มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 3/2553 (ครั้งที่ 132)
วันพฤหัสบดีที่ 25 พฤศจิกายน 2553 เวลา 16.30 น.
ณ ห้องประชุมงบประมาณ ชั้น 3 อาคารรัฐสภา 3

---

1. มาตรการลดภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประสบอุทกภัย
2. การพิจารณาทบทวนเพิ่มเติมคำนิยามของการใช้ไฟฟ้าสาธารณะอื่นๆ (ส่วนควบ)
3. การขอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา
4. แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า
5. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน
6. การดำเนินการตามบันทึกความเข้าใจระหว่างไทย - ลาว เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำฝายบ้านกุ่ม
7. การปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้ง
8. แนวทางการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และอัตราค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)
9. การเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด
10. นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
11. เรื่องเพื่อทราบ
12. การปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

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

เรื่องที่ 1 <u>มาตรการลดภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประสบอุทกภัย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กรมป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย กระทรวงมหาดไทย ได้รายงานสถานการณ์สาธารณภัย ณ วันที่ 12 พฤศจิกายน 2553 มีจังหวัดประสบภัยทั้งสิ้น 51 จังหวัด ประชาชนได้รับความเดือดร้อน 2,525,144 ครัวเรือน ปัจจุบันสถานการณ์ได้คลี่คลายไปแล้วจำนวน 28 จังหวัด และยังคงมีสถานการณ์อุทกภัยอยู่ทั้งสิ้น 23 จังหวัด ดังนั้น เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบแก่ผู้ประสบอุทกภัยจึงควรมีมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้าให้แก่ครัวเรือนที่ประสบอุทกภัย

2. ปัจจุบันรัฐบาลมีมาตรการลดภาระค่าครองชีพของภาคประชาชน หนึ่งในมาตรการคือลดภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วย/เดือน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ระยะเวลาการดำเนินการตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 - 31 ธันวาคม 2553 ซึ่งเป็นแนวทางหนึ่งที่สามารถบรรเทาผลกระทบแก่ผู้ประสบอุทกภัยได้ แต่หลังจากเดือนธันวาคม 2553 ไม่มีมาตรการอื่นมารองรับ และเพื่อให้ครอบคลุมกลุ่มผู้ประสบอุทกภัยประเภทบ้านอยู่อาศัย กระทรวงพลังงาน ได้เสนอแนวทางเพื่อช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย เป็นระยะเวลา 3 เดือน (มกราคม - มีนาคม 2554) โดยให้ส่วนลดค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเฉพาะครัวเรือนที่ประสบอุทกภัย ครัวเรือนละ 100 บาท/เดือน โดยมีแนวทางการดำเนินมาตรการลดภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประสบอุทกภัย ดังนี้

2.1 กำหนดกลุ่มผู้ได้รับความช่วยเหลือ ได้แก่ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยทั้งหมดที่อยู่ในพื้นที่ประสบอุทกภัยโดยอ้างอิงตามรายงานสถานการณ์สาธารณภัยของกรมป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย ในเบื้องต้นมีจังหวัดที่ประสบอุทกภัยตั้งแต่วันที่ 10 ตุลาคม 2553 จนถึงปัจจุบัน รวม 51 จังหวัด ประชาชนได้รับความเดือดร้อน 2,525,144 ครัวเรือน

2.2 การดำเนินการให้ความช่วยเหลือ ดำเนินการโดยให้ส่วนลดค่าไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยตามหลักเกณฑ์ที่กำหนด ระยะเวลา 3 เดือน (มกราคม - มีนาคม 2554) ตามจำนวนเงินที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจ่ายจริง ทั้งนี้ไม่เกินเดือนละ 100 บาท คิดเป็นวงเงินช่วยเหลือในเบื้องต้นประมาณ 750 ล้านบาท

2.3 แหล่งที่มาของเงินที่ใช้ในการดำเนินการ ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดค่าไฟฟ้าขายส่งในรอบเดือนมกราคม - มีนาคม 2554 ให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามจำนวนเงินที่ กฟน. และ กฟภ. ได้ดำเนินการตามหลักเกณฑ์ หลังจากนั้นให้ กฟผ. นำจำนวนเงินช่วยเหลือทั้งหมดมาคำนวณในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ต่อไป

มติของที่ประชุม

เห็นชอบแนวทางการดำเนินมาตรการลดภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประสบอุทกภัยตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ในข้อ 2 และมอบหมาย กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ไปดำเนินการโดยให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำกับดูแลให้ไปเป็นไปตามนโยบาย

เรื่องที่ 2 <u>การพิจารณาทบทวนเพิ่มเติมคำนิยามของการใช้ไฟฟ้าสาธารณะอื่นๆ (ส่วนควบ)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มิถุนายน 2530 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2530 เรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยให้ถือปฏิบัติเกี่ยวกับค่าไฟฟ้าสาธารณะว่า ให้สิทธิไม่คิดค่าไฟฟ้าสาธารณะในส่วนที่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ของการใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยในแต่ละท้องถิ่น ส่วนที่เกินให้คิดค่าไฟฟ้าในอัตราส่วนราชการ และให้ยกเลิกการจ่ายเงินช่วยเหลือท้องถิ่น เพื่อไฟฟ้าสาธารณะที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เคยจ่ายให้เทศบาล 66 แห่ง ที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการไฟฟ้าของเทศบาลมาดำเนินการแทน โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2530 เป็นต้นมา ทั้งนี้คำนิยามของไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาล 66 แห่ง ที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการไฟฟ้ามาดำเนินการจะมีความหมายกว้างกว่าไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาล สุขาภิบาลและหน่วยงานปกครองส่วนท้องถิ่นอื่น

2. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2539 ได้พิจารณาเรื่อง การพิจารณาช่วยเหลือท้องถิ่นเรื่องไฟฟ้าสาธารณะ มีมติเห็นชอบ (1) ให้ กฟภ. ปรับฐานการให้สิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะเท่ากับร้อยละ 10 ของหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็กที่มีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 200 หน่วยต่อเดือน ตั้งแต่ปีงบประมาณ 2540 (2) ให้ กฟภ. ยกเลิกหนี้ค้างชำระค่ากระแสไฟฟ้าสาธารณะของเทศบาลที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการจาก กฟภ. ในปี 2530 - 2539 และ (3) ให้กระทรวงมหาดไทยทำความเข้าใจกับเทศบาล สุขาภิบาล องค์การบริหารส่วนจังหวัด องค์การบริหารส่วนตำบล และสภาตำบล เพื่อให้ยอมรับการปรับฐานสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะใหม่และให้ถือเป็นที่ยุติ ไม่ให้นำกลับมาขอปรับฐานการคิดหรือขอยกเลิกหนี้ค้างชำระอีกต่อไป

3. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 8 กันยายน 2552 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 เรื่องการปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะ ดังนี้ (1) เห็นชอบการปรับฐานการคำนวณสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะเป็นร้อยละ 10 ของหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยรวมกับหน่วยการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็กทุกราย รายละ 250 หน่วย ตั้งแต่ปีงบประมาณ 2553 เป็นต้นไป และ (2) เห็นชอบการปรับนิยามของการใช้ไฟฟ้าสาธารณะอื่นๆ (ส่วนควบ) สำหรับเทศบาลที่มีข้อตกลงในการรับโอนกิจการ 66 แห่ง เป็น "กระแสไฟฟ้าที่ กฟภ. ได้จ่ายให้ภายในอาคารของเทศบาลเพื่อใช้ในกิจการของเทศบาล หรือเพื่อสาธารณะตลอดจนภายในบริเวณที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สำนักงานเทศบาล (ไม่รวมบ้านพัก) สถานีอนามัย โรงพยาบาล สถานีดับเพลิง โรงเรียนเทศบาล ไฟฟ้าแสงสว่างภายในสวนสาธารณะ และส้วมสาธารณะเท่านั้น"

4. ต่อมาสำนักงานเทศบาลนครเชียงรายได้มีหนังสือ ถึงนายกรัฐมนตรี ขอให้ กพช. พิจารณาทบทวนการกำหนดคำนิยามของการใช้ไฟฟ้าสาธารณะอื่นๆ (ส่วนควบ) โดยให้ครอบคลุมหน่วยงานราชการท้องถิ่นที่ดำเนินงานเพื่อสาธารณะประโยชน์

