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ (Human Resources) สำหรับเรื่องกฎหมายและข้อผูกพันระหว่างประเทศ ประเทศไทยต้องลงนามเพื่อเข้าร่วมเป็นภาคีในอนุสัญญาที่สำคัญสำหรับการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จำนวน 5 ฉบับ

5. วันที่ 11 มีนาคม 2554 เกิดเหตุการณ์แผ่นดินไหวขนาด 9.0 ริกเตอร์ และเกิดคลื่นสึนามิตามมาทางชายฝั่งตะวันออกของประเทศญี่ปุ่น ส่งผลให้อาคารคลุมเตาปฏิกรณ์ส่วนบนเกิดการระเบิดและไฟไหม้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ฟุกุชิมา ไดอิชิ (Fukushima Daiichi) หน่วยที่ 1, 2, 3 และ 4 ในจังหวัดฟุคุชิมะ เนื่องด้วยเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าฉุกเฉินและระบบระบายความร้อนไม่ทำงานสาเหตุจากได้รับความเสียหายจากคลื่นสึนามิ ซึ่งภายหลังการระเบิดได้เกิดการฟุ้งกระจายของสารกัมตภาพรังสีสู่ภายนอก รัฐบาลญี่ปุ่นประกาศเหตุฉุกเฉินทางนิวเคลียร์ และให้ผู้คนที่อยู่โดยรอบโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima-Daiichi ในระยะ 20 กิโลเมตร อพยพ ออกนอกพื้นที่

6. วันที่ 12 เมษายน 2554 Nuclear and Industrial Safety Agency (NISA) ของประเทศญี่ปุ่นได้ยื่นขอยกระดับมาตราการระหว่างประเทศว่าด้วยเหตุการณ์ทางนิวเคลียร์ (International Nuclear and Radiological Event Scale; INES) ที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima-Daiichi เป็นระดับ 7 ต่อ IAEA โดยรวมอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima-Daiichi หน่วยที่ 1, 2 และ 3 เป็นเหตุการณ์เดียว และสำหรับโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 4 ยังถูกจัดไว้ในระดับ 3 ตั้งแต่วันที่ 18 มีนาคม 2554 เป็นต้นมา ปัจจุบันบริษัท Tokyo Electric Power (TEPCO) อยู่ระหว่างดำเนินการระบายความร้อน และการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากสายส่งไฟฟ้าภายนอกเข้าสู่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และได้ออกประกาศว่ามีแผนการจะหล่อเย็นเตาปฏิกรณ์ทั้งหมดและควบคุมการแพร่กระจายของสารกัมมันตภาพรังสีทั้งหมดให้สำเร็จภายใน 6 - 9 เดือน

7 จากเหตุการณ์อุบัติเหตุของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima Daiichi หน่วยที่ 1, 2, 3 และ 4 ในจังหวัดฟุคุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น ส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นและการยอมรับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของประเทศไทย รวมทั้งท่าทีของรัฐบาลในหลายประเทศต้องการทบทวนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอให้มีการปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อให้มีการทบทวนในมาตรการความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ (Nuclear Safety) และการเตรียมความพร้อมในด้านต่างๆ เช่น ด้านกฎหมาย (Legislative Framework) ด้านการกำกับดูแล (Regulatory Framework) และด้านการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Involvement) รวมทั้งการมีแผนรองรับเพิ่มเติมดังบทเรียนที่เกิดขึ้นในประเทศญี่ปุ่น ดังนี้

(1) ควรให้มีการปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี จากแผนเดิมโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โรงแรก (NPP#1) จะเข้าระบบในปี 2563 เป็นปี 2566 รวมทั้งโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โรงอื่นๆ ที่ตามมา ซึ่งการเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปนั้นจะมีการเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนตามแผน PDP 2010 เดิม ให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เลื่อนมาเป็นปี 2563 รายละเอียด ดังนี้

เปรียบเทียบกำหนดโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์กรณีปรับเลื่อนออกไป 3 ปี กับแผน PDP 2010 (แผนหลัก)

ปี	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573

PDP2010 (2553-2573)	NPP#1	NPP#2			NPP#3	NPP#4			NPP#5		
			CC#1	CC#2-6		CC#7	CC#8-9	CC#10	CC#11-12	CC#13	
แผนปรับเลื่อน NPP 3ปี	<-- เลื่อนออกไป 3 ปี -->			NPP#1	NPP#2			NPP#3	NPP#4		
	CC#1		CC#2-3	CC#4-7		CC#8-9	CC#10-11		CC#12-13	CC#14	CC#15

หมายเหตุ : NPP#1 = โรงไฟฟ้านิวเคลียร์หน่วยที่ 1
CC#1 = โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหน่วยที่ 1 ใช้ก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ การปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี นั้น จะทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวมทั้งสิ้น 4 โรง เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โรงที่ 5 (NPP#5) จะอยู่นอกกรอบแผน PDP 2010 ซึ่งมีระยะ 20 ปี (2553 - 2573)

(2) การดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ดังนั้น กระทรวงพลังงาน และ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ควรพิจารณาปรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับให้เหมาะสมต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ปรับเลื่อนกำหนดโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี

2. มอบหมายให้สำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (สพน.) รับไปดำเนินการศึกษาวิเคราะห์เพื่อปรับปรุงการเตรียมความพร้อม และสร้างความรู้ความเข้าใจให้ประชาชนอย่างต่อเนื่องในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

เรื่องที่ 3 <u>การแก้ไขปัญหาเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2553 มีมติเห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในวงเงินประมาณ 5,000 ล้านบาท ในการรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร เป็นการชั่วคราวประมาณ 2 - 3 เดือน โดยมอบหมายคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปดำเนินการ และถ้าหากราคาน้ำมันตลาดโลกยังปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ และเงินกองทุนน้ำมันฯ ในวงเงิน 5,000 ล้านบาท ไม่เพียงพอ ให้กระทรวงการคลังและกระทรวงพลังงานร่วมกันพิจารณาหาแนวทางการแก้ไขปัญหา

เพิ่มเติม และให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการพิจารณาต่อไป และต่อมา กพช. เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2554 ได้มีมติเห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในการรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร ไปจนถึงสิ้นเดือนเมษายน 2554 โดยมอบหมายคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปดำเนินการ หากฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสุทธิเหลือวงเงินประมาณ 10,000 ล้านบาท ให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป

2. ต่อมาคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 20 เมษายน 2554 ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันดีเซลที่มีปริมาณกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.035 โดยน้ำหนักจากอัตราภาษี 5.310 บาทต่อลิตร ลดลงเหลืออัตราภาษี 0.005 บาทต่อลิตร และลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันดีเซลที่มีไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมันผสมอยู่ไม่น้อยกว่าร้อยละ 4 จากอัตราภาษี 5.040 บาทต่อลิตร ลดลงเหลืออัตราภาษี 0.005 บาทต่อลิตร ตั้งแต่วันที่ 21 เมษายน 2554 จนถึงวันที่ 30 กันยายน 2554 จากการปรับลดอัตราภาษีสรรพสามิตส่งผลให้ภาษีเทศบาลลดลง 0.5305 บาท/ลิตร จาก 0.5310 เป็น 0.0005 บาท/ลิตร (คิดร้อยละ 10 ของภาษีสรรพสามิต) ทำให้ภาษีลดลงทั้งสิ้น 5.8355 บาท/ลิตร โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 21 เมษายน 2554 ถึง 30 กันยายน 2554

3. เพื่อเป็นการลดภาระกองทุนน้ำมันฯ กบง. จึงได้ปรับลดเงินชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็วจากกองทุนน้ำมันฯ สำหรับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ลง 5.8355 บาท/ลิตร เท่ากับภาษีที่ลดลง เพื่อรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วไว้ที่ 29.99 บาท/ลิตร มีผลทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องดีขึ้นจากติดลบ 381 ล้านบาท/วัน เป็นติดลบ 56 ล้านบาท/วัน โดยฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 21 เมษายน 2554 มีฐานะสุทธิ 3,841 ล้านบาท

4. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันฯ หากต้องตรึงราคาน้ำมันดีเซลไว้ไม่เกิน 30 บาท/ลิตร ถึงวันที่ 30 กันยายน 2554 จะส่งผลกระทบต่อกองทุนน้ำมันฯ ดังนี้ (ที่อัตราแลกเปลี่ยน 30 บาท/เหรียญสหรัฐฯ)

<u>กรณีที่ 1</u> ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ย 125 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องติดลบ ประมาณ 20,000 ล้านบาท
<u>กรณีที่ 2</u> ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ย 120 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องติดลบ ประมาณ 11,000 ล้านบาท
<u>กรณีที่ 3</u> ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ย 115 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องติดลบ ประมาณ 2,000 ล้านบาท
<u>กรณีที่ 4</u> ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ย 110 เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล ทำให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องเป็นบวก ประมาณ 6,700 ล้านบาท

5. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาเพื่อให้กองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องทางการเงินมากขึ้น 2 แนวทาง คือ ขออนุมัติงบกลาง ประจำปีงบประมาณ 2554 ให้กับกองทุนน้ำมันฯ ในวงเงิน ประมาณ 20,000 ล้านบาท หรือ ขออนุมัติให้

สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน) กู้ยืมเงินจากสถาบันการเงิน ในวงเงินประมาณ 20,000 ล้านบาท

มติของที่ประชุม

หากราคาน้ำมันปรับเพิ่มสูงขึ้นจนทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่มีสภาพคล่องที่จะไปชดเชยราคาน้ำมันเชื้อเพลิง อนุมัติในหลักการให้สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน) กู้ยืมเงินจากสถาบันการเงิน ในวงเงินประมาณ 20,000 ล้านบาท เพื่อใช้เสริมสภาพคล่องทางการเงินของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

