มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 7/2550 (ครั้งที่ 116)
วันพฤหัสบดีที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2550 เวลา 13.30 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
2. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุน ส่วนขยาย
3. การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว
4. แผนการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง
5. การทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล
6. ร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์
7. แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
8. การจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า
9. ร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติ หน้าที่และจำนวนของผู้รับผิดชอบด้านพลังงาน พ.ศ. ....
10. ร่างกฎกระทรวงกำหนดประเภทหรือขนาดของอาคาร และมาตรฐานหลักเกณฑ์ และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. ....
11. ร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติของผู้ตรวจสอบพลังงาน การขอรับใบอนุญาต การออกใบอนุญาต และการต่ออายุใบอนุญาตเป็นผู้ตรวจสอบพลังงาน พ.ศ. ....

นายโฆสิต ปั้นเปี่ยมรัษฎ์ รองนายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ
นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ

ฝ่ายเลขานุการฯ แจ้งให้ที่ประชุมทราบว่า พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 ซึ่งได้แก้ไของค์ประกอบคณะกรรมการฯ ได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษาแล้ว โดยมีผลบังคับเป็นกฎหมายตั้งแต่วันที่ 17 ตุลาคม 2550

เรื่องที่ 1 <u>การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศ เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และให้นำแผนการจัดตั้งบริษัทฯ เสนอขออนุมัติกระทรวงพลังงานและคณะรัฐมนตรีต่อไป ต่อมาคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 ได้พิจารณาเรื่อง การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และมีมติเห็นชอบในหลักการการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และมอบหมายให้กระทรวงการคลังพิจารณาความเหมาะสมในการจัดตั้งบริษัทลูกของรัฐวิสาหกิจในภาพรวมต่อไป

2. แผนการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

2.1 แนวคิดการจัดตั้งบริษัทฯ เพื่อส่งเสริมนโยบายของรัฐในการกระจายแหล่งเชื้อเพลิง ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ช่วยให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในประเทศมีเสถียรภาพ รวมถึงเป็นการส่งเสริมนโยบายและความร่วมมือในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้า เศรษฐกิจ และสังคมอย่างยั่งยืนของภูมิภาคอาเซียนต่อไป

2.2 หลักการในการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ : เป็นตัวแทน กฟผ. ในการลงทุนในโครงการต่างๆ ที่เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจอื่นที่เกี่ยวกับหรือต่อเนื่องกับกิจการของ กฟผ. ในต่างประเทศ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาแผนการลงทุนและกำหนดนโยบายให้บริษัทฯ นำไปปฏิบัติ ซึ่งอาจเป็นการลงทุนโดยตรงหรือจัดตั้งบริษัทในเครือ สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทดังกล่าวจะเป็นตามนโยบายที่ได้รับจาก กฟผ. และ กฟผ. จะให้การสนับสนุนการขยายธุรกิจในอนาคต โดยการลงทุนเพิ่มเติมเองหรือให้บริษัทฯ หรือบริษัทในเครือของบริษัทฯ ร่วมลงทุนกับพันธมิตร และ/หรือ บริษัทลูกของ กฟผ. หรือนำบริษัทฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในการกำกับดูแลบริษัท ฯ กฟผ. จะแต่งตั้งผู้แทน กฟผ. เป็นกรรมการและผู้บริหารของบริษัท และแต่งตั้งผู้แทน กฟผ. เพื่อใช้สิทธิในฐานะผู้ถือหุ้น

2.3 แผนการเงิน: บริษัทฯ มีทุนจดทะเบียนในเบื้องต้น 50 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นหุ้นสามัญ 5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้ (Par Value) หุ้นละ 10 บาท โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นเงินทุนรองรับค่าใช้จ่ายการดำเนินงานต่างๆ ของบริษัทฯ ในระยะแรก สำหรับในอนาคตบริษัทฯ มีแผนที่จะเพิ่มทุนจดทะเบียนโดยพิจารณาจากความต้องการใช้เงินเป็นหลัก ทั้งนี้ จากสมมติฐานแผนการลงทุนโครงการน้ำเงี๋ยบและการประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน บริษัทฯ ต้องการเงินลงทุนในช่วงปี 2550-2558 รวมประมาณ 1,707 ล้านบาท