เนื่องจากปัจจุบันเทศบาลนครเชียงรายประสบปัญหาการชำระค่าไฟฟ้าของศูนย์บริการสาธารณสุขบ้านน้ำลัด เนื่องมาจากศูนย์บริการสาธารณะสุขบ้านน้ำลัดไม่ได้อยู่ในคำนิยามการใช้ไฟฟ้าสาธารณะตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 8 กันยายน 2552 จึงต้องชำระค่าไฟฟ้าเช่นเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าปกติ

5. กฟภ. ได้รายงานหน่วยไฟฟ้าใช้เกินสิทธิ ในปีงบประมาณ 2552 ของเทศบาลนครเชียงราย มีจำนวนรวม 1,156,398.21 หน่วย ปัจจุบันเทศบาลฯ ได้ชำระหนี้ค้างชำระของปีงบประมาณ 2552 แล้ว ภายหลังการปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะ ตั้งแต่ 1 ตุลาคม 2552 เทศบาลนครเชียงราย มีหน่วยการใช้จริงต่ำกว่าหน่วยการใช้ไฟฟ้าตามสิทธิอยู่ประมาณ 424,476.34 หน่วย ในปีงบประมาณ 2553 เทศบาลนครเชียงรายจึงไม่มีหนี้ค้างชำระ กฟภ. ยกเว้น ศูนย์สาธารณสุขบ้านน้ำลัด (ที่อยู่ในสังกัดของเทศบาลนครเชียงราย) ซึ่งไม่ได้อยู่ในคำนิยามการใช้ไฟฟ้าสาธารณะตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 8 กันยายน 2552 จึงต้องชำระค่าไฟฟ้าเช่นเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าปกติ ปัจจุบัน (ต.ค.2552 - ต.ค.2553) ศูนย์สาธารณสุขบ้านน้ำลัดมีหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระ กฟภ. รวม 63,385.69 บาท

6. เนื่องจากคณะรัฐมนตรีได้มีมติการปรับสิทธิการใช้ไฟฟ้าสาธารณะไปเมื่อวันที่ 8 กันยายน 2552 ที่ผ่านมา ในส่วนของศูนย์บริการสาธารณสุขซึ่งไม่ได้อยู่ในคำนิยามการใช้ไฟฟ้าสาธารณะตามมติดังกล่าว เกือบทุกศูนย์ฯ ได้มีการชำระค่าไฟฟ้าแก่ กฟภ. ยกเว้น ศูนย์สาธารณสุขบ้านน้ำลัด หากมีการปรับให้ได้รับสิทธิก็จะมีหน่วยงานอื่นๆ ขอมาอีก ประกอบกับ ขณะนี้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2554 โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่จะมีส่วนหนึ่งที่เกี่ยวกับค่าไฟฟ้าสาธารณะ ฝ่ายเลขานุการฯ เห็นว่าน่าจะมีการปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าสาธารณะใหม่ให้ครอบคลุมกลุ่มต่างๆ ทั้งหมดเพื่อให้เกิดความเป็นธรรม จึงเห็นควรมอบหมายให้ สกพ. พิจารณาดำเนินการทบทวนคำนิยามของค่าไฟฟ้าสาธารณะให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมต่อไป

มติของที่ประชุม

มอบหมายให้ สกพ. พิจารณาดำเนินการทบทวนคำนิยามของค่าไฟฟ้าสาธารณะในการศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมต่อไป

เรื่องที่ 3 การขอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 เห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส

อีก 1 บาทต่อหน่วย สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานน้ำขนาดเล็กและขยะ สำหรับพลังงานลมและแสงอาทิตย์เพิ่มอีก 1.50 บาทต่อหน่วย

2. เนื่องจากพื้นที่อำเภอจะนะ เทพา สะบ้าย้อย และนาทวี ในจังหวัดสงขลา รวมถึงพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ ปัตตานี ยะลา และนราธิวาส ถูกจัดเป็นเขตพัฒนาพิเศษเฉพาะกิจ ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2549 โดยให้มีการพัฒนาด้านเศรษฐกิจ สังคม และต่างประเทศ ซึ่งในปัจจุบัน หน่วยงานราชการต่างๆ ได้ให้การสนับสนุนและสิทธิพิเศษต่างๆ แก่พื้นที่ 4 อำเภอของจังหวัดสงขลาเทียบเท่ากับพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้แล้วทั้งสิ้น อาทิ การนับอายุราชการ เบี้ยเสี่ยงภัยสำหรับข้าราชการในพื้นที่ดังกล่าว แต่พื้นที่ 4 อำเภอดังกล่าวยังไม่ได้รับการสนับสนุนและได้รับสิทธิพิเศษด้านการรับซื้อไฟฟ้า ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเสนอให้ 4 อำเภอดังกล่าว ได้รับการสนับสนุนและได้รับสิทธิพิเศษด้านการรับซื้อไฟฟ้าเทียบเท่ากับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ด้วย

มติของที่ประชุม

เห็นชอบให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (VSSP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) สำหรับอำเภอจะนะ เทพา สะบ้าย้อย และนาทวี ในจังหวัดสงขลาเพิ่มจากเดิม โดยกำหนดส่วนเพิ่มสำหรับโครงการที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอีก 1.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และพลังงานหมุนเวียนเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังน้ำขนาดเล็ก และขยะ เพิ่มขึ้น 1.00 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยให้มีผลบังคับใช้กับโครงการที่ยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าในพื้นที่ 4 อำเภอดังกล่าว และโครงการพลังงานหมุนเวียนที่จะเสนอขายไฟฟ้าในอนาคต

เรื่องที่ 4 แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า

สรุปสาระสำคัญ

1. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ได้เห็นชอบแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) และกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ดังนี้

1.1 แนวทางการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้า ให้มีการโอนเงินให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้า (คณะกรรมการฯ) บริหารงานต่อเพื่อให้การบริหารงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้าเป็นไปอย่างต่อเนื่อง โดยให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้าตั้งแต่เดือนถัดจากวันที่ระเบียบกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้

1.2 แนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน เห็นควรกำหนดแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้ (1) มอบหมายให้คณะอนุกรรมการติดตามและ

ประเมินผลการดำเนินงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้า (คณะอนุกรรมการฯ) พิจารณากำหนดแนวทางการดำเนินงานในการบริจาคเงินและทรัพย์สิน จัดทำบัญชี และการปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล เพื่อแจ้งให้คณะกรรมการฯ ดำเนินการต่อไป และ (2) ให้คณะกรรมการฯ ยุติการใช้จ่ายเงินภายในปี 2553 โดยให้จัดสรรงบไว้ส่วนหนึ่งสำหรับจัดทำรายงานผลการดำเนินงาน รายงานการเงินประจำปี และการขอปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล หลังจากนั้น ให้ดำเนินการบริจาคเงินและทรัพย์สินที่ประสงค์จะบริจาคให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าให้แล้วเสร็จภายใน 1 ปี

2. ความคืบหน้าการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามพระราชพระบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ดำเนินการ ดังนี้

2.1 ออกระเบียบ กกพ. ว่าด้วยกองทุนพัฒนาไฟฟ้า พ.ศ. 2553 เป็นระเบียบที่เกี่ยวกับการรับ การจ่าย การเก็บรักษา การบริหารจัดการ การนำส่ง และการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า คาดว่าจะประกาศในราชกิจจานุเบกษาเพื่อให้มีผลบังคับใช้ภายในเดือนพฤศจิกายน 2553

2.2 ออกประกาศ กกพ. เรื่อง การนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนในอัตราที่กำหนดและต้องมีการรายงานข้อมูลต่อ สกพ. คาดว่าจะประกาศในราชกิจจานุเบกษาเพื่อให้มีผลบังคับใช้ภายในเดือนพฤศจิกายน 2553

2.3 ยกร่างระเบียบ กกพ. ว่าด้วยกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า พ.ศ. .... เป็นระเบียบที่ใช้บังคับในการบริหารจัดการและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97(3) มีการกำหนดพื้นที่ประกาศที่มีสิทธิได้รับการสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และกำหนดให้มีคณะกรรมการพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (คพรฟ.) ซึ่งประกอบด้วยผู้แทนภาคประชาชน (ไม่น้อยกว่า 2 ใน 3) ผู้แทนภาครัฐ และผู้ทรงคุณวุฒิ ทำหน้าที่บริหารจัดการเงินกองทุนที่ได้รับการจัดสรร โดย กกพ. จะทำหน้าที่กำกับดูแลให้การใช้จ่ายเงินกองทุนเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของกองทุน คาดว่าจะประกาศในราชกิจจานุเบกษาเพื่อให้มีผลบังคับใช้ภายในเดือนธันวาคม 2553

3. แนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน

3.1 แนวทางการดำเนินงานเพื่อปิดคณะบุคคล คณะอนุกรรมการฯ ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2553 ได้ดำเนินการปรับกรอบระยะเวลาการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในการบริจาคเงินและทรัพย์สิน จัดทำบัญชี และการปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล เพื่อให้สอดคล้องกับระยะเวลาของประกาศของ กกพ. ซึ่งคาดว่าจะมีผลบังคับใช้ในเดือนพฤศจิกายน 2553 โดยมีขั้นตอนดังนี้ 1) การจัดทำรายงานสำรวจทรัพย์สินที่มีอยู่ ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2553 2) จัดทำรายงานผลการดำเนินการและรายงานการเงิน ภายในวันที่ 31 มีนาคม 2554 และ 3) ดำเนินการเพื่อปิดคณะบุคคลและบริจาคเงินและทรัพย์สินของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าให้กับ

กองทุนพัฒนาไฟฟ้า ภายใน 15 วัน หลังการปิดบัญชีและโอนทรัพย์สินให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้า

3.2 การยุติโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้า เนื่องจาก กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 มีมติเห็นชอบให้คณะกรรมการฯ ยุติการใช้จ่ายเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าภายในปี 2553 ดังนั้น เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาเร่งรัดการใช้จ่าย และคณะกรรมการฯ สามารถดำเนินการได้ตามกรอบระยะเวลาที่ได้กำหนดไว้ตามข้อ 3.1 และเพื่อไม่ให้เป็นภาระกับคณะกรรมการฯ ในการจัดทำรายงานผลการดำเนินงานและรายงานงบการเงินประจำปี 2554 จึงเห็นควรให้ระงับการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2553 เป็นต้นไป โดยให้ กฟผ. เก็บรักษาเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่ยังคงเหลืออยู่ทั้งหมดไว้ก่อน และให้ประสานดำเนินการเพื่อนำส่งเงินดังกล่าวให้กับ สกพ. จัดสรรให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านตามที่เสนอในข้อ 3

เรื่องที่ 5 <u>โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ของ กฟผ. เป็นโครงการรองรับปริมาณไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียนตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 และแผน PDP 2010 ที่ได้รับความเห็นชอบจาก ครม. เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 ทั้งนี้ โครงการฯ ต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในปี 2558 เพื่อรองรับปริมาณไฟฟ้าที่จะเข้าระบบดังกล่าว จึงต้องเสนอให้พิจารณาเร่งการดำเนินการโครงการฯ เป็นกรณีพิเศษ เพื่อให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลาเนื่องจากโครงการฯ มีความล่าช้ากว่ากำหนดการถึง 6 เดือน ดังนี้

2. สรุปสาระสำคัญโครงการ

2.1 ขอบเขตงาน

2.1.1 จัดซื้อที่ดินบริเวณใกล้แนวสายส่ง 500 เควี ท่าตะโก - ภาชี 2 เพื่อก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500/230 เควี แห่งใหม่ สระบุรี 6 (หรืออยุธยา 3) โดย

1) ตัดสายส่ง 500 เควี ดังกล่าว ทั้ง 3 วงจร

2) ติดตั้งหม้อแปลง 500/230 เควี ขนาด 1,000 MVA จำนวน 1 ชุด (หม้อแปลง Single Phase ขนาด 333.3 MVA จำนวน 3 ชุดและสำรองไว้อีก 1 ชุด รวมเป็น 4 ชุด)

2.1.2 ก่อสร้างสายส่ง 230 เควี สระบุรี 6 (หรืออยุธยา 3) - สีคิ้ว 2 วงจรคู่ ขนาดสาย 2x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 170 กม. (ใช้เขตระบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่) พร้อมทั้งขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่เกี่ยวข้อง

2.1.3 รื้อสายส่ง 230 เควี อ่างทอง 2 - ไทรน้อย วงจรคู่ ขนาดสาย 1x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ออก และก่อสร้างใหม่เป็นวงจรคู่ ขนาดสาย 4x1272 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทางประมาณ 71 กม. พร้อมขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่เกี่ยวข้อง

2.1.4 ติดตั้งหม้อแปลง 500/230 เควี ขนาด 750 MVA ชุดที่ 3 ที่ สฟ.วังน้อย

2.1.5 ติดตั้งหม้อแปลง 500/230 เควี ขนาด 600 MVA ชุดที่ 4 ที่ สฟ.หนองจอก

2.1.6 ติดตั้งหม้อแปลง 230/115 เควี ขนาด 300 MVA ชุดที่ 3 ที่ สฟ.ปลวกแดง พร้อมทั้งแยกบัส 115 เควี เพื่อลดกระแสลัดวงจร

2.1.7 เพิ่มเติมระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง

2.1.8 งานปรับปรุงระบบเบ็ดเตล็ด

1) สลับสายส่ง 230 เควี ท่าตะโก - อ่างทอง 1 และ 230 เควี ท่าลาน 3 - อ่างทอง 2 เป็นสายส่ง 230 เควี ท่าตะโก - อ่างทอง 2 และท่าลาน 3 - อ่างทอง 1

2) งานอื่น ๆ ที่อาจต้องปรับปรุงเพิ่มเติม

2.2 ระยะเวลาดำเนินการ มีกำหนดแล้วเสร็จประมาณเดือนธันวาคม 2557 ถึงมิถุนายน 2558

2.3 ประมาณราคา คิดเป็นเงินทั้งสิ้นประมาณ 10,610.0 ล้านบาท ดังนี้

2.3.1. ค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศ 2,543.0 ล้านบาท (เทียบเท่า 79.5 ล้านเหรียญสหรัฐฯ)

2.3.2.ค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้างอีก 8,067.0 ล้านบาท

2.4 ผลประโยชน์ที่จะได้รับ

2.4.1 เห็นชอบในหลักการของโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน และให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับความเห็นของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการให้ถูกต้องตามระเบียบและข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องต่อไปด้วย

2.4.2 สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือประมาณ 500 เมกะวัตต์

3. ความเห็นของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

3.1 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

3.1.1 เห็นควรให้การสนับสนุนการดำเนินโครงการดังกล่าว เนื่องจากเป็นโครงการที่สนับสนุนแนวนโยบายของรัฐบาลในการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration ซึ่งเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) รวมทั้งสามารถรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงได้เพิ่มเติม

3.1.2 เห็นควรให้มีกระบวนการรับฟังความคิดเห็นตามมาตรา 79 แห่ง พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 โดยการเผยแพร่ข้อมูลการดำเนินโครงการเพื่อชี้แจงรายละเอียดโครงการ ขั้นตอนการดำเนินการ และสิทธิของประชาชนในพื้นที่ที่สายส่งไฟฟ้าพาดผ่าน ผ่านทางเว็บไซต์สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 7 วัน ซึ่งได้ดำเนินการระหว่างวันที่ 8 - 14 พฤศจิกายน 2553 และคาดว่าผลการรับฟังความคิดเห็นจะเข้าที่ประชุม กกพ. ในการประชุมครั้งต่อไป

3.2 สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

3.2.1 เห็นควรให้ความเห็นชอบในหลักการโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ของ กฟผ. เนื่องจากเป็นการดำเนินงานเพื่อสนับสนุนนโยบายรัฐในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กด้วยระบบ Cogeneration ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ เสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้าและรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต รวมทั้งลดความสูญเสียพลังไฟฟ้าในระบบส่งและระบบจำหน่าย