เรื่องที่ 4 นโยบายการชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 มีมติเห็นชอบ เรื่อง นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) โดยให้ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG และราคาก๊าซ NGV ต่อไปจนถึงมิถุนายน 2554 และให้คงอัตราเงินชดเชยก๊าซ NGV โดยใช้เงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในอัตรา 2 บาท/กก. ไปจนถึงมิถุนายน 2554

2. สถานการณ์ความต้องการใช้ก๊าซ LPG ปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 510 พันตัน/เดือน แยกเป็นภาคครัวเรือนประมาณร้อยละ 41 ภาคขนส่งร้อยละ 13 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 12 และภาคปิโตรเคมีร้อยละ 34 โดยมีการนำเข้าประมาณ 114 พันตัน/เดือน โดยราคาก๊าซ LPG เดือนเมษายน 2554 อยู่ที่ 881 เหรียญสหรัฐ/ตัน และคาดว่าในช่วงเดือนพฤษภาคม-ธันวาคม 2554 ราคาก๊าซ LPG เฉลี่ยอยู่ที่ 794 เหรียญสหรัฐ/ตัน ทั้งนี้ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 - 18 เมษายน 2554 มีการนำเข้าทั้งสิ้น 3,105 พันตัน ทำให้ต้องชดเชยราคาก๊าซ LPG จากการนำเข้า คิดเป็นเงินประมาณ 43,042 ล้านบาท

3. สถานการณ์การใช้ก๊าซ NGV ณ สิ้นเดือนมีนาคม 2554 มีปริมาณการใช้ก๊าซ NGV 6,395 ตัน/วัน โดยมีสถานีบริการ NGV จำนวน 438 แห่ง กระจายทั่วประเทศในภูมิภาคต่างๆ ครอบคลุม 52 จังหวัด มีจำนวนรถที่ใช้ NGV 246,066 คัน โดยปัจจุบัน กบง. ได้มีการชดเชยภาระขาดทุน 2 บาทต่อกิโลกรัม ทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมีภาระเงินชดเชย NGV สะสมประมาณ 4,184 ล้านบาท (มีนาคม 2553-มีนาคม 2554) ทั้งนี้ หากราคาขายปลีก NGV ยังเป็นเช่นปัจจุบัน คาดว่าตั้งแต่เดือนเมษายนถึงธันวาคม 2554 กองทุนน้ำมันฯ จะมีภาระเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 3,817 ล้านบาท

4. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 21 เมษายน 2554 มีเงินสดสุทธิ 34,996 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 31,155 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 30,942 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 213 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 3,841 ล้านบาท

5. เพื่อให้การดำเนินงานมีความต่อเนื่องตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเสนอแนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG โดยให้ขยายระยะเวลาการตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนและขนส่ง จากสิ้นเดือนมิถุนายน 2554 ไปจนถึงสิ้นเดือนกันยายน 2554 และทยอยปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรมให้สะท้อนต้นทุนโรงกลั่นน้ำมัน เริ่มตั้งแต่กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป โดยปรับราคาขายปลีกไตรมาสละ 1 ครั้ง จำนวน 4 ครั้งๆ ละ 3 บาท/กก. รวมทั้งให้ขยายระยะเวลาการตรึงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ในระดับราคา 8.50 บาท/กก. และคงอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ในอัตรา 2 บาท/กก. จากสิ้นเดือนมิถุนายน 2554 ไปจนถึงสิ้นเดือนกันยายน 2554

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ขยายระยะเวลาการตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนและขนส่ง จากสิ้นเดือนมิถุนายน 2554 ไปจนถึงสิ้นเดือนกันยายน 2554

2. เห็นชอบให้ทยอยปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคอุตสาหกรรมให้สะท้อนต้นทุนโรงกลั่นน้ำมัน ตั้งแต่กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป โดยปรับราคาขายปลีกไตรมาสละ 1 ครั้ง จำนวน 4 ครั้งๆ ละ 3 บาท/กก.

3. เห็นชอบให้ขยายระยะเวลาการตรึงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ในระดับราคา 8.50 บาท/กก. และคงอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ในอัตรา 2 บาท/กก. จากสิ้นเดือนมิถุนายน 2554 ไปจนถึงสิ้นเดือนกันยายน 2554

4. มอบหมายให้ สนพ. รับไปจัดทำแนวทางการปรับราคา LPG ภาคอุตสาหกรรม เพื่อนำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาเห็นชอบ และนำเสนอ กพช. เพื่อทราบต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันรัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 ปัจจุบัน มี 4 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (220 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) และโครงการหงสาลิกไนต์ (1,473 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนกรกฎาคม 2555 และมิถุนายน 2558 ตามลำดับ นอกจากนี้ มีอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว ได้แก่ โครงการน้ำงึม 3

(440 เมกะวัตต์) โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย (390 เมกะวัตต์) และโครงการไซยะบุรี (1,220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคมปี 2560 2561 และ 2562 ตามลำดับ

2. การเจรจาร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) กับกลุ่มผู้พัฒนาโครงการน้ำงึม 3 ภายใต้กรอบ Tariff MOU ดังกล่าว จะใช้ PPA ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ได้ผ่านการพิจารณาของสำนักงานอัยการสูงสุด (อส.) และที่ กฟผ. ได้ลงนามสัญญาไปแล้วเป็นต้นแบบ ทั้งนี้คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศกับประเทศเพื่อนบ้าน ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 เมษายน 2554 ได้มีมติเห็นชอบร่าง PPA โครงการน้ำงึม 3 ดังกล่าวแล้ว

3. กลุ่มผู้พัฒนาโครงการฯ ได้แก่ Nam Ngum 3 Power Company Limited (NN3PC) ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนใน สปป. ลาว โดยมีผู้ถือหุ้นดังนี้ GMS Lao Co., Ltd. (27%) Marubeni Corporation (25%) Ratch (25%) และ Lao Holding State Enterprise (23%) โครงการฯ นี้ ตั้งอยู่ตอนกลางของลำน้ำงึม ในแขวงไชสมบูน ลักษณะเขื่อน เป็นเขื่อนหินทิ้งดาดคอนกรีต โครงการมีกำลังผลิตติดตั้ง 440 เมกะวัตต์ (2 x 220 เมกะวัตต์) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เฉลี่ยปีละประมาณ 2,128 ล้านหน่วย โดยแบ่งเป็น Primary Energy 1,929 ล้านหน่วยต่อปี Secondary Energy 151 ล้านหน่วยต่อปี และ Excess Energy 48 ล้านหน่วยต่อปี ระบบส่ง ฝั่ง สปป. ลาว 500 kV ความยาว 99 กิโลเมตร จากโครงการฯ มายังสถานีไฟฟ้านาบง (สฟ.นาบง) และระบบส่ง 500 kV ความยาว 27 กิโลเมตร จาก สฟ.นาบง มายังจุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว เพื่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของ กฟผ. ระบบส่งฝั่งไทย 500 kV ความยาว 80 กิโลเมตร จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 ไปยังจุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว เพื่อเชื่อมโยงกับระบบส่งฝั่งลาว

4. สรุปสาระสำคัญในร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการน้ำงึม 3 ได้ดังนี้

4.1 คู่สัญญา คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และ Nam Ngum 3 Power Company Limited (NN3PC : ในร่างสัญญาฯ เรียกว่า Generator)

4.2 อายุสัญญา 27 ปีนับจากวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) กรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งต้องการต่ออายุสัญญา ต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 2 ปี ก่อนสิ้นสุดอายุสัญญา

4.3 Generator จะต้องจัดหาเงินกู้ให้ได้ภายในวันที่เกิดขึ้นช้ากว่าระหว่าง วันที่ 1 กรกฎาคม 2554 และ 6 เดือนนับจากวันลงนามสัญญาฯ (Scheduled Financial Close Date : SFCD) หากจัดหาเงินกู้ล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับในอัตรา 2,000 เหรียญสหรัฐต่อวัน

4.4 การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองคำสั่งของ กฟผ. ได้แบบ Fully Dispatchable และ Generator ไม่มีสิทธิ์ขายพลังงานไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม นอกเหนือจากส่วนที่ใช้เป็น Station Service ที่ สฟ.นาบง และโรงไฟฟ้าโครงการอื่นๆ ที่ใช้ สฟ.นาบง และส่วนที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

4.5 อัตราค่าไฟฟ้า (ณ ชายแดน) และการจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้า

- ระหว่างการทดสอบ (Test Energy) = 0.570 บาท/kWh
- ระหว่าง Unit Operation Period = 1.827 บาท/kWh
  ตั้งแต่ COD เป็นต้นไป
- Primary Energy = 3.582 US¢ + 1.218 บาท /kWh
  รวมเป็น = 2.436 บาท/kWh
  (ณ อัตราแลกเปลี่ยน 34บาท/ดอลล่าสหรัฐ)
- Secondary Energy = 1.462 บาท/kWh
- Excess Energy = 1.340 บาท/kWh
- สกุลเงินที่จ่ายค่าพลังงานไฟฟ้า
- PE จ่ายเป็น USD 50% และเงินบาท 50%
- SE และ EE จ่ายเป็นเงินบาททั้งหมด

4.6 Generator จะต้องวาง Securities เพื่อเป็นหลักประกันการชำระหนี้ต่างๆ ที่มีต่อ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาฯ ตามที่กำหนดไว้

