มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 2/2554 (ครั้งที่ 135)
วันพุธที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 เวลา 13.30 น.
ณ ห้องประชุม 215 - 216 ชั้น 2 อาคารรัฐสภา 2

---

1. นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554 - 2558
2. การทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG)
3. นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)
4. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
5. งบประมาณรายจ่ายประจำปี พ.ศ 2554 ของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
6. ผลการดำเนินงานของคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
7. การกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ จำนวน 12 ผลิตภัณฑ์
8. ผลการดำเนินงานที่สำคัญของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
9. ปัญหาน้ำมันปาล์มดิบขาดแคลน
10. โครงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554 - 2558

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2548 มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 สิงหาคม 2548 และ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ได้เห็นชอบข้อเสนอโครงสร้างอัตรา

ค่าไฟฟ้าขายส่ง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ การชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า และแนวทางการกำกับการดำเนินงานตามแผน การลงทุนของการไฟฟ้า โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นไป ต่อมา พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ซึ่งมีผลบังคับใช้ในเดือนธันวาคม 2550 ได้กำหนดให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการของผู้รับใบอนุญาตแต่ละประเภทภายใต้นโยบายและแนวทางที่ กพช. ให้ความเห็นชอบ ประกอบกับหลักเกณฑ์ทางการเงินที่ใช้สำหรับการพิจารณากำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้ในปัจจุบันเป็นหลักเกณฑ์ทางการเงินที่ใช้สำหรับการพิจารณากำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปี 2549 - 2551 ดังนั้น จึงควรมีการทบทวนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศใหม่ เพื่อให้สอดคล้องสภาวะเศรษฐกิจและสังคมที่เปลี่ยนแปลง

2. นโยบายโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554 - 2558

2.1 วัตถุประสงค์ เพื่อกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยให้สะท้อนถึงต้นทุน ในการจัดหาไฟฟ้าที่เหมาะสมและเป็นธรรม ส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาในแต่ละวัน และให้การใช้ไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ เหมาะสมกับสภาวะเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงการดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย

2.2 หลักการทั่วไป

2.2.1 อัตราค่าไฟฟ้าต้องมีความเหมาะสมกับลักษณะโครงสร้างเศรษฐกิจและสังคม โดยเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างคุ้มค่าและ มีการให้บริการอย่างมีประสิทธิภาพ

2.2.2 อัตราค่าไฟฟ้าจะต้องส่งเสริมความเสมอภาคของประชาชนในทุกภูมิภาค สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันต้องเป็นอัตราเดียวทั่วประเทศ (Uniform Tariff) ยกเว้นไฟฟ้าพิเศษสำหรับธุรกิจบนเกาะ

2.2.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจะมีการแยกต้นทุนของแต่ละกิจการ ได้แก่ กิจการผลิต กิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่าย และกิจการค้าปลีก ออกให้เห็นอย่างชัดเจนและโปร่งใส สามารถตรวจสอบได้อย่างเป็นระบบ

2.2.4 อัตราค่าไฟฟ้าจะต้องอยู่ภายใต้กรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ โดยการพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าจะต้องพิจารณาภายใต้เงื่อนไขกรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ และเห็นควรให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

2.2.5 เพื่อให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง มีฐานะการเงินที่สามารถขยายการดำเนินงานได้อย่างเพียงพอในอนาคตซึ่งอัตราผลตอบแทนทางการเงินจะอ้างอิงจากอัตราส่วนผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) เป็นหลักในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าโดยให้มีการทบทวนความเหมาะสมและจำเป็นต่อ

การดำเนินการของสินทรัพย์ของการไฟฟ้าที่ใช้ในฐานกำหนดผลตอบแทนการลงทุน และให้ใช้อัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio: DSCR) และอัตราส่วนหนี้สินต่อ ส่วนทุน (Debt/Equity Ratio) ประกอบการพิจารณา

2.2.6 เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เห็นควรให้มีกลไกในการติดตามการลงทุนของการไฟฟ้าให้เป็นไปเพื่อรักษามาตรฐานคุณภาพบริการและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยกำหนดให้มีบทปรับการลงทุนของการไฟฟ้าไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนที่เหมาะสมที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าหรือการลงทุนในโครงการที่ไม่มีความจำเป็นหรือไม่มีประสิทธิภาพ (Crawl Back)

2.3 โครงสร้างอัตราขายส่ง (Wholesale tariffs)

2.3.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. และ กฟภ. ควรกำหนดเป็นโครงสร้างเดียวกัน ซึ่งประกอบด้วย ค่าผลิตไฟฟ้า และค่ากิจการระบบส่ง โดยค่าไฟฟ้าจะแตกต่างกันตามระดับแรงดันและช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้า (Time of Usage-TOU)

2.3.2 กำหนดบทปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ในระดับขายส่งสำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งและผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่เหมาะสมสอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน

2.3.3 กำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในลักษณะที่ต้องติดตามตรวจสอบตามหน่วยจำหน่ายที่เกิดขึ้นจริง (Output Base) [u1] โดยผ่านกลไกกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97 (1) ของ พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

2.4 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

2.4.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก จะประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐาน (G, T, D, R) ควรมีการทบทวนทุก 2 ปี เพื่อสะท้อนค่าใช้จ่ายในการลงทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ และค่าไฟฟ้าตามสูตรปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยให้กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกสะท้อนต้นทุนตามช่วงเวลาและลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทให้มากที่สุด เพื่อส่งสัญญาณในการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดจนมีการดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อยที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน ทั้งนี้ บ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อยดังกล่าวจะได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐานมีลักษณะเป็นอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate) และมีการกำหนดอัตราค่าบริการรายเดือน ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้

2.4.2 อัตราค่าไฟฟ้าควรเป็นอัตราที่มีการทบทวนหรือปรับปรุงอย่างสม่ำเสมอ โดยพิจารณาตามองค์ประกอบของต้นทุนที่แท้จริง ซึ่งจะทำให้อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยไม่

ผันผวนเกินสมควร รวมทั้งการบริหารจัดการต้นทุนให้มีประสิทธิภาพ ตลอดจนลดการอุดหนุนระหว่างกลุ่มให้น้อยลงเท่าที่จะทำได้

2.4.3 กำหนดบทปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ในระดับขายปลีกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากิจการขนาดกลาง ขนาดใหญ่ และกิจการเฉพาะอย่าง เพื่อให้สะท้อนถึงภาระการลงทุน ในการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประกอบด้วย

2.4.4 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกควรสะท้อนความมั่นคง ความถี่ของแรงดันไฟฟ้า ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ เช่น โรงพยาบาล โรงงานอุตสาหกรรม เป็นต้น ทั้งนี้ ควรมีการกำหนดคำนิยามของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกแต่ละประเภทให้มีความชัดเจน ตลอดจนมีกลไกในการทบทวนการรับภาระค่าไฟฟ้าระหว่างกลุ่มที่เกิดขึ้น การพิจารณาบทปรับกรณีใช้ไฟฟ้าผิดวัตถุประสงค์ เช่น การใช้ไฟฟ้าเพื่อความปลอดภัยสาธารณะ การสูบน้ำเพื่อการเกษตร เป็นต้น

2.4.5 กำหนดให้มีการคำนวณอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับธุรกิจบนเกาะและอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบเติมเงินเพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการดำเนินโครงการของการไฟฟ้า

2.5 การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

2.5.1 การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยใช้สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า F_t) เพื่อสะท้อนต้นทุนถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้าอย่างแท้จริง มีความโปร่งใส เป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

2.5.2 ค่า F_t ควรประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้า ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า รวมถึงผลกระทบจากนโยบายของรัฐ เช่น ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น

2.5.3 ค่า F_t ควรมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน เพื่อมิให้เป็นภาระต่อการไฟฟ้า และเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ต้องรับภาระความผันผวนของค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงบ่อยเกินไป ดังนั้น จึงควรพิจารณาใช้ค่าถัวเฉลี่ย 4 เดือน

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554 - 2558 ตามที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเสนอ และมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานรับไปดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>การทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 เห็นชอบหลักเกณฑ์การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติในเรื่องการปรับกลุ่มสำหรับการคำนวณราคาก๊าซเฉลี่ย (POOL) และการกำหนดพื้นที่ (Zone) ในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ โดยให้ สนพ. ไปทบทวนหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พร้อมทั้งจัดทำร่างประกาศ กพช. ที่เกี่ยวข้อง ต่อมาเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2550 กพช. ได้มีมติให้มีการทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติและหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV โดยมอบอำนาจให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาและให้ความเห็นชอบหลักเกณฑ์ใหม่ของการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติและหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV โดยให้มีผลบังคับใช้ในช่วงเวลาที่เหมาะสม และเมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2550 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้ความเห็นชอบในหลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ และได้มอบหมายให้ สนพ. จัดทำคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อสำหรับใช้ในการอ้างอิงในการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติต่อไป

2. สนพ. ได้จัดทำคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 1 มกราคม 2551 กำหนดหลักเกณฑ์ราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซ สรุปได้ดังนี้

2.1 กำหนดให้การซื้อขายก๊าซแบ่งเป็น 2 ลักษณะ คือ (1) สัญญาที่มีความแน่นอน (Firm) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซที่มีการตกลงปริมาณซื้อขายก๊าซที่ชัดเจน โดยผู้ใช้ก๊าซของสัญญาประเภทนี้ ไม่สามารถเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงอื่นได้โดยง่าย และ (2) สัญญาที่ไม่แน่นอน (Non-Firm) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซที่ปริมาณการซื้อขายก๊าซสามารถเปลี่ยนแปลงได้ โดยผู้ใช้ก๊าซของสัญญาประเภทนี้มีทางเลือกในการใช้เชื้อเพลิงอื่นทดแทนก๊าซได้