3.2.2 เห็นควรให้ กฟผ. ศึกษารายละเอียดความเหมาะสมของโครงการโดยเฉพาะประเด็นผลตอบแทนการลงทุนโครงการฯ เมื่อทราบผลการพิจารณาคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กแล้ว เพื่อให้การพิจารณาโครงการฯ เป็นไปอย่างรอบคอบ โดยการดำเนินการก่อสร้างระบบส่งภายใต้โครงการฯ ควรแล้วเสร็จสอดคล้องกับระยะเวลาแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กที่จะได้รับการคัดเลือกเพื่อให้การลงทุนเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และนำเสนอโครงการฯ ให้คณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบตามขั้นตอนเช่นเดียวกับโครงการพัฒนาสายส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ผ่านมา รวมทั้งให้ กฟผ. นำโครงการฯ ดังกล่าวบรรจุไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยต่อไปด้วย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการของโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน และให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับความเห็นของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการให้ถูกต้องตามระเบียบและข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องต่อไปด้วย
2. มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องเร่งดำเนินการเพื่อให้ กฟผ. ดำเนินโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าฯ แล้วเสร็จตามกำหนดเวลาในปี 2558

เรื่องที่ 6 <u>การดำเนินการตามบันทึกความเข้าใจระหว่างไทย - ลาว เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำฝายบ้านกุ่ม</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2551 คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติการลงนามบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding: MOU) เรื่อง ความร่วมมือด้านการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทย-ลาว ซึ่งมีวัตถุประสงค์ให้มีการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility Study - FS) ที่จะพัฒนาโครงการฝายไฟฟ้าพลังน้ำบนแม่น้ำโขง

2. เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2551 นายนพดล ปัทมะ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศ ในขณะนั้น ได้ลงนามใน MOU กับ นายทองลุน สีสุลิด รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงต่างประเทศ สปป.ลาว ในโอกาสเดียวกับการลงนาม MOU กับไทย รัฐบาล สปป.ลาว ได้ลงนามให้ บริษัท อิตาเลียนไทยฯ จำกัด (มหาชน) (ITD) และบริษัท เอเชียคอร์ป โฮลดิ้ง จำกัด เป็นผู้ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการฯ (FS) โดยมีระยะเวลา 30 เดือน ทั้งนี้ การทำ FS ฝั่งลาวได้ดำเนินการไปแล้ว แต่ปัจจุบันในฝั่งไทยยังเริ่มดำเนิน FS ไม่ได้ ด้วยเหตุปัจจัยหลายประการ อาทิ ขาดการประสานร่วมมือกันกับหน่วยงานระดับท้องที่ ขาดขั้นตอนในการขอความเห็นชอบจากคณะกรรมาธิการแม่น้ำโขง (Mekong River Commission: MRC) และสื่อสารมวลชน และองค์กรอิสระ (NGO) บางกลุ่ม รวมทั้งสมาชิกวุฒิสภาบางส่วน ได้แสดงความห่วงกังวลเกี่ยวกับผลกระทบต่าง ๆ ที่จะเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

3. เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2553 กระทรวงการต่างประเทศได้มีหนังสือกราบเรียนนายกรัฐมนตรี ในฐานะประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) แจ้งให้ทราบว่า บริษัท ITD ขอให้กระทรวงการต่างประเทศซึ่งเป็นผู้ลงนามใน MOU ดังกล่าว ประสานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้บริษัทฯ สามารถดำเนินการศึกษาต่อไปได้ เนื่องจาก ผู้ว่าราชการจังหวัดอุบลราชธานีได้มีหนังสือขอให้บริษัทฯ ชะลอการสำรวจไว้ก่อน ขณะเดียวกันบริษัทฯ ได้ติดตามการขอเข้าพื้นที่กับกระทรวงมหาดไทยและกระทรวงพลังงานแล้วแต่ยังไม่ได้รับอนุญาต ทำให้กระทบต่อแผนงานและกำหนดการดำเนินการต่างๆ รวมทั้งข้อตกลงกับรัฐบาลลาว ทั้งนี้กระทรวงการต่างประเทศได้เสนอภูมิหลังและข้อพิจารณาในเรื่องนี้ด้วย

4. เมื่อวันที่ 13 ตุลาคม 2553 สำนักเลขาธิการนายกรัฐมนตรีได้มีหนังสือถึงกรรมการและเลขานุการ กพช. แจ้งให้ทราบว่า นายกรัฐมนตรีมีบัญชาให้กระทรวงพลังงานนำประเด็นปัญหาในการทำการศึกษาความเป็นไปได้ (FS) ของการดำเนินโครงการดังกล่าวเข้าสู่วาระการพิจารณาของ กพช. ในโอกาสแรก เพื่อขอความชัดเจนระดับนโยบายเกี่ยวกับการดำเนินการ รวมทั้งให้มีการพิจารณาเรื่องการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของประชาชนในชุมชน รวมทั้งรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอย่างทั่วถึงในขั้นตอนการจัดทำรายงานการศึกษาฯ ด้วย ตามที่กระทรวงการต่างประเทศเสนอ

5. กระทรวงการต่างประเทศให้ความเห็นว่า ที่ประชุม กพช. อาจพิจารณาทางเลือกสำหรับดำเนินการในขั้นต่อไปได้ 3 แนวทาง ดังนี้ (1) ยุติการดำเนินการศึกษาความเป็นได้โครงการ (FS) โดย ไม่ยกเลิก MOU (2) ยกเลิก MOU และ (3) ดำเนินการตาม MOU ต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

เนื่องจากการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำฝ่ายบ้านกุ่มได้ครบกำหนดตามที่ระบุใน MOU แล้ว ดังนั้นที่ประชุมมีมติให้กระทรวงการต่างประเทศรับไปพิจารณาดำเนินการเพื่อให้ได้ข้อยุติต่อไป

เรื่องที่ 7 <u>การปรับปรุงองค์ประกอบคณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้ง</u>
<u>โครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กพช. ได้มีคำสั่ง ที่ 3/2550 ลงวันที่ 26 ธันวาคม 2550 และคำสั่งที่ 1/2552 ลงวันที่ 15 มิถุนายน 2552 เรื่องแต่งตั้งคณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์ และเพิ่มเติมองค์ประกอบของคณะกรรมการฯ ตามลำดับ โดยองค์ประกอบของคณะกรรมการประสานฯ ประกอบด้วย พลอากาศเอกกำธน สินธวานนท์ เป็นประธานที่ปรึกษาคณะกรรมการ นายกอปร กฤตยากีรณ เป็นที่ปรึกษาคณะกรรมการ รองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายณอคุณ สิทธิพงศ์) เป็นประธานกรรมการ และมีผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอีก 20 คน เป็นกรรมการ โดยมีอำนาจหน้าที่ในการกำหนดขอบเขต ทิศทาง การดำเนินงาน ตามแผนการจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ กำกับดูแล และติดตามผลการดำเนินงาน บริหารงานแผนงานรวม และประสานการบริหารตามแผนฯ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการพัฒนาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

2. คณะกรรมการประสานฯ ในการประชุมเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2553 ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับปรุงองค์ประกอบของคณะกรรมการประสานฯ ใหม่ โดยเห็นควรเสนอ กพช. พิจารณายกเลิกคำสั่งที่ 3/2550 ลงวันที่ 26 ธันวาคม 2550 และคำสั่งที่ 1/2552 ลงวันที่ 15 มิถุนายน 2552 และเสนอให้มีการปรับปรุงองค์ประกอบของคณะกรรมการ

ประสานฯ ใหม่ โดยมี พลอากาศเอก กำธน สินธวานนท์ เป็นประธานที่ ปรึกษาคณะกรรมการ นายกอปร กฤตยากีรณ เป็นที่ปรึกษาคณะกรรมการ ปลัดกระทรวงพลังงาน (นายณอคุณ สิทธิพงศ์) เป็นประธานกรรมการ และมีผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอีก 21 คน เป็นกรรมการ

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบให้ปรับปรุงองค์ประกอบของคณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์ตามที่เสนอ และมอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการฯ นำเสนอคำสั่งแต่งตั้งดังกล่าว ให้ประธาน กพช. ลงนามต่อไป

เรื่องที่ 8 <u>แนวทางการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และอัตราค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว โดยมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (บมจ.ปตท.) รับไปจัดทำแผนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas: LNG) ให้มีความพร้อมและชัดเจนเพื่อรองรับการจัดทำแผนทางเลือกในการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าในอนาคต รวมทั้งการจัดทำมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ เพื่อให้ประเทศมีความพร้อมในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวมาทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติได้ทันเวลา ทั้งนี้ เพื่อเสริมความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาวของประเทศ

2. คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เรื่องแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาวและแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) และได้อนุมัติให้ บมจ.ปตท. ดำเนินการสร้างสถานี LNG (LNG Receiving Terminal) ขึ้นเพื่อให้บริการรับเรือนำเข้า LNG ขนถ่าย เก็บรักษา และแปลงสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ และส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ บมจ.ปตท. โดย บมจ.ปตท. ได้ก่อตั้งบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) เพื่อดำเนินโครงการก่อสร้างสถานี LNG และเป็นผู้ให้บริการ โดยเรียกเก็บค่าดำเนินการดังกล่าวในรูปค่าบริการสถานี LNG จาก บมจ.ปตท. และ บมจ.ปตท. จะนำค่าบริการสถานี LNG ดังกล่าวรวมเป็นส่วนหนึ่งของราคานำเข้า LNG เพื่อนำไปคำนวณเป็นต้นทุนเฉลี่ยของราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ

3. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้มีการพิจารณา เรื่อง การทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล และได้มีมติเห็นชอบหลักการการกำหนดโครงสร้างราคา LNG ประกอบด้วย ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่เป็นราคาเจรจาระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าและขนส่งเพื่อนำเข้า LNG และค่าบริการสถานีโดยมีสูตรดังนี้

P_{LNG} = ราคาเนื้อ LNG + ค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)

โดย

ราคาเนื้อ LNG = ราคานำเข้า LNG (First In First Out) + ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าและขนส่ง LNG

ทั้งนี้ มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) นำเสนอผลการศึกษาความเหมาะสมของโครงสร้างค่าบริการสถานี LNG ต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

4. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 และ คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 เห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และเห็นชอบกรอบสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) และหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้น

5. โครงการก่อสร้างสถานี LNG ในระยะที่ 1 บริษัท PTTLNG ได้เริ่มก่อสร้างตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2551 เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ปริมาณ 5 ล้านตันต่อปี คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จพร้อมทดสอบเดินเครื่องในไตรมาส 2 ปี 2554 และจะสามารถเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาส 3 ปี 2554

6. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้นำเสนอนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการต่อ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ ดังนี้

6.1 ราคาเนื้อ LNG หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ LNG ที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซธรรมชาติรวมค่าขนส่งถึงสถานี LNG และค่าใช้จ่ายในการนำเข้า มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

6.1.1 ราคานำเข้า LNG หมายถึง ราคาเนื้อก๊าซ LNG ที่มีการนำเข้าโดยเป็นการตกลงซื้อจากผู้ขาย LNG รวมค่าขนส่ง LNG มายังสถานีรับ LNG ค่าประกันภัยและค่าสูญเสียเนื้อก๊าซระหว่างการขนส่ง (Loss) มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

6.1.2 ค่าใช้จ่ายนำเข้า ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายตามข้อกำหนดตามกฎหมายและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการนำเข้า

6.1.3 ในการวัดและคำนวณปริมาณ LNG ให้เป็นไปตามมาตรฐานเดียวกับการวัดปริมาณซื้อขายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

6.1.4 เห็นควร**ปรับ**หลักการคิดราคานำเข้า LNG จากการคิดตามหลักการ First In First Out (FIFO) ตามมติ กพช. 28 กันยายน 2550 **เป็น**หลักการคิดราคาเนื้อ LNG โดยใช้ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ของราคาเนื้อ LNG ในถังเก็บและการนำเข้าในแต่ละเดือน และเรียกเก็บตามปริมาณ LNG ที่มีการส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซฯ หรือระบบจำหน่าย

6.2 ค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) เป็นค่าบริการการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่ผู้ใช้บริการสถานี LNG ชำระแก่ผู้ให้บริการ ตามหลักฐานการเรียกเก็บค่าบริการจากผู้ให้บริการ ทั้งนี้ แนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณค่าบริการสถานี LNG ประกอบด้วย

6.2.1 อัตราค่าบริการสถานี LNG ต้องสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงโดยคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนในการประกอบกิจการพลังงานที่มีประสิทธิภาพโดยคำนึงถึงความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ LNG ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตเพื่อส่งเสริมความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว

6.2.2 โครงสร้างและรูปแบบธุรกิจของสถานี LNG ควรมีการแยกความรับผิดชอบระหว่างการดำเนินกิจการสถานี LNG กับกิจการอื่นที่เกี่ยวข้อง เพื่อก่อให้เกิดความโปร่งใสและสามารถตรวจสอบได้ ต้องไม่ก่อให้เกิดการผูกขาด และมีข้อจำกัดในการแข่งขัน เช่น การส่งเสริมนโยบายการเชื่อมต่อโดยบุคคลที่สาม (Third Party Access) ทั้งยังต้องคำนึงถึงภาระความเสี่ยงที่ควรจัดสรรอย่างเป็นธรรมระหว่างผู้รับใบอนุญาตและผู้รับบริการด้วย

6.2.3 ประมาณการความต้องการ LNG (LNG Demand Forecast) ที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการต้องสอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่ได้รับอนุมัติจาก กพช. ทั้งนี้ มอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เป็นผู้พิจารณาปรับปริมาณความต้องการใช้ LNG ที่ใช้ในการคำนวณค่าบริการตามระยะเวลาที่เหมาะสมต่อไป

6.2.4 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนสถานี LNG และค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง ควรพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเพื่อให้สถานี LNG สามารถดำเนินการตามมาตรฐานทางด้านวิศวกรรม ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของ กกพ. ในการประกอบกิจการสถานี LNG

6.2.5 การปรับอัตราค่าบริการจะเกิดขึ้นโดยกรณีใดกรณีหนึ่งหรือทั้งสองกรณีรวมกันดังต่อไปนี้

1) <u>การปรับเปลี่ยนเป็นระยะ (Periodic Adjustment)</u> ให้มีการทบทวนการคำนวณค่าบริการตามระยะเวลาที่เหมาะสม และ/หรือในกรณีที่มีการปรับเปลี่ยนการลงทุน (Roll - in Adjustment) หากมีความจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติม ขยายหรือปรับปรุงสถานี LNG เพื่อให้สามารถดำเนินการได้อย่างปลอดภัยมีประสิทธิภาพและมั่นคงเพื่อสนองความต้องการใช้ LNG ในอนาคตอย่างเพียงพอ

2) <u>การปรับเปลี่ยนตามดัชนี (Index Adjustment)</u> ในกรณีที่ค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรของสถานี LNG มีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ LNG ที่ผ่านสถานี LNG ที่เกิดขึ้นจริง

ทั้งนี้ มอบหมาย กกพ. พิจารณาปรับอัตราค่าบริการตามความเหมาะสม

6.3 การคำนวณราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ (Pool Price) ราคา LNG (P_{LNG}) ตามข้อ 6.1 - 6.2 ให้ไปรวมคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติแบบถ่วงน้ำหนัก ตามค่าความร้อนในกลุ่มที่ 2 (POOL 2) ตามคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ธันวาคม 2550 ของ สนพ.

6.4 สูตรโครงสร้างราคา LNG

จากข้อ 6.1 - 6.3 สูตรโครงสร้างราคา LNG ใหม่ สามารถสรุปได้ดังนี้

P_{LNG} = ราคาเนื้อ LNG + ค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)

โดย

ราคาเนื้อ LNG = ราคานำเข้า LNG (เฉลี่ยถ่วงน้ำหนักรายเดือน) + ค่าใช้จ่ายในการนำเข้า

7. กรอบหลักเกณฑ์อัตราค่าบริการของสถานี LNG สามารถสรุปได้ ดังนี้

7.1 สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณค่าบริการสถานี LNG แบ่งได้ 2 ประเภท

7.1.1 สมมติฐานทั่วไป ประกอบด้วย ปริมาณสูงสุดสำหรับโครงการก่อสร้างสถานี LNG ระยะที่ 1 เท่ากับ 5 ล้านตันต่อปี โครงสร้างการกำหนดอัตราค่าบริการสถานี LNG แบ่งเป็น 3 ส่วน คือ เงินลงทุนโครงการ (CAPEX) ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่ (Fixed OPEX) และค่าใช้จ่ายดำเนินงานผันแปร (Variable OPEX) รูปแบบการกำกับดูแลที่กำหนดอัตราผลตอบแทน (Rate of Return Regulation) และความต้องการ LNG (LNG Demand Forecast) ที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการเป็นไปตามแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่ได้รับอนุมัติจาก กพช.