4.7 การยุติข้อพิพาท ในลำดับแรก หากไม่สามารถตกลงกันได้ภายในช่วงเวลาที่กำหนด ให้นำเข้าสู่อนุญาโตตุลาการ (Arbitration) โดยใช้กฎของ UNCITRAL Rule และดำเนินการที่สิงคโปร์ โดยใช้ภาษาอังกฤษ

4.8 สัญญาฯ นี้ใช้บังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3 และให้ กฟผ. ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3 กับผู้พัฒนาโครงการต่อไปเมื่อร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการแก้ไขร่างสัญญาฯ ดังกล่าวที่ไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่ระบุไว้ในร่างสัญญาฯ และ/หรือเงื่อนไขสำคัญก็ขอให้อยู่ในอำนาจการพิจารณาของคณะกรรมการ กฟผ. ในการพิจารณาแก้ไขได้โดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก

2. เห็นชอบให้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3 ใช้เงื่อนไขการระงับข้อพิพาทโดยวิธีอนุญาโตตุลาการ

เรื่องที่ 6 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันรัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนาม ในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 ปัจจุบัน มี 4

โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (220 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) และโครงการหงสาลิกไนต์ (1,473 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนกรกฎาคม 2555 และมิถุนายน 2558 ตามลำดับ นอกจากนี้ มีอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว ได้แก่ โครงการน้ำงึม 3 (440 เมกะวัตต์) โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย (390 เมกะวัตต์) และโครงการไซยะบุรี (1,220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคมปี 2560 2561 และ 2562 ตามลำดับ โดยยังสามารถรับซื้อไฟฟ้าตามกรอบ MOU ได้อีก 1,087 เมกะวัตต์

2. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1 (Tariff MOU) เคยผ่านความเห็นชอบจาก กพช. และ ครม. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 และ 29 พฤษภาคม 2550 ตามลำดับ โดย กฟผ. ได้มีการลงนาม Tariff MOU เมื่อวันที่ 13 มิถุนายน 2550 ต่อมาในการประชุม กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2551 และการประชุม ครม. วันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 ได้ให้ความเห็นชอบการยกเลิก Tariff MOU โครงการน้ำเงี้ยบ โครงการหงสาลิกไนต์ และโครงการน้ำอูด้วย รวมทั้งหมด 3 โครงการ ด้วยเหตุผลต้นทุนการก่อสร้างโครงการเพิ่มสูงขึ้นจนผู้พัฒนาโครงการไม่สามารถพัฒนาโครงการต่อไปได้ภายใต้ข้อตกลงเดิม

3. กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการน้ำเงี้ยบ 1 จนกระทั่งได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และได้มีการจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการ น้ำเงี้ยบ 1 ในรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU ที่เคยผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบโดยสำนักงานอัยการสูงสุด และคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศกับประเทศเพื่อนบ้าน ในการประชุมเมื่อวันที่ 21 เมษายน 2554 ได้ให้ความเห็นชอบข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้าและร่าง Tariff MOU ของโครงการน้ำเงี้ยบ 1 แล้ว

4. ผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย บริษัท Kanasai Electric Power จำกัด (45%) บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (30%) และ Lao Holding State Enterprise (LHSE) (25%) โครงการตั้งอยู่บนลำน้ำเงี้ยบ เมืองปากซัน ในแขวงบอลิคำไซ สปป. ลาว ลักษณะเขื่อน เป็นชนิด Roller Compacted Concrete (RCC) โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง 289 เมกะวัตต์ ขายให้ไทยที่ชายแดน 269 เมกะวัตต์ และมีเป้าหมายผลิตพลังงานไฟฟ้าประมาณ 1,500 ล้านหน่วยต่อปี แยกเป็น Primary Energy (PE) 1,271 ล้านหน่วยต่อปี Secondary Energy (SE) 188 ล้านหน่วยต่อปี และ Excess Energy 41 ล้านหน่วยต่อปี โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ระบบส่งฝั่ง สปป. ลาว 230 kV จากโครงการถึง สฟ. นาบง ระยะทาง 130 กม. และระบบส่ง 500 kV จาก สฟ. นาบง ถึงจุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว ระยะทาง 27 กม. ร่วมกับโครงการน้ำงึม 2 ระบบส่งฝั่งไทย 500 kV จากชายแดนถึง สฟ. อุดรธานี 3 ระยะทาง 80 กม. ร่วมกับโครงการน้ำงึม 2 โดยมีข้อเสนอกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date :SCOD) 31 มกราคม 2561

5. สรุปสาระสำคัญของร่าง Tariff MOU

ร่าง Tariff MOU โครงการน้ำเงี้ยบ 1 ได้จัดทำขึ้นโดยใช้รูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการไชยะบุรี ที่คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ได้เคยพิจารณาให้ความเห็นชอบและสำนักงานอัยการสูงสุดได้เคยตรวจร่างแล้ว โดยมีการปรับเนื้อหาบางส่วนให้มีความเหมาะสมกับลักษณะเขื่อนประเภท Storage ซึ่งมีรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการน้ำงึม 3 ที่เคยลงนามแล้ว สรุปสาระสำคัญของ Tariff MOU โครงการน้ำเงี้ยบ 1 ได้ดังนี้

5.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. กับบริษัท Kansai Electric Power และบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (รวมเรียกว่า Sponsors)

5.2 โครงการน้ำเงี้ยบ 1 เป็นโครงการซึ่ง กฟผ. ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ภายใต้บันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลไทยและ สปป. ลาว

5.3 Sponsors และผู้ร่วมลงทุนรายอื่น จะจัดตั้งบริษัทใน สปป.ลาว เพื่อพัฒนาโครงการ

5.4 Sponsors จะเจรจากับรัฐบาล สปป. ลาว เพื่อให้ได้สัญญาสัมปทานซึ่งผ่านความเห็นชอบของ National Assembly ของ สปป. ลาว เพื่อให้สามารถพัฒนาโครงการและผลิตไฟฟ้าขายให้ กฟผ. อย่างถูกต้องตามกฎหมายของ สปป. ลาว และสอดคล้องกับเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

5.5 การขอความเห็นชอบ MOU และการบังคับใช้

- กฟผ. จะขอความเห็นชอบ MOU จาก กพช.
- Sponsors จะขอความเห็นชอบ MOU จากกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ของรัฐบาลสปป. ลาว
- ทั้งสองฝ่ายจะขอความเห็นชอบการลงนาม MOU ดังกล่าวภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนามและจะแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นลายลักษณ์อักษร โดยMOU จะมีผลบังคับใช้หลังจากที่ทั้งสองฝ่ายได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานภาครัฐตามที่ระบุข้างต้น ยกเว้นเงื่อนไขเรื่องหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จะมีผลบังคับใช้นับจากวันลงนาม MOU

5.6 โครงการมีกำลังผลิต 289 เมกะวัตต์ ขายให้ไทย ณ ชายแดน 269 เมกะวัตต์ และมีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี ของ Primary Energy (PE) 1,271 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) 188 ล้านหน่วย โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE

ทั้งนี้ PE คือพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ แจ้งและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมง/วัน (06.00-22.00 น.) วันจันทร์ถึงวันเสาร์ ส่วน SE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกิน PE ไม่เกินวันละ 5.35 ชั่วโมง (วันจันทร์ถึงวันเสาร์) และวันอาทิตย์ไม่เกิน 21.35 ชั่วโมง ในส่วน EE คือพลังงานไฟฟ้านอกเหนือจาก PE และ SE

5.7 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดนมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แบ่งเป็นดังนี้

- ระหว่างการทดสอบ (Test Energy) = 0.570 บาท/kWh
- Unit Operation Period = 75% ของอัตราค่าไฟฟ้าหลัง COD
- ตั้งแต่ COD เป็นต้นไป
    - Primary Energy (PE) = 3.9484 US¢/kWh + 1.2240 บาท /kWh
      รวมเป็น = 2.4480 บาท/kWh
      (ณ อัตราแลกเปลี่ยน 31 บาท/ดอลลาร์สหรัฐ)
    - Secondary Energy (SE) = 1.4688 บาท/kWh
    - Excess Energy (EE) = 1.3464 บาท/kWh
- สกุลเงินที่จ่ายค่าพลังงานไฟฟ้า
    - PE จ่ายเป็น USD 50% และเงินบาท 50%
    - SE และ EE จ่ายเป็นเงินบาททั้งหมด

5.8 สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุ 27 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) โดยอาจมีการต่ออายุสัญญาได้หาก สปป. ลาว อนุมัติและทั้งสองฝ่ายตกลง

5.9 ทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำงึม 3 เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

5.10 MOU จะสิ้นสุดเมื่อ (1) มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (2) MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป และ (3) ทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนครบกำหนด

5.11 Sponsors จะต้องวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จำนวน 26.9 ล้านบาท ก่อนหรือในวันที่ลงนาม MOU

5.12 แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายจากการกระทำของอีกฝ่ายหนึ่งได้ รวมถึงการยกเลิก MOU ยกเว้นหลักทรัพย์ค้ำประกันที่ Sponsorsวางไว้หากไม่สามารถเจรจาเพื่อลงนามใน PPA ได้ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ใน MOU

5.13 กำหนดวันแล้วเสร็จของงานต่างๆ จะเป็นดังนี้

- Scheduled Financial Close Date (SFCD) คือวันที่ช้ากว่าระหว่าง
    - 12 เดือน นับจากวันลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือ
    - [วันที่ 31 มกราคม 2556]
- Scheduled Energizing Date (SED) (กำหนดวันที่ระบบส่งของทั้งสองฝ่ายพร้อมรับ และส่งพลังงานไฟฟ้า) คือวันที่ช้ากว่าระหว่าง
    - [วันที่ 31 ตุลาคม 2560] หรือ
    - [57] เดือนนับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และวัน SFCD