2.4 แผนการลงทุน: ในเบื้องต้น กฟผ. มีโครงการตามแผนการลงทุนที่จะพิจารณาให้บริษัทฯ เป็นผู้ลงทุนแทน คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเงี๋ยบ 1 ขนาดกำลังการผลิต 276 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโครงการที่ กฟผ. จะลงทุนร่วมกับ Kansai

Electric Power Co., Inc. (ประเทศญี่ปุ่น) บริษัทสวนอุตสาหกรรมโรจนะ จำกัด (มหาชน) (ประเทศไทย) และรัฐบาล สปป.ลาว โดย กฟผ. จะถือหุ้นร้อยละ 25 เงินลงทุนโครงการ 19,000 ล้านบาท มีสัดส่วนหนี้สินต่อทุน 70:30 คิดเป็นเงินลงทุนในส่วนของ กฟผ. ประมาณ 1,400 ล้านบาท

3. กฟผ. มีข้อเสนอขอให้พิจารณาในประเด็นต่างๆ ดังนี้

3.1 ขออนุมัติจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (EGAT International Company Limited) โดยจดทะเบียนเป็นบริษัทจำกัด และมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นตัวแทน กฟผ. ในการลงทุนในโครงการต่างๆ ที่เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจอื่นที่เกี่ยวกับหรือต่อเนื่องกับกิจการของ กฟผ. ในต่างประเทศ โดยมีทุนจดทะเบียนเบื้องต้นจำนวน 50 ล้านบาท

3.2 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สามารถลงทุน และร่วมทุนในต่างประเทศ รวมทั้งพิจารณาจัดตั้งบริษัทในเครือเพื่อการลงทุนได้ตามความเหมาะสม

3.3 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด สามารถดำเนินการเพิ่มทุนจดทะเบียนในอนาคตได้ตามความเหมาะสม

3.4 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือได้รับยกเว้นไม่ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรี ที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจทั่วไปที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันและในอนาคต เพื่อให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือสามารถบริหารงานในรูปแบบของบริษัทเอกชนทั่วไปได้ และมีระเบียบข้อบังคับที่ใช้ปฏิบัติงานเป็นของตนเอง

3.5 ขออนุมัติให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือได้รับยกเว้น ไม่ต้องนำกฎ ระเบียบ และมติคณะรัฐมนตรีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับเงินเดือน ค่าจ้าง ค่าตอบแทนและสวัสดิการต่างๆ มากำหนดขอบเขตสภาพการจ้างเกี่ยวกับการเงินตามมาตรา 13 (2) แห่งพระราชบัญญัติแรงงงานรัฐวิสาหกิจสัมพันธ์ พ.ศ. 2543 โดยให้บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือสามารถดำเนินการปรับปรุงสภาพการจ้างที่เกี่ยวกับการเงินในการกำหนดอัตราค่าจ้าง ค่าตอบแทน หรือสวัสดิการต่างๆ ของพนักงานได้เองเมื่อคณะกรรมการบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด หรือคณะกรรมการของบริษัทในเครือเห็นชอบ

3.6 ขอให้คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนพิจารณาให้การส่งเสริมการลงทุนแก่บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัทในเครือ โดยได้รับสิทธิประโยชน์เช่นเดียวกับที่ผู้ประกอบการเอกชนได้รับ โดยให้คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนพิจารณาตามความเหมาะสม

4. กระทรวงการคลังได้พิจารณาเรื่อง การจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด แล้วเห็นชอบในหลักการการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด อย่างไรก็ตาม ในประเด็นการขอผ่อนผันกฎระเบียบที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจ

กระทรวงการคลังมีความเห็นว่า ในขณะที่บริษัทฯ ยังมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจ เห็นควรให้บริษัทฯ ปฏิบัติตามคำสั่ง กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจทั่วไป เพื่อให้การกำกับดูแลรัฐวิสาหกิจมีความสอดคล้องและเป็นไปตามมาตรฐานเดียวกัน

5. ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเห็นควรเสนอให้พิจารณาให้ความเห็นชอบข้อเสนอของ กฟผ. ในการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ตามข้อ 3.1-3.3 และ 3.6 โดยกำหนดกลไกในการกำกับดูแลและเงื่อนไขในการดำเนินการ

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบข้อเสนอของ กฟผ. ในการจัดตั้งบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ตามข้อ 3.1-3.3 และ 3.6 โดยกำหนดกลไกในการกำกับดูแลและเงื่อนไข ดังนี้

1. กำหนดกลไกในการกำกับดูแลเพื่อป้องกันปัญหาการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไม่มีความโปร่งใสในกรณีที่มีการซื้อไฟฟ้าโดย กฟผ. จากโครงการของบริษัทฯ ในประเทศเพื่อนบ้าน ปัญหาการกีดกันภาคเอกชนหรือการเลือกปฏิบัติต่อผู้ลงทุนอื่น ในช่วงที่ยังไม่มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน ให้กระทรวงพลังงานแต่งตั้งคณะผู้ชำนาญการอิสระที่ เป็นกลางเป็นผู้พิจารณากลั่นกรองสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือข้อผูกพันอื่นระหว่าง กฟผ. กับบริษัทฯ หรือกับโครงการที่บริษัทฯ เข้าร่วมทุนด้วย ประกอบการพิจารณาของ กพช. (ยกเว้นโครงการที่ กพช. เห็นชอบไปแล้ว)
2. ในการลงทุนและร่วมทุนในต่างประเทศของบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ให้ กฟผ. ขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานก่อนเป็นรายโครงการ โดยโครงการที่มีประเด็นนโยบายเป็นพิเศษให้นำเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ
3. ในการเพิ่มทุนจดทะเบียนของบริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ในอนาคต ให้ กฟผ. ขอความเห็นชอบจากกระทรวงพลังงานก่อน และเมื่อมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงานแล้ว ให้ กฟผ. นำเสนอการเพิ่มทุนฯ ต่อคณะกรรมการกำกับฯ พิจารณาผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าขายส่งด้วย
4. ในขณะที่ บริษัท กฟผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ยังมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจ ให้บริษัทฯ ต้องปฏิบัติตามคำสั่ง กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่ใช้บังคับกับรัฐวิสาหกิจทั่วไป เพื่อให้การกำกับดูแลรัฐวิสาหกิจมีความสอดคล้องและเป็นไปตามมาตรฐานเดียวกัน ตามความเห็นของกระทรวงการคลังในข้อ 4

เรื่องที่ 2 <u>ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุน ส่วนขยาย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยจำนวนประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 ต่อมาคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 เรื่องการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยปัจจุบันมี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน และโครงการห้วยเฮาะ และอีก 2 โครงการที่ได้ ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 และโครงการน้ำงึม 2 โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 และมีนาคม 2554 ตามลำดับ

2. ต่อมา รัฐบาล สปป. ลาว ได้เสนอให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าเพิ่มจากโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุน ส่วนขยาย ภายใต้กรอบ MOU ระหว่างรัฐบาลฉบับดังกล่าว ซึ่ง กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจาร่าง PPA กับกลุ่มผู้ลงทุนทั้ง 4 โครงการภายใต้กรอบ Tariff MOU โดยจัดทำร่าง PPA แล้วเสร็จ โดยบรรลุข้อตกลงในเงื่อนไขสำคัญด้านกฎหมาย พาณิชย์ และเทคนิคในส่วน Main Text ของร่าง PPA และได้มีการลงนามเบื้องต้น (Initial) เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550