7.1.2 สมมติฐานในการคำนวณ สรุปได้ดังนี้

สมมติฐาน	รายละเอียด	เหตุผล/ที่มาของสมมติฐาน
1. วิธีการกำหนดผลตอบแทน	Weighted AverageCost of Capital (WACC)	เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนดโดยพิจารณาจากต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยของกิจการสถานี LNG ซึ่งประกอบไปด้วย ต้นทุนของเงินกู้ยืม (Cost of debt) และต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of equity) ซึ่งสะท้อนภาระทางการเงิน ผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น และความเสี่ยงจากการระดมทุนเพื่อลงทุนในกิจการสถานี LNG
2. วงเงินลงทุน	วงเงินลงทุนจริงที่เกิดขึ้น	เป็นข้อมูลของผู้รับใบอนุญาตที่นำเสนอ โดย กกพ. จะตรวจสอบรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ

3. ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่ (Fixed OPEX)	คิดเป็นร้อยละของวงเงินลงทุน	เป็นข้อมูลของผู้รับใบอนุญาตที่นำเสนอ โดย กกพ. จะตรวจสอบรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ
4. อายุโครงการ	40 ปี	เป็นข้อมูลของผู้รับใบอนุญาตที่นำเสนอ โดย กกพ. จะตรวจสอบรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ ซึ่งจะกำหนดให้สอดคล้องกับอายุการใช้งานกิจการโครงสร้างพื้นฐานโดยทั่วไป
5. วิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคา	แบบเส้นตรงตามอายุโครงการ	เป็นวิธีกำหนดการคำนวณค่าเสื่อมราคาซึ่งเป็นไปตามหลักสากลและสอดคล้องกับประเภทกิจการและอายุการใช้งานกิจการโครงสร้างพื้นฐานโดยทั่วไป
6. นโยบายภาษี	ภาษีตามจริง	เป็นข้อมูลจริงที่ผู้รับใบอนุญาตได้รับผ่อนผัน/สิทธิประโยชน์จากนโยบายด้านภาษี
7. การทบทวนอัตราค่าบริการ (Td)	ทุก 3 - 5 ปี	เพื่อปรับให้สอดคล้องกับเงินลงทุนและสถานการณ์ในปัจจุบัน
8. การทบทวนอัตราค่าบริการ (Tc)	ทุกปี	เพื่อปรับให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายจริงตามปริมาณ LNG ที่เกิดขึ้น

7.2 หลักเกณฑ์คำนวณอัตราค่าบริการสถานี LNG ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ

7.2.1 ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Td) คำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการที่คงที่ของสถานี LNG ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ ประกอบด้วย เงินลงทุนโครงการ (CAPEX) และค่าดำเนินการในการให้บริการที่คงที่ (Fixed OPEX) สำหรับการคิดค่าบริการในส่วนนี้คิดตามปริมาณก๊าซฯ ที่ตกลงในสัญญาและสอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ โดยค่าบริการมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

1) เงินลงทุนโครงการก่อสร้างสถานี LNG จะคำนวณเป็นค่าเฉลี่ยการลงทุนให้เท่ากันทุกปีตลอดอายุของโครงการ (Levelization) ซึ่งค่าใช้จ่ายการลงทุนจะประกอบด้วยเงินลงทุนที่ได้ลงทุนไปแล้วและเงินลงทุนในอนาคตตามแผนการลงทุน

2) ในกรณีที่มีการปรับแผนการลงทุน ซึ่งอาจเป็นการเพิ่ม/ขยายโครงการใหม่หรือการปรับแผนไปจากเดิม จะมีการดำเนินการปรับค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ใหม่ โดยรวมค่าใช้จ่ายของสถานี LNG ที่ลงทุนใหม่และสถานี LNG ที่ลงทุนไปแล้วเข้าด้วยกัน (Roll - in Adjustment)

3) สูตรคำนวณกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปี เท่ากับ รายได้ค่าบริการสถานี LNG หักด้วยเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานและการบำรุงรักษา และภาษี

4) ทั้งนี้ ในส่วนเงินลงทุนให้ปรับเป็นค่าที่เกิดขึ้นจริงและใช้แทนค่าประมาณการในตัวแบบการคำนวณ

5) ในการปรับปริมาณความต้องการใช้ LNG ให้ปรับให้สอดคล้องกับแผนจัดหาก๊าซฯ ที่ได้รับอนุมัติใหม่จาก กพช./ครม. ซึ่ง กกพ. จะพิจารณาถึงระยะเวลาที่เหมาะสมในการปรับปริมาณความต้องการใช้ LNG สำหรับการคำนวณอัตราค่าบริการสถานี LNG ซึ่งจะอยู่ที่ประมาณ 3 - 5 ปี หรือในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ LNG อย่างมีนัยสำคัญ

6) ข้อกำหนดที่นอกเหนือจากข้างต้นให้เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด

7.2.2 ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Tc) คำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรของสถานี LNG การคิดค่าบริการในส่วนนี้คิดตามปริมาณ LNG ที่ผ่านสถานี LNG จริง โดยค่าบริการมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

ทั้งนี้ ให้มีการทบทวนค่าบริการส่วนผันแปรทุกปีเพื่อให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบนโยบายและแนวทางการคำนวณราคา LNG และอัตราค่าบริการสถานี LNG ตามข้อ 6
2. รับทราบกรอบหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการสถานี LNG ตามข้อ 7 ทั้งนี้ มอบหมายให้ กกพ. ดำเนินการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการสถานี LNG ตามมาตรา 65 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ต่อไป

เรื่องที่ 9 <u>การเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะอนุกรรมการนโยบายปิโตรเลียมได้ออกประกาศลงวันที่ 7 สิงหาคม พ.ศ. 2532 เชิญชวนลงทุนสร้างโรงกลั่นปิโตรเลียม ตามนโยบายที่ต้องการให้ประเทศมีกำลังการกลั่นปิโตรเลียมใกล้เคียงกับความต้องการใช้น้ำมัน ต่อมาคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 6 มีนาคม พ.ศ.2533 เห็นชอบในการคัดเลือกข้อเสนอสร้างโรงกลั่นปิโตรเลียมของบริษัท เชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด พร้อมทั้งให้บริษัท น้ำมันคาลเท็กซ์ (ไทย) จำกัด ได้รับสิทธิในการสร้างโรงกลั่นปิโตรเลียมอีกแห่งหนึ่งด้วย

2. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน พ.ศ.2533 ได้มีมติเห็นชอบให้กระทรวงอุตสาหกรรมเจรจาและทำสัญญาสร้างโรงกลั่นน้ำมันกับบริษัท น้ำมันคาลเท็กซ์ (ไทย) จำกัด และต่อมาบริษัท คาลเท็กซ์ เทรดดิ้ง แอนด์ ทรานสปอร์ต (ประเทศไทย) จำกัด ได้ทำสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมกับกระทรวงอุตสาหกรรม ลงวันที่ 29 พฤศจิกายน พ.ศ.2534 และได้มีการแก้ไขสัญญาเพิ่มเติม

เมื่อวันที่ 3 กันยายน พ.ศ.2540 เพื่อยกเลิกการจ่ายเงินประจำปีและเงินผลประโยชน์พิเศษให้แก่กระทรวงอุตสาหกรรม

3. สาระสำคัญของสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมได้กำหนดให้จัดตั้ง บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด "SPRC" เพื่อรับโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาจาก บริษัท คาลเท็กซ์ เทรดดิ้ง แอนด์ ทรานสปอร์ต (ประเทศไทย) จำกัด โดยให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยเข้าถือหุ้นใน SPRC ร้อยละ 36 และบริษัท คาลเท็กซ์ เทรดดิ้ง แอนด์ ทรานส์ปอร์ต คอร์ปอเรชั่น ถือหุ้นร้อยละ 64 และให้มีการจำหน่ายหุ้นของ SPRC ร้อยละ 30 ของทุนจดทะเบียนให้แก่ประชาชนในโอกาสแรกที่หลักทรัพย์ของ SPRC ถูกรับเข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย หรืออย่างช้าภายในปี พ.ศ.2543 โดยอัตราส่วนการถือหุ้นของ SPRC ภายหลังจากที่ได้จำหน่ายหุ้นแล้ว ประกอบด้วย บริษัท คาลเท็กซ์ เทรดดิ้ง แอนด์ ทรานส์ปอร์ต คอร์ปอเรชั่น ร้อยละ 45 การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ร้อยละ 25 และประชาชน ร้อยละ 30 ต่อมา SPRC ได้ขอขยายกำหนดเวลาการนำบริษัทเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยออกไป เนื่องจากเกิดภาวะวิกฤติเศรษฐกิจตกต่ำประกอบกับภาวะตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยในช่วงเวลาดังกล่าวไม่เอื้อต่อการเสนอขายหุ้นของบริษัท