- Scheduled Commercial Operation Date (SCOD) คือวันที่ช้ากว่าระหว่าง
    - วันที่ 31 มกราคม 2561 หรือ
    - [60] เดือน นับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และวัน SFCD
- หากฝ่ายใดทำให้วัน COD ล่าช้ากว่าวัน SCOD จะต้องจ่ายค่าปรับในอัตราที่เท่ากัน

5.14 จำนวนหลักทรัพย์ค้ำประกัน

- วันลงนามสัญญาฯ : 5.72 Million USD
- วัน Financial Close Date : 14.36 Million USD
- วัน Commercial Operation Date (COD) : 12.84 Million USD
- วันครบรอบ COD 14 ปี : 4.32 Million USD

5.15 MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1 และมอบหมายให้ กฟผ. นำร่างบันทึกความเข้าใจฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป

2. เห็นชอบในหลักการให้ กฟผ. สามารถปรับปรุงเงื่อนไขในร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ 1 ในขั้นการจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม แต่ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า

เรื่องที่ 7 <u>แนวทางการจัดเก็บภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์เพื่อชะลอการใช้ LPG ในภาคขนส่ง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 เห็นชอบเรื่อง นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) โดยมอบหมายให้กระทรวงอุตสาหกรรมรับไปจัดทำโครงสร้างภาษีรถยนต์และแนวทางการจัดเก็บภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์ที่มีการติดตั้งเครื่องยนต์ใช้ก๊าซหุงต้มเป็นเชื้อเพลิงเพื่อเป็นการชะลอการใช้ก๊าซ LPG ในภาคขนส่ง โดยประสานกับกระทรวงคมนาคมและกระทรวงพลังงาน

2. กระทรวงอุตสาหกรรม ร่วมกับหน่วยงานต่างๆ ได้ประชุมหารือในประเด็นแนวทางการจัดเก็บภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์ที่มีการติดตั้งเครื่องยนต์ LPG เป็นเชื้อเพลิงเพื่อเป็นการชะลอการใช้ LPG โดยมีข้อสรุปดังนี้ (1) หากภาครัฐมีนโยบายขึ้นภาษีป้ายทะเบียนของรถยนต์ LPG เพื่อเป็นการชะลอการใช้ LPG ในภาคขนส่ง ภาษีป้าย

ทะเบียนประจำปีของรถยนต์ LPG ควรสูงกว่าภาษีของรถยนต์น้ำมันเชื้อเพลิงทั่วไป ประมาณ 37,133 บาท/ปี และจำเป็นต้องมีการแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 2 ฉบับ คือ พระราชบัญญัติรถยนต์ และพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก

3. ข้อเสนอของกระทรวงอุตสาหกรรม การกำหนดราคา LPG ที่แตกต่างกัน จะทำให้เกิดปัญหาการลักลอบและภาครัฐจะต้องแบกรับภาระในเรื่องต้นทุนการบริหารจัดการและการตรวจสอบ ดังนั้น ภาครัฐควรมีการเตรียมความพร้อมที่จะใช้นโยบายการลอยตัวราคา LPG ทั้งระบบในระยะยาว โดยไม่ให้มีความแตกต่างระหว่าง LPG ที่ใช้ในภาคครัวเรือน และภาคขนส่งกับภาคอุตสาหกรรม นอกจากนั้นหากภาครัฐใช้นโยบายลอยตัวราคา LPG ทั้งระบบแล้ว ราคา LPG ที่สูงขึ้นย่อมส่งผลกระทบต่อค่าครองชีพรวมของภาคครัวเรือน ดังนั้น ภาครัฐจึงควรออกมาตรการเพื่อลดค่าใช้จ่ายของภาคครัวเรือนให้สามารถชดเชยกับราคาก๊าซหุงต้มที่สูงขึ้น

4. ความเห็นของฝ่ายเลขานุการฯ (1) ตามสถิติรถจดทะเบียนของกรมขนส่งทางบก พบว่าขณะนี้มีรถยนต์ที่ติดตั้ง LPG ประมาณ 702,703 คัน แยกเป็นรถยนต์นั่งส่วนบุคคลร้อยละ 80 รถบรรทุกส่วนบุคคลร้อยละ 10 แท็กซี่ ร้อยละ 6 รถยนต์รับจ้างสี่ล้อเล็ก รถรับจ้างสามล้อ รถยนต์บริการธุรกิจ/ทัศนาจร ร้อยละ 3 และรถโดยสารและรถบรรทุก ร้อยละ 1 (2) การจัดเก็บภาษีป้ายทะเบียนประจำปี ในอัตรา 37,133 บาทต่อปี จะส่งผลกระทบต่อความเป็นอยู่ ค่าครองชีพของผู้มีรายได้น้อยอย่างมาก ดังนั้น การกำหนดอัตราภาษีป้ายฯ ควรจะต้องมีการศึกษารายละเอียดแยกตามประเภทรถยนต์ที่จดทะเบียน เพื่อบรรเทาผลกระทบต่อผู้มีรายได้ต่ำ โดยการกำหนดอัตราภาษีที่สูงควรมุ่งเน้นเฉพาะกลุ่มรถยนต์นั่งส่วนบุคคลเท่านั้น และ (3) หากมีการปรับอัตราภาษีป้ายประจำปีของรถยนต์กลุ่มที่ใช้เชื้อเพลิง LPG ในอัตราที่สูงควรมีการส่งสัญญาณให้เจ้าของรถยนต์ทราบล่วงหน้าเพื่อให้มีเวลาตัดสินใจได้ทัน อย่างไรก็ตาม จะต้องมีการแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 2 ฉบับ ซึ่งใช้เวลาประมาณ 2 - 3 ปี อาจไม่ทันการณ์ จะส่งผลทำให้มีปริมาณรถที่ติดตั้ง LPG เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ควรมีมาตรการระยะสั้นรองรับ

<u>มติของที่ประชุม</u>

มอบหมายให้กระทรวงคมนาคมและกระทรวงการคลังเร่งพิจารณาดำเนินการในการปรับอัตราภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์ที่ติดตั้งอุปกรณ์การใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิง ให้มีการแยกตามประเภทรถยนต์โดยมุ่งเน้นรถยนต์นั่งส่วนบุคคล และคำนึงถึงผลกระทบต่อรถยนต์โดยสารสาธารณะ และนำเสนอผลการดำเนินการต่อ กพช. เพื่อพิจารณาโดยเร็วต่อไป

เรื่องที่ 8 <u>การเพิ่มขีดความสามารถการนำเข้า การจ่าย และระบบขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 และเมื่อวันที่ 11 มกราคม 2554 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหา LPG โดยเพิ่มขีดความสามารถในการรองรับ LPG ของคลังนำเข้า และขยายขีดความสามารถของการขนส่งและการกระจาย LPG ของคลังภูมิภาค โดยมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน และ ปตท. รับไปดำเนินการศึกษาและจัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้าก๊าซ LPG ในอนาคต เช่น ท่าเรือ คลัง และระบบขนส่ง เป็นต้น

2. หากรัฐบาลมีนโยบายควบคุมราคา LPG ในประเทศต่อไป คาดว่าในปี 2554-2560 การใช้ LPG ภาคครัวเรือน ขนส่ง และอุตสาหกรรม จะมีอัตราขยายตัวร้อยละ 8, 9 และ 6 ตามลำดับ แต่หากมีการลอยตัวราคา LPG ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นไป อัตราการขยายตัวของการใช้ในแต่ละสาขาจะลดลงเหลือเพียงร้อยละ 5, 3 และ 4 ตามลำดับ

3. ปัญหาคลังนำเข้าและศูนย์รวมการจ่าย LPG โดยคลังนำเข้าปตท. (เขาบ่อยา) สามารถรองรับก๊าซได้ 132,000 ตัน/เดือน และคลังลอยน้ำ (FSU) รองรับก๊าซได้ 40,000 ตัน/เดือนรวม 172,000 ตัน/เดือน แต่จากความต้องการใช้ก๊าซ LPG ขยายตัวอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ตั้งแต่ปี 2556 เป็นต้นไป ปริมาณนำเข้าจะเกินกว่าขีดความสามารถของระบบคลังและท่าเรือนำเข้าของ ปตท. อีกทั้ง คลังบ้านโรงโป๊ะมีกำลังการจ่าย 146,000 ตัน/เดือน โดยความต้องการ LPG ในประเทศจะสูงกว่ากำลังการจ่ายของคลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะตั้งแต่ปลายปี 2554

4. ปัจจุบัน ปตท. มีคลังภูมิภาคกระจายอยู่ทั่วประเทศ จำนวน 6 แห่ง ซึ่งมีกำลังการจ่ายสูงสุดของแต่ละคลังแยกเป็นคลังก๊าซบางจาก 69,000 ตัน/เดือน คลังก๊าซขอนแก่น 36,000 ตัน/เดือน คลังก๊าซนครสวรรค์ 19,000 ตัน/เดือน คลังก๊าซลำปาง 26,000 ตัน/เดือน คลังก๊าซสงขลา 24,000 ตัน/เดือน และคลังก๊าซสุราษฎร์ธานี 26,000 ตัน/เดือน ซึ่งขีดความสามารถในการรับจ่ายของคลังภูมิภาคเหล่านี้ไม่สามารถรองรับปริมาณความต้องการใช้ก๊าซ LPG ในภูมิภาคที่ขยายตัวสูงขึ้นมากในปัจจุบัน โดยต้องมีการขนส่งจากคลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะกระจายไปยังภูมิภาคโดยตรง