2.2 การกำหนดราคาก๊าซสำหรับสัญญาซื้อขายก๊าซที่ไม่แน่นอน ให้ใช้หลักการของการกำหนดราคาตามราคาเชื้อเพลิงที่ก๊าซเข้าไปทดแทน

2.3 การกำหนดราคาก๊าซสำหรับสัญญาซื้อขายก๊าซที่มีความแน่นอน (Firm) ให้ใช้สูตรการคำนวณ ดังต่อไปนี้

$P = [(1+ M) \times WH] + T$

โดย

- P หมายถึง ราคาก๊าซ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู
- M หมายถึง ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ
- WH หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู
- T หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

2.4 ตัวแปรที่ใช้ในการกำหนดราคาก๊าซมีรายละเอียด ดังนี้

(1) ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ (WH) หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซที่คำนวณแบบถ่วงน้ำหนักตามค่าความร้อนของราคาเนื้อก๊าซที่ผู้จัดหาก๊าซรับซื้อจากผู้ผลิตและ/หรือผู้ขายซึ่งมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู โดยแบ่งเป็น 2 กลุ่ม (POOL) คือ กลุ่มที่ 1 เป็นก๊าซสำหรับโรงแยกก๊าซของ ปตท. ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทย และ กลุ่มที่ 2 เป็นก๊าซที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซ ก๊าซจากสหภาพพม่าแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซจากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต ทั้งนี้ ในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

(2) ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ (M) กำหนดตามประเภทผู้ใช้ก๊าซ โดยคิดเป็นอัตราร้อยละของราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ

(3) ค่าบริการส่งก๊าซ (T) คือค่าบริการในการส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซที่เรียกเก็บโดยผู้ให้บริการ

3. เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน มีความชัดเจน โปร่งใส เป็นธรรม และสร้างความเสมอภาคให้กับผู้ใช้ก๊าซฯ รายต่าง ๆ และสอดคล้องกับประกาศ กพช. ฉบับที่ 1/2544 และคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2550 ซึ่งได้กำหนดให้มีการพิจารณาทบทวน ทุก 5 ปี รวมทั้งให้เป็นไปตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 โดยมาตรา 65 กำหนดให้ กกพ. กำหนดหลักเกณฑ์อัตราค่าบริการของผู้ได้รับใบอนุญาต ฝ่ายเลขานุการฯ จึงขอความเห็นชอบให้มีการทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG) ตามข้อเสนอ ดังนี้

3.1 เห็นชอบการทบทวนโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ ที่คำนวณแบบถ่วงน้ำหนักตามค่าความร้อนของราคาเนื้อก๊าซฯ ที่ผู้จัดหาก๊าซฯ รับซื้อจากผู้ผลิตและ/หรือผู้ขาย มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู โดยแบ่งเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

1) Gulf Gas : เป็นก๊าซสำหรับโรงแยกก๊าซ ประกอบด้วยก๊าซ จากอ่าวไทย

2) Pool Gas : เป็นก๊าซที่จำหน่ายให้แก่ กฟผ. IPP SPP และผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทย ที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซ ก๊าซจากสหภาพพม่าแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซจากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต

ทั้งนี้ ในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

3.2 เห็นชอบให้มีการแก้ไของค์ประกอบในสูตรโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ**จาก** อัตราผลตอบแทนการจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ (M) **เป็น** อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่ง ก๊าซธรรมชาติ (S) โดยอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) แยกเป็น 2 ส่วน ดังนี้ (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ กำหนดสัญลักษณ์เท่ากับ S_1 และ (2)ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซฯ และการส่งก๊าซฯ ให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ กำหนดสัญลักษณ์เท่ากับ S_2

ทั้งนี้ มอบหมายให้ กกพ. ดำเนินการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) ตามมาตรา 65 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 และนำเสนอต่อ กพช. เพื่อทราบต่อไป

3.3 ให้คงหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ (T) ตามคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2550 ทั้งนี้ ในส่วนของการประเมินมูลค่าสินทรัพย์และขยายอายุใช้งานใหม่ของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในอนาคต ที่ผ่านมาได้กำหนดให้ดำเนินการประเมินโดย ปตท. โดยต้องได้รับความเห็นชอบจาก สนพ. นั้น เห็นควรมอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้ดำเนินการประเมินมูลค่าทรัพย์สินและขยายอายุใช้งานใหม่ในอนาคตแทน

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบการทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG) และมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานรับไปดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป ดังนี้

1.1 เห็นชอบให้มีการกำหนดราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยรายกลุ่ม ดังนี้

ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ ที่คำนวณแบบถ่วงน้ำหนักตามค่าความร้อนของราคาเนื้อก๊าซฯ ที่ผู้จัดหาก๊าซฯ รับซื้อจากผู้ผลิตและ/หรือผู้ขาย มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู โดยแบ่งเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