4. หลังจากได้มีการโอนภาระหน้าที่การกำกับดูแลสัญญาของ SPRC จากกระทรวงอุตสาหกรรม มาให้กระทรวงพลังงานแล้ว กระทรวงพลังงานได้ติดตามการปฏิบัติตามสัญญาของ SPRC โดยได้แต่งตั้งคณะกรรมการกำกับและติดตามการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด มีปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นประธานกรรมการ และผู้แทน ปตท. และ บริษัท เชฟรอน เอเชีย แปซิฟิค โฮลดิ้ง ลิมิเต็ด "CSAHPL" ในฐานะผู้ถือหุ้น ผู้แทน SPRC ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ และผู้แทนตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เป็นกรรมการ โดยมีกรมธุรกิจพลังงานเป็นฝ่ายเลขานุการ

5. ประเด็นปัญหาที่เกิดขึ้น ประกอบด้วย

5.1 ข้อบังคับในสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมบางประการไม่สอดคล้องกับหลักเกณฑ์ในการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ รวมทั้งกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้อง และผู้ถือหุ้นได้มีการเปลี่ยนแปลงไปจากขณะที่ทำสัญญา

5.2 กลุ่มบริษัทเชฟรอนซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ใน SPRC ได้เรียกร้องให้ใช้วิธีการอนุญาโตตุลาการในการระงับข้อพิพาทใน Letter of Understanding และสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปในเชิงพาณิชย์ ที่ทำระหว่างกลุ่มบริษัทเชฟรอน และ ปตท. เนื่องจากมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม พ.ศ. 2552 กำหนดให้สัญญาทุกประเภทที่หน่วยงานของรัฐทำกับเอกชนในไทยหรือต่างประเทศไม่ว่าจะเป็นสัญญาทางการปกครองหรือไม่ ไม่ควรเขียนผูกมัดในสัญญาให้มอบข้อพิพาทให้คณะอนุญาโตตุลาการเป็นผู้ชี้ขาด แต่หากมีปัญหาหรือความจำเป็นหรือเป็นข้อเรียกร้องของคู่สัญญาอีกฝ่ายที่มิอาจหลีกเลี่ยงได้ให้เสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณา

6. คณะกรรมการกำกับและติดตามการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด ได้พิจารณาประเด็นปัญหาดังกล่าวข้างต้นและเสนอแนวทางในการแก้ไขปัญหา ดังนี้

6.1 ให้แก้ไขสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม ประกอบด้วย

(1) แก้ไขชื่อผู้เกี่ยวข้อง ชื่อหน่วยงาน กฎหมายที่ระบุในสัญญาทั้งหมด รวมทั้งที่ตั้งของ ผู้อนุญาตและผู้รับอนุญาตให้สอดคล้องกับข้อเท็จจริงในปัจจุบัน

(2) ให้มีความยืดหยุ่นของโครงสร้างการถือหุ้นเมื่อนำเข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ระหว่างผู้ถือหุ้น คือบริษัท เชฟรอน เซาท์ เอเชีย โฮลดิ้ง พีทีอี ลิมิเต็ด "CSAHPL" และ ปตท. โดยให้สามารถเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นจากที่กำหนดไว้ในสัญญา และเปิดให้ SPRC สามารถออกหุ้นสามัญเพื่อจำหน่ายให้กับประชาชนได้มากกว่าร้อยละ 30 ของทุนจดทะเบียนก็ได้

(3) ยกเลิกข้อกำหนดที่ทำให้บริษัท SPRC ได้รับการปฏิบัติที่แตกต่างไปจากบริษัทอื่น ที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เช่น ข้อกำหนดเกี่ยวกับจำนวนทุนจดทะเบียนที่ชำระเต็มมูลค่าหุ้น และอัตราส่วนหนี้สินต่อเงินทุนจดทะเบียน

(4) ให้โครงสร้างกรรมการของ SPRC รวมถึงคุณสมบัติ การเลือกตั้ง และวาระการดำรงตำแหน่งของกรรมการเป็นไปตามกฎหมาย กฎเกณฑ์ และกฎระเบียบที่มีผลใช้บังคับกับบริษัทที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยภายหลังจากที่บริษัทเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ แห่งประเทศไทยแล้ว โดย SPRC อาจดำเนินการดังกล่าวก่อนการเข้าจดทะเบียนเป็นหลักทรัพย์จดทะเบียน ในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยก็ได้

(5) แก้ไขข้อกำหนดเกี่ยวกับการโอนหุ้นที่ถือโดย CSAHPL โดยให้โอนหุ้นของตนให้กับบริษัทในเครือซึ่งมี บริษัท เชฟรอน คอร์ปอเรชั่น เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมดไม่ว่าโดยทางตรงหรือโดยทางอ้อม

6.2 เห็นควรให้ใช้วิธีการอนุญาโตตุลาการ ในการระงับข้อพิพาทในสัญญาระหว่าง ปตท. และกลุ่มบริษัทเชฟรอน เนื่องจากจะทำให้ LOU รวมถึงสัญญาเชิงพาณิชย์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องได้ข้อยุติและผู้ถือหุ้นทั้ง 2 ราย สามารถลงนามได้ และบริษัท SPRC ก็จะมีความพร้อม ในการเตรียมเข้าจดทะเบียนและกระจายหุ้น ในตลาดหลักทรัพย์ฯ ได้ ทั้งนี้ ปตท. ได้เห็นชอบการให้ใช้วิธีการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการแล้ว

7. กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) ได้ส่งร่างสัญญาที่แก้ไขแล้ว ให้สำนักงานอัยการสูงสุดตรวจพิจารณา ซึ่งสำนักงานอัยการสูงสุดได้ตรวจพิจารณาและยกร่างสัญญาขึ้นใหม่ โดยมีประเด็นแก้ไขเพิ่มเติม ดังนี้

7.1 แก้ไขยกเลิกกำหนดระยะเวลาในการเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยของ SPRC ตามสัญญาข้อ 3.2 จากเดิมที่กำหนดให้ SPRC ต้องดำเนินการให้มีการจำหน่ายหุ้นของบริษัทร้อยละ 30 ของทุนจดทะเบียนให้แก่

ประชาชนอย่างช้าภายในปี พ.ศ.2543 และให้กำหนดระยะเวลาขึ้นใหม่โดยให้กระทรวงพลังงานและ SPRC ร่วมกันพิจารณากำหนดระยะเวลาที่เหมาะสม

7.2 แก้ไขกฎเกณฑ์เกี่ยวกับการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการในสัญญา ข้อ 20 เนื่องจากกฎระเบียบที่เกี่ยวกับการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการได้เปลี่ยนแปลงไปจากขณะที่ทำสัญญา โดยกำหนดให้กระบวนการพิจารณาของอนุญาโตตุลาการให้ถือตามข้อบังคับของสถาบันอนุญาโตตุลาการ สำนักงานศาลยุติธรรม และให้คู่สัญญาแต่ละฝ่ายเป็นผู้รับภาระค่าป่วยการอนุญาโตตุลาการฝ่ายของตนและรับภาระค่าใช้จ่าย ค่าธรรมเนียม และค่าป่วยการประธานอนุญาโตตุลาการฝ่ายละกึ่งหนึ่ง