5. เนื่องจากคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 ข้อ 10 กำหนดว่าในกรณีที่คณะกรรมการ (กบง.) กำหนดให้มีการจ่ายเงินชดเชยจากกองทุนสำหรับน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทำในราชอาณาจักร ให้ผู้อำนวยการสถาบันบริหารกองทุนพลังงานทำหน้าที่สั่งจ่ายเงินจากกองทุนชดเชยให้แก่ผู้ผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง ณ โรงกลั่นและจำหน่ายเพื่อใช้ในราชอาณาจักร ตามปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ผลิตและจำหน่ายเพื่อใช้ในราชอาณาจักรในอัตราที่คณะกรรมการประกาศกำหนด จึงทำให้ปัจจุบันผู้มีสิทธิขอรับการชดเชยการนำเข้า และชดเชยค่าขนส่งจากคลังชลบุรีไปจำหน่ายยังคลังภูมิภาค มีเพียง ปตท. รายเดียวเท่านั้น ส่วนผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นที่มีศักยภาพในการนำเข้าไม่สามารถขอรับการชดเชยได้เนื่องจากมิได้เป็นผู้ผลิต

6. ฝ่ายเลขานุการได้เสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาระยะสั้น ดังนี้

(1) เพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าก๊าซ LPG โดยให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นที่มีศักยภาพในการนำเข้า ได้รับเงินชดเชยจากการนำเข้า

ตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง และกำหนดหลักเกณฑ์ในการนำเข้าก๊าซ LPG เช่น ไม่เกินกว่าค่าใช้จ่ายนำเข้าของ ปตท. โดยจะสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าได้ประมาณ 22,000 ตัน/เดือน

(2) เพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังภูมิภาค โดยให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นเข้ามามีส่วนช่วยในการขนส่งและกระจายก๊าซ LPG ไปยังภูมิภาค ให้มีสิทธิได้รับเงินชดเชยค่าขนส่งจากคลังจังหวัดชลบุรีไปยังคลังจำหน่ายในภูมิภาค เช่นเดียวกับ ปตท. ซึ่งจะเพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคได้ประมาณ 16,500 ตัน/เดือน แบ่งเป็นการขนส่ง ไปยังคลังขอนแก่น 8,000 ตัน/เดือน คลังลำปาง 4,500 ตัน/เดือน และคลังนครสวรรค์ 4,000 ตัน/เดือน

7. สำหรับแนวทางการแก้ไขปัญหาระยะยาว ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอแนวทาง ดังนี้

(1) ขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าที่คลังก๊าซเขาบ่อยา เพื่อรองรับความต้องการนำเข้าในอนาคตอย่างเพียงพอ โดยขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าที่คลังก๊าซเขาบ่อยา ให้มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตัน/เดือน และก่อสร้างคลังและท่าเรือนำเข้าแห่งใหม่ มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตัน/เดือน

(2) ขยายระบบคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะ เพื่อขยายขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคต่างๆ เพื่อรองรับความต้องการในอนาคตอย่างเพียงพอ โดยการขยายกำลังการจ่ายทั้งทางรถยนต์และรถไฟ ซึ่งจะทำให้คลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะสามารถจ่าย LPG ได้ 276,000 ตัน/เดือน

(3) ขยายระบบคลังภูมิภาค

(4) ขยายระบบขนส่งก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซฯ ไปคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะและคลังก๊าซเขาบ่อยา โดยมี 2 ทางเลือก ดังนี้ ทางเลือกที่ 1 เปลี่ยนการใช้ท่อขนส่งก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) จากโรงแยกก๊าซฯ มายังคลังก๊าซเขาบ่อยา เป็นขนส่ง LPG แทน และให้การขนส่ง NGL ที่ผลิตได้จากโรงแยกก๊าซฯ ผ่านท่อไปยังท่าเรือของ PTT TANK ที่ระยอง โดยต้องก่อสร้างถังเก็บ NGL เพิ่มเติม ซึ่งจะทำให้กำลังการขนส่ง LPG เพิ่มขึ้น 32,000 ตัน/เดือน และทางเลือกที่ 2 ขนส่งก๊าซ LPG โดยใช้ท่าเรือที่มีอยู่ในมาบตาพุด ซึ่งต้องมีการลงทุนสร้างถังบรรจุก๊าซ LPG และวางท่อส่ง LPG จากโรงแยกก๊าซฯ ไปยังท่าเรือ เพื่อให้มีกำลังการขนส่งก๊าซ LPG เพิ่ม 32,000 ตัน/เดือน ทั้งนี้ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอทางเลือกที่ 1 เนื่องจากใช้เวลาในการดำเนินการน้อยกว่า

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบในหลักการเพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าและการจ่ายก๊าซ LPG ดังนี้

<u>ระยะสั้น</u>

(1) เพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าก๊าซ LPG โดยให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นที่มีศักยภาพในการนำเข้า ได้รับเงินชดเชยจากการนำเข้าตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง และกำหนดหลักเกณฑ์ในการนำเข้าก๊าซ LPG เช่น ไม่เกินกว่าค่าใช้จ่ายนำเข้าของ ปตท. โดยจะสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าได้ประมาณ 22,000 ตัน/เดือน

(2) เพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังภูมิภาค โดยให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นเข้ามามีส่วนช่วยในการขนส่งและกระจายก๊าซ LPG ไปยังภูมิภาค โดยให้มีสิทธิได้รับเงินชดเชยค่าขนส่งจากคลังจังหวัดชลบุรีไปยังคลังจำหน่ายในภูมิภาค เช่นเดียวกับ ปตท. โดยจะสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคได้ประมาณ 16,500 ตัน/เดือน โดยแบ่งเป็นการขนส่งไปยังคลังขอนแก่น 8,000 ตัน/เดือน คลังลำปาง 4,500 ตัน/เดือน และคลังนครสวรรค์ 4,000 ตัน/เดือน

โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานและกรมธุรกิจพลังงาน ร่วมกันดำเนินการแก้ไขคำสั่งนายกรัฐมนตรีฯ ที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง และกำหนดหลักเกณฑ์ในการนำเข้าก๊าซ LPG ต่อไป

<u>ระยะยาว</u>

มอบหมายให้ ปตท. เร่งดำเนินการขยายระบบคลัง ท่าเรือนำเข้า และระบบคลังจ่ายก๊าซ LPG ดังนี้

(1) ขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าที่คลังก๊าซเขาบ่อยา เพื่อรองรับความต้องการนำเข้าในอนาคตอย่างเพียงพอ โดยการขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าที่คลังก๊าซเขาบ่อยา ให้มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตัน/เดือน และก่อสร้างคลังและท่าเรือนำเข้าแห่งใหม่ มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตัน/เดือน

(2) ขยายระบบคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะ เพื่อขยายขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคต่างๆ เพื่อรองรับความต้องการในอนาคตอย่างเพียงพอ โดยการขยายกำลังการจ่ายทั้งทางรถยนต์และรถไฟ ซึ่งจะทำให้คลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะสามารถจ่าย LPG ได้ 276,000 ตัน/เดือน

(3) ขยายระบบคลังภูมิภาค โดยมีรายละเอียดการขยายระบบคลังภูมิภาคต่างๆ ดังนี้

คลังภูมิภาค	แผนการขยาย (ปี 2554-2560)
คลังก๊าซบางจาก	สร้างคลังใหม่รองรับความต้องการในอนาคต คาดว่าใช้เวลาประมาณ 4-5 ปี
คลังก๊าซขอนแก่น	เพิ่มถังบรรจุก๊าซ LPG ขนาด 1,000 ตัน จำนวน 1 ถัง และช่องจ่ายทางรถยนต์อีก 4 ช่อง
คลังก๊าซนครสวรรค์	เพิ่มช่องจ่ายทางรถยนต์อีก 2 ช่อง
คลังก๊าซลำปาง	-

คลังก๊าซสุราษฎร์ธานี	เพิ่มถังบรรจุก๊าซ LPG ขนาด 1,000 ตัน จำนวน 1 ถัง
คลังก๊าซสงขลา	เพิ่ม Loading Arm ที่ท่าเรืออีก 1 ท่า เพื่อเพิ่มความสามารถในการรับก๊าซ LPG ทางเรือ

(4) ขยายระบบขนส่งก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซฯ ไปคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะและคลังก๊าซเขาบ่อยา

เรื่องที่ 9 <u>แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

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

1.1 สมมติฐานที่ใช้ในการคาดการณ์ความต้องการพลังงานในอนาคต ประกอบด้วย (1) อัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) เฉลี่ยร้อยละ 4.2 ต่อปี (2) อัตราการเพิ่มของประชากรประมาณร้อยละ 0.3 ต่อปี และ (3) แบบจำลองที่พัฒนาขึ้นใช้ข้อมูลสถิติย้อนหลัง 20 ปี จากปี 2533 จนถึง ปี 2553 โดยได้ใช้ ปี 2553 (ค.ศ.2010) เป็นปีฐาน

1.2 วัตถุประสงค์ของแผน เพื่อกำหนดเป้าหมาย ยุทธศาสตร์ และแนวทางในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะสั้น 5 ปี และระยะยาว 20 ปี ทั้งในภาพรวมของประเทศ และในรายภาคเศรษฐกิจที่มีการใช้พลังงานมาก ได้แก่ ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารธุรกิจ และภาคบ้านอยู่อาศัย

1.3 เป้าหมาย เพื่อลดความเข้มการใช้พลังงาน (energy intensity) ลงร้อยละ 25 ในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2548 หรือลดการใช้พลังงานลงร้อยละ 20 ในปี 2573 หรือประมาณ 30,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) จากภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และภาคอาคารธุรกิจและบ้านอยู่อาศัยเป็นจำนวน 13,300 ktoe 11,300 ktoe และ 5,400 ktoe ตามลำดับ