3. ข้อกฎหมาย และหลักการจัดทำร่าง PPA ของทั้ง 4 โครงการ ได้ดำเนินการภายใต้กรอบ Tariff MOU ซึ่ง กพช. ให้ความเห็นชอบและสำนักงานอัยการสูงสุด (อส.) ได้ตรวจพิจารณาแล้ว โดยใช้ PPA ของโครงการน้ำงึม 2 ที่ได้รับความเห็นชอบจาก กพช. และ ครม. และผ่านการตรวจพิจารณาของ อส. แล้ว เป็นต้นแบบ โดยในการจัดทำร่าง PPA ของโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 และน้ำเงี๊ยบ d ตามข้อตกลงใน Tariff MOU ได้ปรับแก้ไขให้สอดคล้องกับลักษณะเฉพาะของแต่ละโครงการ ความต้องการของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และความเหมาะสมในการบริหารสัญญาฯ สำหรับประเด็นที่มีความแตกต่างจาก PPA ของโครงการน้ำงึม 2 มีดังนี้ (1) สิทธิ์ของ กฟผ. ในการฝากพลังงานไฟฟ้า (ในรูปของปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ) (2) กฎ สถานที่ และภาษาที่ใช้ในกระบวนการอนุญาโตตุลาการ และ (3) การกำหนดให้ สฟ. นาบง ในสปป.ลาว เป็นพื้นที่ยกเว้นค่าปรับ (Free Zone) ทั้งนี้ ประเด็นในข้อ (1)และ (3) เป็นประเด็นทางด้านเทคนิค สำหรับข้อ (2) จะมีลักษณะเดียวกันกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 2 ที่ อส. ได้ให้ความเห็นชอบไปแล้ว

สำหรับการจัดทำร่าง PPA โครงการเทิน-หินบุน ส่วนขยาย ได้แก้ไขเพิ่มเติม PPA ฉบับปัจจุบัน (ซึ่งผ่านการตรวจพิจารณาของ อส. แล้ว) ให้ครอบคลุมเงื่อนไขเดิมและผนวกเงื่อนไขของโครงการฯ ส่วนขยายตามข้อตกลงใน Tariff MOU รวมทั้งได้นำข้อสังเกตของ อส. ซึ่งให้ กฟผ. ตรวจสอบว่า การแก้ไข PPA สามารถดำเนินการได้ตามกฎหมายของ สปป. ลาว และไม่ขัดต่อเงื่อนไขในสัญญาสัมปทานที่กลุ่มผู้ลงทุนมีต่อรัฐบาลลาว มาบรรจุในร่างคำรับรองของรัฐบาล สปป.ลาว ที่จะต้องนำส่งให้ กฟผ. แล้ว

4. รายละเอียดโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบนุส่วนขยาย

4.1 โครงการน้ำเทิน 1 : กำลังผลิตติดตั้ง 523 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เฉลี่ย (เฉพาะ Primary Energy) ปีละ 1,655 ล้านหน่วย โดยมีจุดเชื่อมกับระบบส่ง กฟผ. ที่ สฟ. อุดรธานี 3 กลุ่มผู้ลงทุนโครงการน้ำเทิน 1 ประกอบด้วย บริษัท Gamuda Berhad (ถือหุ้น 40%) บมจ. ผลิตไฟฟ้า (ถือหุ้น 40%) และรัฐบาล สปป. ลาว (ถือหุ้น 20%)

4.2 โครงการน้ำงึม 3 : กำลังผลิตติดตั้ง 440 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เฉลี่ย ปีละ 2,295 ล้านหน่วย โดยมีจุดเชื่อมกับระบบส่ง กฟผ. ที่ สฟ. อุดรธานี 3 กลุ่มผู้ลงทุนโครงการน้ำงึม 3 ประกอบด้วย รัฐบาล สปป. ลาว (ถือหุ้น 23%) GMS Lao Co., Ltd. (ถือหุ้น 27%) Marubeni Corporation (ถือหุ้น 25%) และ Ratchaburi Electricity Holding Plc. (ถือหุ้น 25%)