8. นอกจากประเด็นแก้ไขเพิ่มเติมแล้ว สำนักงานอัยการสูงสุดได้ให้ข้อสังเกตว่า (1) ธพ. ควรตรวจสอบหลักประกันที่ผู้รับอนุญาตได้วางไว้ตามสัญญาหลักข้อ 14 ว่าครอบคลุมการแก้ไขเปลี่ยนแปลงตามร่างสัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) แล้วหรือไม่ ถ้ายังก็ควรดำเนินการให้ครอบคลุมด้วย และ (2) ควรตรวจสอบว่า Letter of Understanding ซึ่งเป็นสัญญาผู้ถือหุ้นระหว่างบริษัท เชฟรอน เซาท์ เอเชีย โฮลดิ้ง พีทีอี ลิมิเต็ด และบริษัท ปตท. จำกัด(มหาชน) มีข้อสัญญาเกี่ยวกับการโอนหุ้น (Transfer of Shares) ของแต่ละฝ่ายว่าขัดหรือแย้งกับหน้าที่ของบริษัทผู้รับอนุญาตตามร่างสัญญาข้อ 3.2 วรรคท้ายหรือไม่ เนื่องจากในสัญญากำหนดว่าหากบริษัท เชฟรอน เซาท์ เอเชีย โฮลดิ้ง พีทีอี ลิมิเต็ด ประสงค์จะลดจำนวนหุ้นของตนใน SPRC ให้ต่ำกว่าร้อยละ 45 จะต้องเสนอขายหุ้นพร้อมทั้งราคาและเงื่อนไขเป็นอันดับแรกให้แก่ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 แห่งพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 ซึ่งมิได้ถือหุ้นโรงกลั่นในประเทศไทย โดยที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้ถือหุ้นส่วนใหญ่ในบริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด (มหาชน) จึงไม่มีคุณสมบัติในการเป็นผู้รับซื้อหุ้นตามเงื่อนไขดังกล่าว ทั้งนี้ ธพ. ได้พิจารณาตามข้อสังเกตของสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว สรุปว่า ไม่มีประเด็นตามข้อ (1) และ ตามข้อ (2) ธพ. ได้ประสานกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ให้นำเรื่องการโอนหุ้นมาประกอบการพิจารณา เพื่อไม่ให้ LOU ขัดแย้งกับสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบให้แก้ไขสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมตามหลักการในข้อ 6.1 และตามความเห็นของสำนักงานอัยการสูงสุดในข้อ 7
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปเจรจากับบริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด เพื่อกำหนดระยะเวลาเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยที่เหมาะสม และดำเนินการแก้ไขสัญญาฯ ต่อไป
3. เห็นชอบให้ใช้วิธีการอนุญาโตตุลาการในการระงับข้อพิพาทในสัญญาระหว่างบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน). และกลุ่มบริษัท เชฟรอน ตามข้อ 6.2 และให้นำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

เรื่องที่ 10 <u>นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)</u>

ประธานฯ ขอให้เลื่อนการพิจารณาเรื่อง นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ออกไปก่อน เนื่องจากขณะนี้รัฐบาลอยู่ระหว่างดำเนินโครงการศึกษา Delivering People's Priorities Program เพื่อหาทางลดค่าครองชีพของประชาชนที่มีรายได้น้อย ซึ่งมีผู้แทนของกระทรวงพาณิชย์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงพลังงานและกระทรวงการคลัง เข้าร่วมโครงการศึกษาดังกล่าว และมอบให้ฝ่ายเลขานุการฯ จัดส่งข้อมูลเรื่องนี้ให้ผู้แทนของกระทรวงพลังงานนำไปรวมเข้ากับโครงการศึกษาฯ เมื่อได้ข้อสรุปแล้วจึงนำมาเสนอ กพช. พิจารณาครั้งต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 11 <u>เรื่องเพื่อทราบ</u>

ที่ประชุมได้รับทราบสถานการณ์และความก้าวหน้าของเรื่องต่างๆ ดังต่อไปนี้

- เรื่องที่ 11.1 การดำเนินการตามข้อเสนอของคณะกรรมการติดตามการแก้ไขปัญหาการละเมิดสิทธิมนุษยชนกรณีโครงการก่อสร้างเขื่อนฮัจจี
- เรื่องที่ 11.2 การชะลอการดำเนินการเกี่ยวกับโครงการสร้างเขื่อนไซยะบุรี
- เรื่องที่ 11.3 การใช้ประโยชน์ที่ดินในเขตพื้นที่ที่มีกฎหมายกำหนดให้อยู่ในความดูแลของส่วนราชการเพื่อกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานลม
- เรื่องที่ 11.4 ความก้าวหน้าการดำเนินงานตามแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์
- เรื่องที่ 11.5 นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนและนิวเคลียร์ของต่างประเทศ
- เรื่องที่ 11.6 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 12 <u>การปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในเดือนพฤษภาคม ปี 2553 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงในระบบของ กฟผ. มีค่าเท่ากับ 24,009.9 เมกะวัตต์ สูงกว่าค่าพยากรณ์ที่ใช้จัดทำแผน PDP 2010 (22,690 เมกะวัตต์) ถึง 1,320 เมกะวัตต์ และมีแนวโน้มว่าความต้องการใช้

ไฟฟ้าที่จะเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ประเมินขึ้นใหม่ในเบื้องต้นมีค่าสูงกว่าค่าพยากรณ์เดิม ที่ใช้จัดทำแผน PDP 2010 มาก คือความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปีสูงกว่าค่าพยากรณ์ในแผนเดิมประมาณ 1,384 ถึง 1,915 เมกะวัตต์

จากแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและผลกระทบจากความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) ที่เลื่อนกำหนดแล้วเสร็จออกไปจากเดิม โดยโรงไฟฟ้า สยาม เอนเนอร์ยี่ ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงได้เลื่อนกำหนดแล้วเสร็จออกไปจากเดิม 2 ปี คือจากปี 2556 เป็นปี 2558 และโรงไฟฟ้า เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงประเมินว่าอาจจะต้องเลื่อนกำหนดแล้วเสร็จออกไปถึง 3 ปี จากปี 2556 - 2557 เป็นปี 2559 - 2560 ทำให้ความสมดุลของความต้องการใช้ไฟฟ้าและแผนการสนองความต้องการไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากแผน PDP2010 อย่างมาก โดยในปี 2557 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของระบบไฟฟ้าจะลดต่ำลงอยู่ที่ร้อยละ 9.7 ซึ่งต่ำ จึงยังมีความเสี่ยงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในระยะสั้น 10 ปีข้างหน้านี้

2. กระทรวงพลังงาน จึงได้ศึกษาแนวทางแก้ไขปัญหาในระยะเร่งด่วน โดยพิจารณาโครงการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า สามารถพัฒนาให้แล้วเสร็จได้ในระยะเวลาอันสั้นเพื่อเสริมระบบได้ทันในช่วงเวลาดังกล่าว ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการร่วมมือกันเร่งพัฒนาโครงการทั้งภาครัฐและเอกชน โดยได้เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาในระยะเร่งด่วน ดังนี้

2.1 เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ซึ่งมีความพร้อมและความเหมาะสมหลายด้าน ประกอบด้วย เป็นโครงการที่ดำเนินการโดยภาครัฐ สามารถควบคุมแผนงาน มีความพร้อมในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า มีความพร้อมในด้านเชื้อเพลิง มีความพร้อมในด้านการที่ดิน และมีการดำเนินการ กระบวนการมีส่วนร่วมของชุมชนอย่างต่อเนื่อง จนเป็นที่ยอมรับของชุมชน

2.2 ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) ประเภทสัญญา Firm จำนวน 2,000 เมกะวัตต์ โดยขยายการรับซื้อเพิ่มเติมอีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ รวมเป็นประมาณ 3,500 เมกะวัตต์ และและให้พิจารณาจากข้อเสนอขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาดำเนินการของ กกพ. เพื่อสนองความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งเพิ่มความคุ้มค่าในการลงทุนให้กับ

- โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ในปัจจุบัน และโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติที่จะเกิดขึ้นในอนาคต คือ โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก นครราชสีมาและโครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก นครสวรรค์ โดยมีกำหนดส่งก๊าซได้ในปี 2557 ตามแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 1 ที่ได้รับความเห็นชอบจาก กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553

- โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ตามที่ กฟผ. เสนอจากการศึกษาเพื่อรองรับปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552

2.3 การเร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อย หน่วยที่ 4 ขนาด 800 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2 ขนาด 800 เมกะวัตต์ ของ กฟผ.

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบตามแนวทางแก้ไขปัญหาในระยะเร่งด่วน ตามข้อ 2
2. เห็นชอบให้ขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) เพิ่มเติมอีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ โดยพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากบัญชีรายชื่อเสนอขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ปี 2553 ที่ กกพ. ดำเนินการอยู่ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552
3. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานและ กฟผ. ไปดำเนินการตามข้อ 1 และ 2 เพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศต่อไป