(1) Gulf Gas : เป็นก๊าซสำหรับโรงแยกก๊าซ ประกอบด้วยก๊าซ จากอ่าวไทย

(2) Pool Gas : เป็นก๊าซที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซ ก๊าซจากสหภาพพม่าแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซจากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต

ทั้งนี้ ในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

1.2 เห็นชอบให้มีการแก้ไของค์ประกอบในสูตรโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ**จาก** อัตราผลตอบแทนการจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ (M) **เป็น** อัตราค่าบริการ

สำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) โดยอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) แยกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

(1) ค่าใช้จ่ายสำหรับในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ กำหนดสัญลักษณ์เท่ากับ S_1

(2) ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซฯ และการส่งก๊าซฯให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ผู้จัดหาก๊าซฯและผู้ผลิตก๊าซฯ และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้จำหน่ายก๊าซฯและผู้ใช้ก๊าซฯ รวมถึงความเสี่ยงอื่นๆ เช่นการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีของผู้ใช้ก๊าซฯที่ทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติต่างจากคุณภาพก๊าซฯที่ได้รับจากผู้ผลิต การเปลี่ยนแปลงแผนการรับก๊าซฯ และการบำรุงรักษาที่ไม่สอดคล้องกับการทำงานของผู้ผลิต ความเสี่ยงในการรับก๊าซเนื่องจากโครงการของผู้ใช้ก๊าซไม่แล้วเสร็จตามแผน เป็นต้น โดยกำหนดสัญลักษณ์เท่ากับ S_2

ทั้งนี้ มอบหมายให้ กกพ. ดำเนินการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) ตามมาตรา 65 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 และนำเสนอต่อ กพช. เพื่อทราบต่อไป

1.3 ให้คงหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ (T) ตามคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2550 ทั้งนี้ ในส่วนของการประเมินมูลค่าสินทรัพย์และขยายอายุใช้งานใหม่ของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในอนาคต ที่ผ่านมาได้กำหนดให้ดำเนินการประเมินโดย ปตท. โดยต้องได้รับความเห็นชอบจาก สนพ. นั้น เห็นควรมอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้ดำเนินการประเมินมูลค่าทรัพย์สินและขยายอายุใช้งานใหม่ในอนาคตแทน

1.4 เห็นชอบการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจำแนกตามกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

(1) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับโรงแยกก๊าซ โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$P_{\text{โรงแยกก๊าซฯ}} = \text{Gulf Gas} + S + Td_{\text{Zone 1}} + Tc$

(2) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$P_{\text{กฟผ.}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{Zone 1+3}} + Tc$

(3) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการกำหนดสูตรราคาก๊าซ ดังนี้

$P_{\text{ขนอม}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{Zone 2}} + Tc$

(4) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา โดยมีการกำหนดสูตรราคาก๊าซ ดังนี้

$P_{จะนะ}$ = Pool Gas + S + $Tariff_{TTM}$ + $Td_{Zone\ 4}$ + Tc

(5) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$P_{น้ำพอง}$ = ($WH_{ตามข้อตกลงระหว่าง\ ปตท.\ กับผู้รับสัมปทาน}$) + S + $Td_{Zone\ 5}$+ Tc

(6) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

P_{IPP} = Pool Gas + S + $Td_{Zone\ 1+3}$ + Tc

(7) การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

P_{SPP} = Pool Gas + S + $Td_{Zone\ 1+3}$ + Tc

โดย

- Gulf Gas หมายถึง ก๊าซสำหรับโรงแยกก๊าซ ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทย
- Pool Gas หมายถึง ก๊าซที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ ประกอบด้วยก๊าซ จากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซ ก๊าซจากสหภาพพม่าแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซจากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต
- S หมายถึง อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู ซึ่งประกอบด้วย
    - - S_1 คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ
    - - S_2 คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซฯ และการส่งก๊าซฯ ให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้จัดหาก๊าซฯและผู้ผลิตก๊าซฯ และสัญญาซื้อขาย ก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้จำหน่ายก๊าซฯและผู้ใช้ก๊าซฯ รวมถึงความเสี่ยงอื่นๆ (ทั้งนี้ค่า S อาจมีอัตราที่แตกต่างกันไปตามกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ)
- Td หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Demand Charge สำหรับระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามที่ กพช. กำหนด มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู
    - - Zone 1 คือ ระบบท่อส่งก๊าซนอกชายฝั่งที่ระยอง
    - - Zone 2 คือ ระบบท่อส่งก๊าซนอกชายฝั่งที่ขนอม
    - - Zone 3 คือ ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่ง
    - - Zone 4 คือ ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่งที่จะนะ
    - - Zone 5 คือ ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่งที่น้ำพอง
- Tc หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Commodity Charge มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

- $Tariff_{TTM}$ หมายถึง ค่าบริการส่งก๊าซของระบบท่อในทะเลของบริษัททรานส์ไทย -มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด หรือ TTM (Thailand) ที่ TTM เรียกเก็บจาก ปตท. เพื่อขนส่งก๊าซจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย (JDA) มาขึ้นฝั่งที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

2. มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) รับไปดำเนินการศึกษาต้นทุนก๊าซมีเทน (C_1) ที่ได้จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ และผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) แล้วนำกลับมาเสนอ กพช. ในการประชุมครั้งต่อไป

เรื่องที่ 3 <u>นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2551 ได้มีมติเห็นชอบ แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซ LPG โดยให้คงราคา ณ โรงกลั่นที่ 332.75 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ไว้จนถึงกรกฎาคม 2551

2. คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบให้ตรึงราคาก๊าซ LPG ต่อไปอีกหลายครั้งจนกระทั่งล่าสุด ครม. เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2553 ได้มีมติเห็นชอบเรื่อง การขยายมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงาน โดยให้ตรึงราคาก๊าซ LPG จนถึง 28 กุมภาพันธ์ 2554 และ ครม. เมื่อวันที่ 11 มกราคม 2554 ได้มีมติเห็นชอบเรื่อง การจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อทดแทนการนำเข้า โดยกำหนดราคา LPG โรงกลั่นเป็นราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก โดยร้อยละ 24 เป็นราคาควบคุมที่ 333 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน และอีกร้อยละ 76 เป็นราคาตลาดโลก (CP)

3. ครม. เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2545 ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดราคาจำหน่าย NGV โดยกำหนดเงื่อนไขตามราคาน้ำมันและกำหนดเพดานราคาขายปลีก NGV ภายในประเทศไว้ที่ระดับไม่เกิน 10.34 บาทต่อกิโลกรัม

4. กพช. เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2550 ได้มีมติเห็นชอบให้มีการทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติและหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV และให้กำหนดราคา NGV ที่ระดับราคา 8.50 บาทต่อกิโลกรัม ในปี 2550-2551 และทยอยปรับราคาในปีต่อไป

5. ครม. ได้มีมติเห็นชอบให้ตรึงราคาก๊าซ NGV อีกหลายครั้งจนกระทั่งล่าสุดเมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2553 เห็นชอบให้ตรึงราคาขายปลีก NGV และให้กองทุนน้ำมันฯ ชดเชยราคา NGV ในอัตรา 2 บาทต่อกิโลกรัม จนถึงสิ้นเดือนกุมภาพันธ์ 2554

6. การใช้ก๊าซ LPG ภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรมขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากราคาก๊าซ LPG ที่รัฐควบคุมมีราคาต่ำกว่าเชื้อเพลิงอื่นมาก และมีผลให้ต้องมีการนำเข้า LPG เพิ่มสูงขึ้นเป็นลำดับ ทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงต้องชดเชยราคา

การนำเข้าก๊าซ LPG สะสมถึงสิ้นปี 2553 รวม 36,135 ล้านบาท หากไม่มีการปรับราคาขายปลีกของก๊าซ LPG และหากความต้องการใช้ยังคงขยายตัวอย่างต่อเนื่อง คาดว่ากองทุนน้ำมันฯ จะมีภาระเงินชดเชยสะสมเพิ่มขึ้นสูงกว่า 2 แสนล้านบาทในปี 2558

7. ราคาก๊าซ LPG ในเดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ 2554 อยู่ที่ระดับ 929 และ 816 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน และคาดว่าในช่วงเดือนมีนาคม- ธันวาคม 2554 เฉลี่ยอยู่ที่ 794 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน สำหรับปริมาณการนำเข้าก๊าซ LPG จากต่างประเทศตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 - 8 กุมภาพันธ์ 2554 มีการนำเข้าทั้งสิ้น 2,853 พันตัน คิดเป็นเงินชดเชยประมาณ 38,354 ล้านบาท

8. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2554 มีเงินสดสุทธิ 35,430 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 12,581 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 22,849 ล้านบาท ปัจจุบันกองทุนน้ำมันฯ มีสภาพคล่องสุทธิติดลบประมาณวันละ 194 ล้านบาท หรือ 5,831 ล้านบาทต่อเดือน และจากนโยบายตรึงราคาขายปลีกดีเซลไว้ไม่เกิน 30 บาทต่อลิตร จนถึงสิ้นเดือนเมษายน 2554 ประเมินว่าจะทำให้ฐานะกองทุนน้ำมันฯ คงเหลือสุทธิ 9,657 ล้านบาท

9. ปี 2554 การผลิตก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันอยู่ที่ระดับ 127 พันตันต่อเดือน จำหน่ายให้กลุ่ม ปิโตรเคมี 44 พันตันต่อเดือน เหลือจำหน่ายเพื่อเป็นเชื้อเพลิง 80 พันตันต่อเดือน ในขณะที่โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 1-6 ผลิตก๊าซ LPG เฉลี่ยที่ระดับ 308 พันตันต่อเดือน จำหน่ายให้กลุ่มปิโตรเคมี 149 พันตันต่อเดือน เหลือจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิง 159 พันตันต่อเดือน โดยที่ก๊าซ LPG ที่ผลิตในประเทศสามารถจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงได้ประมาณ 239 พันตันต่อเดือน และคาดว่าการใช้ก๊าซ LPG เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในปี 2554 จะอยู่ที่ระดับ 341 พันตันต่อเดือน ทำให้ต้องมีการนำเข้าก๊าซ LPG ในระดับ 102 พันตันต่อเดือน