4.3 โครงการน้ำเงี๊ยบ : กำลังผลิตติดตั้ง 261 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เฉลี่ย ปีละ 1,374 ล้านหน่วย โดยมีจุดเพื่อเชื่อมกับระบบส่ง กฟผ. ที่ สฟ. อุดรธานี 3 กลุ่มผู้ลงทุนโครงการน้ำเงี๊ยบ ประกอบด้วย รัฐบาล สปป. ลาว (ถือหุ้น 20%) Kansai Electric Power Co., Inc. (ถือหุ้น 48%) และ กฟผ. (ถือหุ้น 32%)

4.4 โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย :ตัวเขื่อนเดิมมีกำลังผลิต 210 เมกะวัตต์ ปรับเพิ่มเป็น 220 เมกะวัตต์ ตัวเขื่อนใหม่มีกำลังผลิตติดตั้ง 220 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 440 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าจำหน่ายให้ กฟผ. รวม 2,691 เมกะวัตต์ โดยมีจุดเชื่อมกับระบบส่ง กฟผ. ที่ สฟ. นครพนม 2 (สฟ. แห่งใหม่) กลุ่มผู้ลงทุนประกอบด้วย รัฐบาล สปป. ลาว (ถือหุ้น 60%) GMS Lao Co., Ltd. (ถือหุ้น 20%) และ Nordic Hydropower AB (ถือหุ้น 20%)

5. สาระสำคัญของร่าง PPA โครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุนส่วนขยาย สรุปได้ดังนี้

5.1 สาระสำคัญของร่าง PPA โครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 และน้ำเงี๊ยบ

5.1.1 อายุสัญญา นับจากวันลงนามสัญญา และต่อเนื่องไปอีก 27 ปี นับจากวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

5.1.2 การซื้อขายไฟฟ้าและราคาพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ซื้อจากโครงการฯ มี 3 ประเภท คือ Primary Energy (PE), Secondary Energy (SE) และ Excess Energy (EE) โดย กฟผ. จะรับประกันซื้อเฉพาะ PE และ SE 100% บริษัทฯ ต้องรับประกันการผลิต PE ส่งให้ กฟผ. ไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 8 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) ในแต่ละเดือน และเมื่อรวมทั้งปีแล้ว จะต้องไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 10 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) สำหรับราคาค่าพลังงานไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

ประเภทค่าไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (kWh)		
	น้ำเทิน 1	น้ำงึม 3	น้ำเงี๊ยบ
Test Energy	0.57 บาท	0.57 บาท	0.57 บาท

Pre COD	1.5419 บาท	1.5419 บาท	1.5040 บาท
Primary Energy (PE)	2.67¢ + 1.0146 บาท	2.67¢ + 1.0146 บาท	2.7852¢ + 1.0027 บาท
Secondary Energy (SE)	1.2335 บาท	1.2335 บาท	1.2032 บาท
Excess Energy (EE)	1.1307 บาท	1.1307 บาท	1.1029 บาท

5.1.3 การยุติปัญหาข้อพิพาท ให้ยุติข้อพิพาทโดยการเจรจาโดยความจริงใจในเบื้องต้น ก่อนนำไปสู่การแก้ไขปัญหาโดยอนุญาโตตุลาการ หากมีการยุติข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการ ให้ใช้กฎของ UNCITRAL Rule และดำเนินการที่สิงคโปร์ โดยใช้ภาษาอังกฤษ (ตามข้อเสนอของบริษัทฯ แตกต่างจากสัญญาโครงการน้ำงึม 2 แต่เป็นลักษณะเดียวกับโครงการน้ำเทิน 2 ซึ่ง อส. ได้เคยเห็นชอบแล้ว)