2. ยุทธศาสตร์ในการขับเคลื่อนแผนสู่การปฏิบัติ ประกอบด้วย 6 ยุทธศาสตร์ ดังนี้ (1) การใช้มาตรการผสมผสานทั้งการบังคับ และการส่งเสริมและสนับสนุนด้วยการจูงใจ (2) การใช้มาตรการที่ส่งผลกระทบในวงกว้าง สร้างความตระหนัก การเปลี่ยนพฤติกรรมของผู้ใช้และผู้ประกอบการและทิศทางตลาด (3) การให้ภาคเอกชนเป็นหุ้นส่วนสำคัญในการส่งเสริมและดำเนินการ (4) การกระจายงานการอนุรักษ์พลังงานไปยังหน่วยงานที่มีความพร้อม (5) การใช้มืออาชีพและบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) เป็นกลไกสำคัญ และ (6) การเพิ่มการพึ่งพาตนเอง และโอกาสเข้าถึงเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูง

3. กลยุทธ์และมาตรการในการขับเคลื่อนแผนสู่การปฏิบัติ ประกอบด้วยกลยุทธ์ 5 ด้าน และ 16 มาตรการ ดังนี้ (1) กลยุทธ์ด้านการบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน

จำนวน 4 มาตรการ (2) กลยุทธ์ด้านการส่งเสริมและสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 5 มาตรการ (3) กลยุทธ์ด้านการสร้างความตระหนักและเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม จำนวน 3 มาตรการ (4) กลยุทธ์ด้านการส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม จำนวน 2 มาตรการ และ (5) กลยุทธ์ด้านการพัฒนากำลังคนและความสามารถเชิงสถาบัน จำนวน 2 มาตรการ

4. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานขั้นสุดท้ายสะสมจนถึงปี 2573 รวมประมาณ 289,300 ktoe หรือเฉลี่ยปีละ 14,500 ktoe และหลีกเลี่ยงการปล่อยก๊าซ CO2 ได้ประมาณ 968 ล้านตัน หรือเฉลี่ยปีละ 48 ล้านตัน หากคิดเป็นมูลค่าทางการเงินจะส่งผลให้เกิดการประหยัดค่าใช้จ่ายพลังงานสะสมประมาณ 5.4 ล้านล้านบาท หรือเฉลี่ย 271,700 ล้านบาทต่อปี

5. กรอบงบประมาณตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ในช่วง 5 ปีแรก (พ.ศ. 2554-2558) คาดว่าจะต้องใช้เงินสนับสนุนจากภาครัฐประมาณ 29,500 ล้านบาท หรือเฉลี่ย 5,900 ล้านบาทต่อปี โดยแยกเป็นประเภทค่าใช้จ่ายตามภาคเศรษฐกิจ ดังนี้ (1) ภาคอุตสาหกรรม จำนวน 11,000 ล้านบาท (2) ภาคขนส่ง จำนวน 9,500 ล้านบาท (3) ภาคอาคารธุรกิจขนาดเล็กและบ้านอยู่อาศัย จำนวน 5,000 ล้านบาท และ (4) ภาคอาคารธุรกิจขนาดใหญ่ จำนวน 4,000 ล้านบาท

ทั้งนี้ ในการนำแผนไปสู่การปฏิบัติการที่เป็นรูปธรรม ควรจัดตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการ บริหารนโยบายพลังงานขึ้นเพื่อกำหนดแผนปฏิบัติการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

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

2. เห็นชอบให้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานในการจัดทำแผนปฏิบัติการของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573) และผลักดันไปสู่การปฏิบัติต่อไป

เรื่องที่ 10 <u>การปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ประเทศไทยได้เข้าร่วมเป็นสมาชิกขององค์การพลังงานโลก (World Energy Council : WEC) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2496 โดยการสมัครเป็นสมาชิกในนามของคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย ต่อมาคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 ได้มีมติให้แต่งตั้งคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย โดยออกคำสั่งที่ 4/2549 ลงวันที่ 28 ธันวาคม 2549 แต่งตั้งคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย (คณะกรรมการฯ) โดยมี ศ.ดร.บุญรอด บิณฑสันต์ เป็นประธานกรรมการ ผู้แทนกรม

พัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เป็นกรรมการและเลขานุการ และมีผู้แทนจากหน่วยงานต่างๆ เข้าร่วมเป็นกรรมการ รวม 18 คน

2. คณะกรรมการฯได้เข้าร่วมกิจกรรมขององค์การพลังงานโลก ได้แก่ (1) การเข้าร่วมการประชุม WEC Executive Assembly การประชุม WEC Energy Congress และการประชุม Youth Symposium (2) การเข้าร่วมเป็นคณะกรรมการด้านแผนงาน (Programme Committee) และคณะทำงานในเครือข่ายของผู้เชี่ยวชาญ (Knowledge Network) สาขา Energy Efficiency-Policies, Innovative Financing Mechanisms และ Village Inventory นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 24-26 มีนาคม 2554 คณะกรรมการฯ ได้เป็นเจ้าภาพจัดการประชุม WEC Asia Regional Conference and Meeting ณ ไบเทค กรุงเทพฯ ในหัวข้อ Green Energy: Global Challenges, Regional Opportunities

3. ในการประชุมคณะกรรมการฯ เมื่อวันที่ 18 พฤศจิกายน 2553 ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย เพื่อให้เกิดความสอดคล้องกับการดำเนินงานของกระทรวงพลังงาน โดยให้เพิ่มสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี กระทรวงการต่างประเทศ รวมทั้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมเป็นกรรมการ และให้ผู้อำนวยการสำนักความร่วมมือระหว่างประเทศ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นกรรมการและเลขานุการ และผู้อำนวยการกองแผนงาน พพ. เป็นกรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ และให้นำเสนอในที่ประชุม กพช. พิจารณา

4. พพ. ได้ดำเนินการปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย และจัดทำร่างคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการฯ ขึ้นใหม่ โดยมี ศ.ดร.บุญรอด บิณฑสันต์ เป็นประธานกรรมการ และเพิ่มผู้แทนจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมเป็นกรรมการ ได้แก่ กระทรวงคมนาคม กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี กระทรวงการต่างประเทศ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก เพื่อให้การประสานความร่วมมือกับองค์การพลังงานโลกเกิดประโยชน์สูงสุดต่อการจัดหาและการใช้พลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพและการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม พร้อมทั้งให้ผู้อำนวยการสำนักความร่วมมือระหว่างประเทศ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการ โดยมีคณะกรรมการรวม 25 คน

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบให้ปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของไทยตามรายละเอียดร่างคำสั่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติที่ ../2554 เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการองค์การพลังงานโลกของประเทศไทย

เรื่องที่ 11 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ราคาน้ำมันดิบ

กุมภาพันธ์ 2554 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 100.24 และ 89.57 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 7.72 และ 0.30 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากผู้นำการประท้วงในลิเบียข่มขู่ที่จะหยุดส่งออกน้ำมันดิบหากรัฐบาลไม่หยุดปราบปรามการชุมนุม ล่าสุดบริษัทน้ำมันต่างชาติ อาทิ เยอรมัน อิตาลี และฝรั่งเศสหยุดดำเนินการผลิตน้ำมันดิบรวม 300,000 บาร์เรลต่อวัน ขณะที่เส้นทางการเดินเรือขนส่งน้ำมันบริเวณอ่าวเม็กซิโก ของสหรัฐฯ ปิดเนื่องจากมีหมอกปกคลุมหนาแน่นทำให้เรือไม่สามารถสัญจรได้ ส่วนเดือนมีนาคม 2554 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 108.71 และ 102.99 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 8.47 และ 13.42 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความกังวลต่อปัญหาเหตุการณ์ความไม่สงบที่ลุกลามในกลุ่มประเทศอาหรับ อีกทั้งความกังวลต่อสถานการณ์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในญี่ปุ่นที่เกิดการระเบิดขึ้นและมีกัมมันตภาพรังสีรั่วไหล และในช่วงวันที่1 - 21 เมษายน 2554 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 115.29 และ 108.96 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 6.59 และ 5.98 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากสถานการณ์ความไม่สงบทางการเมืองที่ยืดเยื้อและรุนแรงในลิเบีย รวมถึงการต่อสู้ระหว่างอิสราเอลและปาเลสไตน์ยังเป็นแรงขับเคลื่อน อีกทั้งความไม่แน่นอนของเสถียรภาพทางการเงินของยุโรปที่เผชิญความเสี่ยงจากปัญหาหนี้สาธารณะของกรีซและปัญหาหนี้เสียของสเปนที่จำเป็นต้องใช้เงินจำนวนมากในการแก้ไข

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูป

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปได้ปรับตัวขึ้นลงตามราคาน้ำมันดิบ โดยราคาเบนซิน 95, 92 และดีเซล กุมภาพันธ์ 2554 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 111.84 , 109.63 และ 117.46 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 5.46 , 5.28 และ 9.27 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากโรงกลั่นในภูมิภาคต่างๆ มีแผนปิดซ่อมบำรุง ขณะที่กรมศุลกากรของจีนรายงานปริมาณการส่งออกดีเซล เดือนมกราคม 2554 อยู่ที่ระดับ 700,000 บาร์เรล สำหรับเดือนมีนาคม 2554 เบนซิน 95 , 92 และดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 120.97, 118.87 และ 130.41 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 9.13, 9.25 และ 12.96 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากเรือขนส่งน้ำมันเบนซินให้บริษัท Libyan National Oil Company ถูกโจรสลัดจี้ส่งผลให้อุปทานน้ำมันเบนซินในลิเบียขาดแคลน ประกอบกับอุปสงค์น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากความต้องการของญี่ปุ่นเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากการได้รับผลกระทบภัยพิบัติสึนามิ และในช่วงวันที่ 1 - 21 เมษายน 2554 เบนซิน 95 , 92 และดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 128.47, 126.39 และ 137.94 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 7.50 , 7.52 และ 7.53 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จาก Arbitrage น้ำมันเบนซินจากเอเชียไปภูมิภาคตะวันตกเปิด นอกจากนี้ญี่ปุ่นมีความต้องการนำเข้าน้ำมันดีเซล 0.001%S ปริมาณประมาณ 630,000 บาร์เรล ในเดือนเมษายน 2554 เพื่อทดแทนโรงกลั่นที่หยุดดำเนินการจากแผ่นดินไหว