10. ปี 2554 คาดว่ากองทุนน้ำมันฯ มีภาระทั้งสิ้น 2,809 ล้านบาทต่อเดือน แยกเป็นภาระชดเชย LPG นำเข้า 1,566 ล้านบาทต่อเดือน ภาระชดเชย LPG โรงกลั่น 839 ล้านบาทต่อเดือน และภาระชดเชย NGV 404 ล้านบาทต่อเดือน

11. มติ ครม. เมื่อวันที่ 11 มกราคม 2554 รัฐบาลได้มีมาตรการการตรึงราคา LPG สำหรับภาคครัวเรือนและภาคขนส่งและให้ความสำคัญกับการใช้ LPG เพื่อการหุงต้มเป็นอันดับแรกและทยอยปรับราคา LPG ในภาคอุตสาหกรรมและขนส่งเข้าสู่ราคาตลาด และเปลี่ยนจากการเก็บเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจากการใช้น้ำมันเบนซิน มาเป็นการใช้เงินค่าภาคหลวงของสัมปทานปิโตรเลียมแทน

12. สนพ. ได้ศึกษาต้นทุนการผลิตก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติปี 2553 เท่ากับ 440 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน และปี 2554 ประมาณ 469 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ขณะที่ต้นทุนราคา NGV ซึ่งเมื่อนำมารวมกับค่าการตลาดและภาษีมูลค่าเพิ่ม ทำให้ราคาขายปลีก NGV เป็น 15.46 บาทต่อกิโลกรัม (ไม่รวมภาษี อบจ.)

13. หลักการกำหนดราคาก๊าซ LPG สำหรับผู้ผลิต ประกอบด้วย (1) ราคา ณ โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ใช้หลักเกณฑ์ต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่แท้จริง และ (2) ราคา ณ โรงกลั่นสำหรับโรงกลั่นต่างๆ ใช้หลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น ที่สะท้อนราคาตลาดโลก

14. หลักการกำหนดราคาขายปลีก LPG ประกอบด้วย (1) ครัวเรือน : กำหนดราคาขายปลีกอิงกับราคา ณ โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ปรับทุกไตรมาส (2) อุตสาหกรรม : กำหนดราคาขายปลีกอิงราคา ณ โรงกลั่นปรับทุกเดือน และ (3) ขนส่ง : กำหนดราคาขายปลีกอิงราคา ณ โรงกลั่นปรับทุกเดือน

15. หลักการกำหนดราคาขายปลีกก๊าซ NGV ประกอบด้วย (1) ให้มีการปรับต้นทุนเฉพาะส่วนราคาต้นทุน เนื้อก๊าซฯ ทุก 3 เดือน (รายไตรมาส) และ (2) ให้มีการทบทวนค่าใช้จ่ายดำเนินการปีละ 1 ครั้ง

16. แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ประกอบด้วย

- (1) ภาคครัวเรือน : ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG จนถึงปี 2555 และทยอยปรับราคาให้สะท้อนต้นทุนก๊าซ LPG ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ มกราคม 2556 เป็นต้นไป
- (2) ภาคอุตสาหกรรม : เพื่อให้ผู้ประกอบการมีเวลาปรับตัว เห็นควรให้ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ต่อไปอีก 4 เดือน (มีนาคม- มิถุนายน 2554) หลังจากนั้นให้ทยอยปรับราคาก๊าซ LPG เริ่มตั้งแต่กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป
- (3) ภาคขนส่ง : เมื่อมีการเปลี่ยนแท็กซี่ LPG เป็น NGV จำนวน 20,000 คัน ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2554 ดังนั้นเห็นควรให้ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ต่อไปอีก 4 เดือน (มี.ค. - มิ.ย. 54) หลังจากนั้นให้ทยอยปรับราคาก๊าซ LPG ตั้งแต่กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป

17. แนวทางการปรับราคา ณ โรงแยกก๊าซธรรมชาติ เมื่อมีการทยอยปรับราคาขายปลีกตามข้อ 16 แล้ว เห็นควรให้มีการทยอยปรับราคา ณ โรงแยกก๊าซฯ โดยให้ กบง. รับไปกำหนดในรายละเอียดและนำเสนอ กพช. ต่อไป

18. แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV เห็นควรให้ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ในระดับราคา 8.50 บาทต่อกก. และคงอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ในอัตรา 2 บาทต่อกก. ต่อไปอีก 4 เดือน (มีนาคม- มิถุนายน 2554) หลังจากนั้นให้ทยอยปรับราคาขายปลีกให้สะท้อนต้นทุนก๊าซ NGV