5.1.4 กฎหมายที่ใช้บังคับและตีความสัญญา คือ กฎหมายไทย

5.2 สาระสำคัญของร่าง PPA โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย

5.2.1 อายุสัญญาและ Critical Dates นับจากวันลงนามสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเทิน-หินบุน และต่อเนื่องไปอีก 27 ปีนับจากวันเริ่มซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กำหนดเส้นตายวันเริ่มซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ วันที่ครบรอบ 2 ปีของกำหนดวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

5.2.2 ราคารับซื้อไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ Stage I Generating Units (210 MW) ให้มีการปรับเพิ่มขึ้นปีละ 1% เหมือนเดิมจนถึงวันเริ่มซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

(2) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ Expansion Generating Unit (220 MW) ที่ กฟผ. รับซื้อก่อนวันเริ่มซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ เท่ากับ 0.01817 US$ และ 0.6358 ฿/ kWh

(3) อัตราค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อตั้งแต่วันเริ่มซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์จนสิ้นอายุสัญญาเท่ากับ 0.02595 US$ และ 0.9083 ฿/ kWh

5.2.3 การระงับข้อโต้แย้ง (ตามเงื่อนไขของสัญญาฯ เดิม) การพิจารณาข้อพิพาทของอนุญาโตตุลาการกระทำภายใต้กฎเกณฑ์ของ International Chamber of Commerce (ICC) ซึ่งเป็นลักษณะเดียวกับโครงการเทิน-หินบุนส่วนแรกที่ อส. เห็นชอบแล้ว

5.2.4 Governing Law (ตามเงื่อนไขของสัญญาฯเดิม) กฎหมายที่ใช้บังคับและตีความสัญญาคือ กฎหมายอังกฤษ

6. การลงนาม PPA ของผู้ลงทุนโครงการน้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และน้ำเทิน 1 มีเงื่อนไขว่าหากร่าง PPA ฉบับ Initial ของทั้ง 3 โครงการได้รับความเห็นชอบจาก กพช. แล้ว กลุ่มผู้ลงทุนฯ จะลงนามสัญญาเมื่อได้ข้อสรุปในประเด็นต่อไปนี้

6.1 ผู้ให้กู้ (Lenders) ของโครงการฯ ให้ความเห็นชอบเงื่อนไขใน PPA ที่มีผลต่อการอนุมัติเงินกู้แก่โครงการฯ

6.2 การเจรจาจัดทำ Schedules แล้วเสร็จ ได้ข้อยุติในรายละเอียดซึ่งเป็นส่วนอ้างอิงกับสัญญาสัมปทาน และตัวเลขที่ใส่วงเล็บไว้ รวมทั้งกำหนดวันลงนามและนำส่งเอกสารต่างๆ

6.3 การยุติข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการ กำหนดให้ใช้ UNCITRAL RULES ดำเนินการที่สิงคโปร์ และใช้ภาษาอังกฤษ

นอกจากนี้ กลุ่มผู้ลงทุนฯ จะต้องดำเนินการเพิ่มเติม ดังนี้

6.4 นำเสนอร่าง PPA เพื่อขอความเห็นชอบจากผู้มีอำนาจอนุมัติ

6.5 จัดตั้งบริษัทจดทะเบียนใน สปป.ลาว เพื่อพัฒนาโครงการ และดำเนินการเพื่อให้มีการลงนามในสัญญาข้อตกลงผู้ร่วมทุน (Shareholders Agreement)

6.6 มีการแบ่งรับหรือลดความเสี่ยงอันเกิดจากการเป็นเจ้าของ การจัดหาเงินกู้ การก่อสร้าง การปฏิบัติการ และการบำรุงรักษา สถานีไฟฟ้านาบงและระบบส่งเชื่อมโยงใน สปป. ลาว ระหว่างรัฐบาล สปป. ลาว ผู้รับเหมาหลัก และผู้รับเหมางานปฏิบัติการและบำรุงรักษา