3. ราคาขายปลีก

ราคาเฉลี่ยขายปลีกเดือนกุมภาพันธ์ 2554 กองทุนน้ำมันฯ ปรับเพิ่มอัตราเงินชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว มาอยู่ที่ระดับ 4.00 บาท/ลิตร และเพิ่มอัตราเงินชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 มาอยู่ที่ระดับ 4.05 บาท/ลิตร โดยราคาขายปลีกเบนซิน 95, 91 , แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 อยู่ที่ระดับ 45.74, 41.24, 36.84, 33.44, 21.72, 34.34, 29.99 และ 29.99 บาท/ลิตร ตามลำดับ เดือนมีนาคม 2554 กองทุนน้ำมันฯ ปรับเพิ่มอัตราเงินชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว มาอยู่ที่ระดับ 5.10 บาท/ลิตร โดยราคาขายปลีกเบนซิน 95, 91 , แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว อยู่ที่ระดับ 47.64, 42.34, 37.44, 34.04, 22.12, 34.94, 29.99 และ 29.99 บาท/ลิตร ตามลำดับ และวันที่ 1 - 22 เมษายน 2554 กองทุนน้ำมันฯ ปรับลดอัตราเงินชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว มาอยู่ที่ระดับ 0.1645 บาท/ลิตร จากการปรับลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันดีเซล โดยราคาขายปลีกเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 อยู่ที่ระดับ 48.44, 43.44, 38.44, 35.04, 22.72, 35.94, 29.99 และ 29.99 บาท/ลิตร ตามลำดับ

4. **<u>สถานการณ์ก๊าซ LPG</u>** ราคา LPG ตลาดโลก เดือนกุมภาพันธ์ 2554 ปรับตัวลดลง 113 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 816 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน สำหรับเดือนมีนาคม 2554 ราคา LPG ตลาดโลก ปรับตัวเพิ่มขึ้น 20เหรียญสหรัฐฯ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 836 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน ส่วนในเดือนเมษายน 2554 ราคา LPG ตลาดโลก ปรับตัวเพิ่มขึ้น 45 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน มาอยู่ที่ระดับ 881 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน จากรัฐบาลญี่ปุ่นตัดสินใจใช้ก๊าซ LPG ที่สำรองตามกฎหมายออกมาใช้เพื่อป้องกันภาวะการขาดแคลนก๊าซ LPG จากเหตุภัยสึนามิ และญี่ปุ่นมีความต้องการใช้ก๊าซ LPG อีกเป็นจำนวนมากเพื่อใช้ทำความอบอุ่น นอกจากนั้นแอลจีเรียได้กำหนดราคาโพรเพนส่งมอบเดือนเมษายนที่ 925 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน และบิวเทนที่ 935 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน สำหรับราคาก๊าซ LPG ในประเทศรัฐได้กำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น ที่ระดับ 10.1523 บาท/กิโลกรัม และกำหนดราคาขายส่ง ณ คลัง ที่ระดับ 13.6863 บาท/กิโลกรัม ส่งผลให้ราคาขายปลีก ณ กรุงเทพฯ อยู่ที่ระดับ 18.13 บาท/กิโลกรัม และตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 - เมษายน 2554 ได้มีการนำเข้ารวมทั้งสิ้น 3,105,357 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 43,042 ล้านบาท

5. **<u>สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล</u>** การผลิตเอทานอล มีผู้ประกอบการจำนวน 19 ราย กำลังการผลิตรวม 2.93 ล้านลิตร/วัน แต่มีรายงานการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 15 ราย มีปริมาณการผลิตประมาณ 1.46 ล้านลิตร/วัน ราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนกุมภาพันธ์ มีนาคม และเมษายน 2554 อยู่ที่ 26.73 , 26.87 และ 23.41 บาท/ลิตร ตามลำดับ สำหรับการผลิตไบโอดีเซล มีผู้ผลิตที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 14 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 1.29 ล้านลิตร/วัน การผลิต อยู่ที่ประมาณ 2.54 ล้านลิตร/วัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศ เฉลี่ยเดือนกุมภาพันธ์ มีนาคม และ 1 - 24 เมษายน 2554 อยู่ที่ 61.24 , 43.11 และ 35.82 บาท/ลิตร ตามลำดับ

6. **<u>ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง</u>** ณ วันที่ 21 เมษายน 2554 มีเงินสดในบัญชี 34,996 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 31,155 ล้านบาท แยกเป็นหนี้อยู่ระหว่างการ

เบิกจ่ายชดเชยค้างชำระเงินชดเชย 30,942 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 213 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันเบื้องต้นสุทธิ 3,841 ล้านบาท

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 12 การใช้วิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรมสนับสนุนการพัฒนาในสาขาการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซล พ.ศ. 2555 - 2559

1. สรุปสาระสำคัญ

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีได้ร่วมกัน ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือเพื่อส่งเสริมการวิจัย พัฒนาและนำเทคโนโลยีมาใช้เพื่อการพัฒนาพลังงานทดแทนให้เป็นไปตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551 - 2565) ต่อมา รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการประสานความร่วมมือการพัฒนาพลังงานทดแทนด้วยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (คณะกรรมการฯ) มาทำหน้าที่กำหนดสาขาพลังงานเป้าหมายที่จะใช้วิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรม (วทน.) พัฒนา จัดทำแผนปฏิบัติการ และติดตามประเมินผล ซึ่งคณะกรรมการฯ ได้จัดประชุมพิจารณาการใช้ วทน. สนับสนุนการพัฒนาในสาขาการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซล ปี 2555 - 2559 เมื่อวันที่ 19 เมษายน 2554 และมีมติ (1) เห็นชอบแนวทาง แผนงาน/โครงการ และงบประมาณภายใต้แผนปฏิบัติการการใช้วิทยาศาสตร์ เทคโนโลยีและนวัตกรรม (วทน.) สนับสนุนการพัฒนาในสาขาไบโอดีเซลและเอทานอลปี 2555-2559 (2) มอบหมายกระทรวงพลังงานและกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีนำเสนอแผนปฏิบัติการฯ ต่อ กพช. เพื่อทราบก่อนประสานหน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามแผนปฏิบัติการทำความตกลงในรายละเอียดกับสำนักงบประมาณและดำเนินการให้เกิดผลทางปฏิบัติ ต่อไป

2. สาระสำคัญแผนปฏิบัติการ

2.1 ทิศทางการพัฒนา การกำหนดทิศทางการพัฒนาจะสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (REDP) 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565) ของกระทรวงพลังงาน โดยกำหนดใช้ วทน. สนับสนุนการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซลตลอด value chain เพื่อให้การผลิตเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดในแผน REDP 15 ปี คือ เอทานอล 9 ล้านลิตร/วัน และไบโอดีเซล 4.5 ล้านลิตร/วัน ในปี 2565 และเพื่อให้การผลิตไม่กระทบกับพืชอาหารจะส่งเสริมการวิจัยพัฒนาพืชที่ไม่ใช่พืชอาหารเพื่อผลิตเป็นพลังงาน (non food for fuel) ไปพร้อมกัน

2.2 แผนงาน/โครงการภายใต้แผนปฏิบัติการ รวม 42 โครงการ ดำเนินการโดย 9 หน่วยงาน 3 กระทรวง ประกอบด้วย กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงพลังงาน กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

สาขาการผลิต	จำนวนโครงการ	วงเงิน (ล้านบาท)						หน่วยงาน
		2555	2556	2557	2558	2559	รวม	
เอทานอล*	**27**	**385**	**454**	**328**	**300**	**97**	**1,564**	• วท. (พว./สนช./มว./วว.) • กษ. (กวก.) • พน. (พพ./ธพ.
ไบโอดีเซล	15	117	166	186	128	47	644	• วท. (พว./สช./สทน.) • กษ. (กวก.) • พน. (พพ./ธพ.)
รวม	42	502	619	514	428	144	2,208	

หมายเหตุ : โครงการในส่วนกระทรวงอุตสาหกรรมอยู่ระหว่างพิจารณาจัดส่งเพิ่มเติม

แหล่งเงิน	จำนวนโครงการ	เงินลงทุน(ล้านบาท)					
		2555	2556	2557	2558	2559	รวม
1. งบประมาณแผ่นดิน							
1.1 กระทรวงเกษตรและสหกรณ์	7	95	96	87	84	0	362
1.2 กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	23	368	406	303	294	144	1,516
1.3 กระทรวงพลังงาน	11	29	107	124	50	0	310
2. กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน	1	10	10	0	0	0	20
3. ผู้ประกอบการ	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
รวม	42	502	619	514	428	144	2,208