19. ปัจจุบันกองทุนน้ำมันฯ มีภาระในการชดเชยก๊าซ LPG และ NGV ทั้งสิ้น 2,809 ล้านบาทต่อเดือน แยกเป็น ชดเชยก๊าซ LPG นำเข้าประมาณ 1,566 ล้านบาทต่อเดือน ชดเชย LPG ณ โรงกลั่นประมาณ 839 ล้านบาทต่อเดือน และชดเชย NGV 404 ล้านบาทต่อเดือน (ชดเชยโรงแยกตามราคาต้นทุน ปตท.รับภาระอยู่ 557 ล้านบาทต่อเดือน) ซึ่งหากตั้งแต่เดือนกรกฎมาคม 2554 มีการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง ไตรมาสละ 1 ครั้ง จำนวน 4 ครั้ง พร้อมลดการชดเชย NGV ไตรมาสละ 1 ครั้ง จำนวน 3 ครั้ง จะทำให้ภาระกองทุนน้ำมันในปี 2554

ลดลงจาก 2,809 ล้านบาทต่อเดือน เหลือ 2,568 ล้านบาทต่อเดือน และในปี 2555 จะลดลงจาก 2,732 ล้านบาทต่อเดือน เหลือ 1,481 ล้านบาทต่อเดือน สำหรับแหล่งเงินที่นำมาใช้ชดเชยในปีงบประมาณ 2554 ให้กองทุนน้ำมันฯ รับภาระต่อไป ส่วนในปีงบประมาณ 2555 (ตุลาคม 2554 - กันยายน 2555) คาดว่าจะมีภาระประมาณ 20,000 ล้านบาท มอบหมายให้สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (สบพน.) รับไปขอจัดสรรงบประมาณจากงบประมาณปกติปี 2555 ต่อไป

20. ปัญหาการใช้ก๊าซ LPG ผิดประเภท คือนำถังก๊าซ LPG ในครัวเรือนไปใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมและรถยนต์ และการถ่ายเทก๊าซ LPG จากถังก๊าซ LPG สามารถแก้ไขได้ ดังนี้ (1) ขั้นเตรียมการช่วงก่อนเริ่มปรับราคา คือ สำรวจ และรวบรวมข้อมูลสำหรับจัดทำมาตรการบรรเทาผลกระทบ และติดตามตรวจสอบ ออกประกาศกระทรวงฯ กำหนดให้โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ LPG ตั้งถังได้ไม่เกิน 500 กิโลกรัม หากเกินต้องใช้ถังเก็บและจ่าย (BULK) รวมทั้งออกประกาศกรมธุรกิจพลังงานเพื่อกำกับการขนส่ง LPG (2) การดำเนินการภายหลังปรับราคา LPG ภาคอุตสาหกรรมและขนส่ง โดยแก้ไขคำสั่งนายกรัฐมนตรี ที่ 4/2547 ในการกำหนดปริมาณการใช้และการจำหน่าย LPG (3) ผู้ฝ่าฝืนมีโทษตาม พรก. แก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ.2516 จำคุกไม่เกิน 10 ปี ปรับไม่เกิน 100,000 บาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

21. มาตรการส่งเสริมและช่วยเหลือบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ ประกอบด้วย (1) มาตรการช่วยเหลือกลุ่มรถแท็กซี่ที่ใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิงมาเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) (2) มาตรการช่วยเหลือและบรรเทาผลกระทบกลุ่มอุตสาหกรรมแก้ว กระจกและเซรามิค ในการจัดหาเชื้อเพลิงทางเลือกอื่น การปรับเปลี่ยนเครื่องจักรให้เหมาะสมกับเชื้อเพลิงทางเลือกและมาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน เป็นต้น

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ตรึงราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ต่อไปอีก 4 เดือน (มีนาคม - มิถุนายน 2554)

2. เห็นชอบให้คงอัตราเงินชดเชยก๊าซ NGV จากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในอัตรา 2 บาทต่อกิโลกรัม ต่อไปอีก 4 เดือน (มีนาคม - มิถุนายน 2554)

3. เห็นชอบยกเลิกการกำหนดเพดานราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 10.34 บาทต่อกิโลกรัม

4. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานและกระทรวงอุตสาหกรรมรับไปจัดทำมาตรการและแนวทางช่วยเหลือกลุ่มอุตสาหกรรมแก้ว กระจกและเซรามิค และกลุ่มอุตสาหกรรมอื่นๆ ในกรณีที่รัฐมีนโยบายให้ทยอยปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG ในภาคอุตสาหกรรม และให้นำกลับมาเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งต่อไป

5. มอบหมายให้กระทรวงอุตสาหกรรมรับไปจัดทำโครงสร้างภาษีรถยนต์และแนวทางการจัดเก็บภาษีป้ายทะเบียนรถยนต์ที่มีการติดตั้งเครื่องยนต์ใช้ก๊าซหุงต้มเป็นเชื้อเพลิงเพื่อเป็นการชะลอการใช้ก๊าซ LPG ในภาคขนส่ง

เรื่องที่ 4 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

เรื่องที่ 5 งบประมาณรายจ่ายประจำปี พ.ศ 2554 ของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

เรื่องที่ 6 ผลการดำเนินงานของคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

เรื่องที่ 7 การกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ จำนวน 12 ผลิตภัณฑ์

เรื่องที่ 8 ผลการดำเนินงานที่สำคัญของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

มติของที่ประชุม

มติที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 ปัญหาน้ำมันปาล์มดิบขาดแคลน

สรุปสาระสำคัญ

1. ประธานฯ ได้ขอให้กระทรวงพลังงานรายงานความก้าวหน้าการร่วมกันดำเนินการแก้ไขปัญหาการขาดแคลนน้ำมันปาล์มดิบในส่วนที่นำมาใช้ผลิตน้ำมันพืชในประเด็นเรื่องการจัดหาน้ำมันปาล์มดิบและราคา

2. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) ได้ชี้แจงว่า กระทรวงพลังงานได้สอบถามปริมาณสำรองน้ำมันปาล์มดิบจากผู้ประกอบการผลิต B100 และผู้ค้ามาตรา 7 ซึ่งทั้งสองแหล่งมีปริมาณ น้ำมันปาล์มดิบสำรอง จำนวน 7,700 ตัน และโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมีปริมาณน้ำมันปาล์มดิบสำรอง จำนวน 10,000 ตัน กระทรวงพลังงานจะให้ยืมน้ำมันปาล์มดิบจากแหล่งดังกล่าวจำนวนรวม 15,000 ตัน ซึ่งคาดว่า สามารถนำไปผลิตเป็นน้ำมันพืชใช้ได้ประมาณ 10 วัน สำหรับในส่วนของราคา คณะกรรมการนโยบายปาล์มน้ำมันแห่งชาติ ได้มีมติให้ชดเชยการนำเข้ากิโลกรัมละ 5 บาท และชดเชยให้โรงกลั่นน้ำมันกิโลกรัมละ 9.50 บาท โดยจะขอให้รัฐบาลจัดงบประมาณสนับสนุนเพื่อให้ราคาขายของน้ำมันพืชทั้งในรูปแบบขวด ถุง ปี๊บ ราคาเท่ากัน

มติของที่ประชุม

มติที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 <u>โครงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์</u>

1. ประธานได้แจ้งให้ที่ประชุมทราบว่าได้รับการร้องเรียนจากผู้ประกอบการโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในด้านความโปร่งใสและความเป็นธรรมในการอนุมัติโครงการและพิจารณาขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ภายหลังจากที่มีการปรับลด Adder ของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ จาก 8 บาทต่อหน่วย เหลือ 6.5 บาทต่อหน่วย รวมถึงการปฏิบัติตามระเบียบรับซื้อไฟฟ้า

2. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) และปลัดกระทรวงพลังงาน (นายณอคุณ สิทธิพงศ์) ได้ชี้แจงว่ากระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี โดยกำหนดเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ 500 เมกะวัตต์ ซึ่งในปัจจุบันมีโครงการที่ตอบรับซื้อและลงนามในสัญญาแล้ว 2,200 เมกะวัตต์ โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ได้พิจารณาแล้วว่าหากรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการดังกล่าวทั้งหมดจะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) 22 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งในข้อเสนอการปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าได้ประมาณการว่า จะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าผ่านค่า Ft เฉลี่ยทุกประเภทเชื้อเพลิงประมาณ 8 สตางค์ต่อหน่วย ภายในปี 2565 ทั้งนี้ คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้รับการแต่งตั้งจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ อยู่ระหว่างพิจารณาดำเนินการคัดกรองโครงการที่มีความต้องการพัฒนาโครงการจริง ไม่ได้เป็นโครงการยื่นข้อเสนอไว้แต่ไม่ได้ดำเนินการ และได้ชะลอโครงการที่ยังไม่ลงนามและตอบรับซื้อไฟฟ้าไว้ก่อนเพื่อพิจารณาปรับปรุงอัตราสนับสนุนให้เหมาะสมกับต้นทุนในปัจจุบันที่ลดลง และทำให้ผลตอบแทนของผู้ประกอบการเพิ่มขึ้น โดยคณะกรรมการบริหารฯ จะเป็นผู้ดูแลข้อกฎหมายและการบริหารจัดการให้เป็นไปด้วยความเรียบร้อย ทั้งนี้ ตั้งแต่ช่วงเดือนตุลาคม 2553 ที่ผ่านมากระทรวงพลังงานยังไม่ได้มีการรับซื้อและลงนามในโครงการฯ ใดๆ เพิ่มเติม มีเพียง การพิจารณาคัดกรองโครงการในอดีตที่มีความล่าช้าก่อน

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมมีมติมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จัดทำรายละเอียดโครงการ ลำดับการยื่นข้อเสนอ ขั้นตอนการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า การลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า อัตราส่วนเพิ่มที่ได้รับ ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง และสถานภาพปัจจุบันของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เสนอประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบต่อไป