2.3 ผลดำเนินการในปี 2555 และการกำหนดดำเนินการในอนาคต

	ผลดำเนินการในปี 2555	กำหนดดำเนินการในอนาคต

1.เอทานอล	• **พัฒนาพันธุ์และเพิ่มผลผลิตให้เหมาะสมกับแต่ละพื้นที่** ศึกษาเซลลูโลสผลิตเอทานอล • **พัฒนาเทคโนโลยีการแปรรูปขั้นต้น** เน้นแป้งมัน และพัฒนาระบบโลจิสติกส์ • **พัฒนาไบโอพลาสติกและเอทานอลครบวงจร** โดย (1) พัฒนาโรงงานต้นแบบเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและลดต้นทุนการผลิต (2) วิจัยสายพันธุ์ยีสต์และเอนไซม์ที่จะใช้ในกระบวนการหมักและย่อยแป้งเป็นน้ำตาล พัฒนาอุตสาหกรรมต่อเนื่อง (3) ผลกระทบ GSH และพัฒนา model ประเมินผลกระทบ	• **พัฒนาพื้นที่ปลูกและพัฒนาพันธุ์**เน้นทนโรค/ศัตรูพืช และเพิ่มผลผลิตต่อเนื่องเพื่อให้ได้ผลผลิตตามกรอบ REDP 15 ปี ซึ่งจะส่งผลให้การใช้ผลผลิตในภาคพลังงานไม่กระทบบริโภค • วิจัยพัฒนาส่วนปลายน้ำเพิ่มเติม ได้แก่ การวิจัยเพื่อสร้างความเชื่อมั่นกลุ่มยานยนต์ ศึกษาดีโซฮอล์ แก้ Balancing โรงกลั่นครบวงจรตั้งแต่ผลิต-ทดสอบเครื่องยนต์
2.ไบโอดีเซล	• **ปรับปรุงพันธุ์ปาล์มเพื่อเพิ่มผลผลิต และพัฒนาพันธุ์ทนแล้งสำหรับอีสาน** • **การพัฒนาปลายน้ำ** มีการพัฒนาเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการผลิตไบโอดีเซล (B100) โดยศึกษาเทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซลเพื่อมุ่งลดต้นทุนการผลิตในโรงงาน ผลิตไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์ พัฒนาไบโอแก๊สจากน้ำเสียและวัสดุเหลือทิ้ง และส่งเสริมวิจัยพัฒนาเพื่อสร้างความเชื่อมั่นกลุ่มยานยนต์ ได้แก่ วิจัยการปรับแต่งเครื่องยนต์เพื่อรองรับ B10	• **พัฒนาแบบจำลองวิเคราะห์พื้นที่และเพื่อปรับพื้นที่ที่มีศักยภาพการผลิตต่ำมาเป็นผลิตปาล์มน้ำมัน** • **พัฒนากระบวนการผลิตต้นน้ำเพิ่มจำนวนมาก** พัฒนาพันธุ์ เพาะปลูกเก็บเกี่ยว พยากรณ์ผลผลิตและเฝ้าระวังการระบาดของโรค เทคโนโลยีการผลิต การใช้ประโยชน์จากวัสดุเหลือทิ้งและพัฒนาระบบบริหารจัดการน้ำ/ระบบชลประทาน • **พัฒนาการสกัด CPO**และการบริหารจัดการขนส่ง เพื่อเพิ่ม % น้ำมันต่อทะลาย และ

		เทคโนโลยีการ แปรรูปผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

2.4 ผลประโยชน์ที่จะได้รับ

(1) เกษตรกรมีรายได้เพิ่มขึ้นและเกิดรายได้เพิ่มขึ้นทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจ 134,331 ล้านบาท

(2) สร้างความมั่นคงด้านการจัดหาพลังงานของประเทศ และสามารถลดการใช้หรือการนำเข้าน้ำมันคิดเป็นเงินสะสมปี 2555-2559 เป็นเงิน 198,073 ล้านบาท ในปี 2559

(3) ราคาผลผลิตมีเสถียรภาพ มีตลาดพลังงานเชื้อเพลิงรองรับ ส่งผลให้เกษตรกรมีชีวิตความเป็นอยู่ดีขึ้น

(4) ลดปัญหาการปลดปล่อยมลพิษออกสู่สิ่งแวดล้อม และหากการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลเป็นไป ตามเป้าหมายที่กำหนดจะช่วยลดโลกร้อนโดยลด CO_2 emission ได้ถึง 16.97 ล้านตัน ในปี 2559

3. การดำเนินการของคณะกรรมการฯ ในอนาคต คณะกรรมการฯ จะประสานหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทำความตกลงในรายละเอียดกับสำนักงบประมาณและดำเนินการตามแผนปฏิบัติการฯ ให้แล้วเสร็จในระยะเวลาที่กำหนด และสรุปผลรายงานต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีเป็นระยะ

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 13 <u>รายงานผลการดำเนินงานของกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียมประจำปีงบประมาณ 2553</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

ตามระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ว่าด้วยการบริหารกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2546 ข้อ 13 กำหนดให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดทำงบแสดงผลการรับจ่ายเงินในระหว่างปีงบประมาณ และงบแสดงฐานะการเงินของกองทุน ณ วันสิ้นปีงบประมาณส่งคณะกรรมการกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม เพื่อเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อทราบ และนำเสนอ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบภายในสามสิบวันทำการนับแต่วันสิ้นปีงบประมาณ ซึ่งสาระสำคัญผลการดำเนินงานของกองทุนฯ สรุปได้ดังนี้

1. แผนการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2553 - 2555 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้พิจารณาเห็นชอบแผนการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2553 - 2555 เมื่อวันที่ 13 มกราคม 2553 จำนวนเงินรวมทั้งสิ้น 110 ล้านบาท โดยคงงบประมาณในปีงบประมาณ 2553 เป็นจำนวนเงิน 30 ล้านบาท และเพิ่มวงเงินในปีงบประมาณ 2554-2555 เป็นจำนวนเงินปีละ 40 ล้านบาท โดยให้คงเงินสำรองไว้ร้อยละ 20 ของจำนวนเงินที่ได้รับอนุมัติตามแผน

2. การอนุมัติเงินกองทุนฯ ปีงบประมาณ 2553 ในปีงบประมาณ 2553 คณะกรรมการกองทุนฯ ได้อนุมัติเงินกองทุนฯ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในหมวดรายจ่ายต่าง ๆ แก่หน่วยงานในสังกัดกระทรวงพลังงาน ซึ่งประกอบด้วย สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมธุรกิจพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกรมบัญชีกลาง รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 23,575,105.00 บาท ดังนี้

(หน่วย : บาท)

หมวดรายจ่าย	จำนวนเงิน (บาท)
1. การค้นคว้า วิจัย และการศึกษา	0.00
2. การโฆษณา การเผยแพร่ข้อมูลและประชาสัมพันธ์	0.00
3. เงินทุนการศึกษา และฝึกอบรม	18,512,405.00
4. การเดินทางเพื่อศึกษา ดูงาน ประชุม อบรม และสัมมนา	4,395,700.00
5. การจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์สำนักงาน	127,000.00
6. ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน	540,000.00
รวม	**23,575,105.00**

ทั้งนี้ การอนุมัติค่าใช้จ่ายในปีงบประมาณ 2553 ในหมวดต่างๆ 4 หมวด รวมเป็นเงิน 23,575,105.00 บาท มีการเบิกจ่ายเงินไปแล้วทั้งสิ้น 12,572,045.94 บาท ผูกพันไปปี 2554 เป็นจำนวนเงิน 8,702,034.80 บาท

3. รายงานสถานะเงินกองทุน ณ วันที่ 30 กันยายน 2553 ประกอบด้วย (1) งบแสดงฐานะการเงินของกองทุนมีสินทรัพย์สุทธิ 437,980,828.37 บาท และ (2) งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน สำหรับรอบระยะเวลาบัญชี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2553 มีรายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ -3,337,211.64 บาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 14 <u>รายงานผลการดำเนินงานติดตามการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2553 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 3/2553 (ครั้งที่ 132) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 เรื่องการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด ดังนี้ (1) เห็นชอบ ให้แก้ไขสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมตามหลักการและตามความเห็นของสำนักงานอัยการสูงสุด (2) มอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปเจรจากับบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (SPRC) เพื่อกำหนดระยะเวลาเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยที่เหมาะสม และดำเนินการแก้ไขสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมต่อไป และ (3) เห็นชอบให้ใช้วิธีการอนุญาโตตุลาการ ในการระงับข้อพิพาทในสัญญาระหว่างบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัทเชฟรอน

2. กระทรวงพลังงาน ได้เสนอเรื่องการกำหนดระยะเวลาในการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ฯ ในการประชุมคณะกรรมการกำกับและติดตามการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด ครั้งที่ 1/2554 (ครั้งที่ 6) เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 และที่ประชุมได้มีมติกำหนดระยะเวลาในร่างแก้ไขสัญญาฯ ให้บริษัท สตาร์ฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและจำหน่ายหุ้นให้กับประชาชนภายในไตรมาสที่ 1 ของปี 2555 รวมทั้งได้มอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ รายงานผลการดำเนินงานต่อ กพช. เพื่อทราบต่อไป

3. คณะกรรมการกำกับและติดตามการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด ได้มอบหมายให้ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยประสานกับบริษัท สตาร์ฯ และ บมจ. ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำแผนการดำเนินงานและกรอบระยะเวลาที่สามารถดำเนินการเสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ต่อประชาชนในครั้งแรก (Initial Public Offering : IPO) ได้ในไตรมาสที่ 1 ของปี 2555 เพื่อเป็นแนวทางในเบื้องต้น และกำหนดให้มีการประชุมคณะกรรมการฯ ทุกไตรมาสเพื่อติดตามการดำเนินงานของ บริษัท สตาร์ฯ ให้เป็นไปตามแผน

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