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ เทิน-หินบุนส่วนขยาย และน้ำเทิน 1 ตามที่ได้มีการลงนามเบื้องต้น (Initial) ไปแล้ว และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการตามขั้นตอนให้มีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต่อไป
   ทั้งนี้ ในกรณีที่มีความจำเป็นในการแก้ไขร่างสัญญาฯ ในส่วนที่มิใช่สาระสำคัญ ให้ กฟผ. ดำเนินการลงนามได้ โดยไม่ต้องนำร่างสัญญาฯ ที่แก้ไขมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก
2. สำหรับโครงการในอนาคตหากใช้ร่างสัญญาที่ผ่านการอนุมัติจาก กพช. หรือ ครม. และผ่านการตรวจพิจารณาจากอัยการสูงสุดแล้วเป็นต้นแบบ ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาอนุมัติ หากมีการแก้ไขจากสัญญาต้นแบบในประเด็นนโยบายหรือในสาระสำคัญให้นำเสนอ กพช. พิจารณา

เรื่องที่ 3 <u>การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandom of Understanding: MOU) เรื่อง ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2536 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือ ในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2543 ต่อมาได้มีการปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยเพิ่มเติมเป็น 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 โดยรัฐบาลทั้งสองประเทศได้มีการลงนาม MOU เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 และในวันที่ 18 ธันวาคม 2549 รัฐบาลทั้งสองประเทศได้มีการลงนามใน MOU ขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558

2. การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เมื่อจะมีการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าใน สปป. ลาว รัฐบาล สปป. ลาว จะเสนอโครงการให้ไทยพิจารณา โดยฝ่ายไทยและ สปป. ลาว จะเจรจาเป็นรายโครงการ การพิจารณาในฝ่ายไทยมีการตั้งคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งมีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน

3. การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ภายใต้ MOU ดังกล่าว ปัจจุบันมี 2 โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (187 เมกะวัตต์) และโครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) ซึ่งมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 และ มีนาคม 2554 ตามลำดับ สำหรับโครงการน้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 และน้ำเงี๊ยบ กฟผ. ได้ลงนาม Tariff MOU ร่วมกับผู้ลงทุนเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2549 และ 13 มิถุนายน 2550 ตามลำดับ และได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเบื้องต้น (Initial PPA) กับผู้ลงทุนโครงการน้ำเทิน 1 (523 เมกะวัตต์) น้ำงึม 3 (440 เมกะวัตต์) น้ำเงี๊ยบ (260 เมกะวัตต์) และเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) แล้วเมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550

4. การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว สืบเนื่องจากคณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (Power Development Plan: PDP 2007) โดยให้ใช้แผนกรณีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีความเป็นไปได้เป็นแผนหลักและใช้แผนกรณีการนำเข้า LNG ปริมาณ 10 ล้านตันต่อปีและรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้นเป็นแผนทางเลือก โดยในแผน PDP 2007 ได้กำหนดให้ กฟผ. ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจำนวนหนึ่ง ให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศด้วย โดยปัจจุบันการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน และการเจรจารับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมีความชัดเจนมากขึ้น ดังนี้

4.1 การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP : กระทรวงพลังงานได้ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จำนวน 3,200 เมกะวัตต์ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 เมื่อครบกำหนดการเปิดจำหน่ายเอกสารในวันที่ 27 กรกฎาคม 2550 มี

ผู้สนใจซื้อเอกสารเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รวม 60 ซอง โดยมีกำหนดการยื่นข้อเสนอในวันที่ 19 ตุลาคม 2550 และคาดว่าจะทำการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอแล้วเสร็จภายในเดือนพฤศจิกายน 2550

4.2 การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP : คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 มีมติเห็นชอบระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ปี 2550 ต่อมา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP รวม 1,030 เมกะวัตต์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) 500 เมกะวัตต์ และจากพลังงานหมุนเวียน 530 เมกะวัตต์ ซึ่งได้รับการตอบรับจากผู้ลงทุนจำนวนมาก ณ วันที่ 31 สิงหาคม 2550 มี SPP ระบบ Cogeneration ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้า จำนวน 31 โครงการ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาทั้งสิ้น 2,416 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อไว้เป็นจำนวนมาก ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากสัดส่วนการใช้ไอน้ำ กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ตลอดจนความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP

สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจำนวน 300 เมกะวัตต์ โดยประมูลแข่งขันส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า มีผู้ยื่นข้อเสนอจำนวน 9 ราย กำลังผลิตไฟฟ้า เสนอขาย 435 เมกะวัตต์ ต่อมา คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานในการประชุมเมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 ได้มีมติเห็นชอบผลการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนแล้วจำนวน 7 โครงการ มีปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 335 เมกะวัตต์ อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 29.5-30.0 สตางค์/หน่วย

4.3 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก VSPP : คณะรัฐมนตรีในการประชุม เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 มีมติเห็นชอบระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ต่อมา กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 มีมติเห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า VSPP สำหรับพลังงานหมุนเวียน และระบบ Cogeneration โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ปัจจุบันมีผู้เสนอขายไฟฟ้าเข้าระบบรวม 98 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 17.93 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วจำนวน 50 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้ารวม 14.29 เมกะวัตต์สำหรับ VSPP ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ปัจจุบันมีผู้เสนอขายไฟฟ้าจำนวน 113 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 550 เมกะวัตต์

4.4 การจัดหาไฟฟ้าตามแผน PDP 2007 โดยการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP SPP และ VSPP มีความคืบหน้าตามเป้าหมาย และได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ลงทุนมาก โดยเฉพาะโครงการ SPP ในระบบ Cogeneration อย่างไรก็ตาม โครงการที่ยื่นข้อเสนอดังกล่าวได้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินอาจได้รับการต่อต้านจากประชาชนในพื้นที่ ประกอบกับปัจจุบันการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ยังไม่มีความชัดเจนและแนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งอื่นๆ ทำได้ยากขึ้น เกิดความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในอนาคต จึงควรพิจารณารับซื้อ

ไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้น เพื่อให้สามารถจัดหาไฟฟ้าได้เพียงพอตามความต้องการในช่วงเวลาที่กำหนด

4.5 การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ : การเจรจารับซื้อไฟฟ้าภายใต้ MOU การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จำนวน 5,000 เมกะวัตต์ มีความก้าวหน้าค่อนข้างมาก ปัจจุบันมีการตกลงรับซื้อไฟฟ้า แล้ว 8 โครงการ (โครงการเทิน-หินบุน ห้วยเฮาะ น้ำเทิน 2 น้ำงึม 2 น้ำเทิน 1 น้ำงึม 3 น้ำเงี๊ยบ และเทิน-หินบุนส่วนขยาย) กำลังผลิตรวม 3,314 เมกะวัตต์ และอยู่ในระหว่างการเจรจาอัตราค่าไฟฟ้ากับโครงการหงสาลิกไนต์ กำลังการผลิตประมาณ 1,470 เมกะวัตต์ หากเจรจาตกลงกันได้จะทำให้กำลังผลิตรวมเป็น 4,784 เมกะวัตต์ ซึ่งเมื่อพิจารณาศักยภาพแหล่งผลิตไฟฟ้าใน สปป. ลาว ยังมีแหล่งไฟฟ้าพลังน้ำที่มีศักยภาพที่จะขายให้ประเทศไทยได้อีกจำนวนมาก การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าภายใต้ MOU ที่ได้ลงนามเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2549 ซึ่งกำหนดไว้จำนวน 5,000 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นจะเป็นทางเลือกสำหรับการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศในอนาคต จากการประเมินศักยภาพโครงการที่อยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ (ได้แก่ โครงการน้ำอู เซกอง 4 เซกอง 5 เซเปียนเซน้ำน้อย น้ำบาก 1 และ 2 เป็นต้น) จะมีกำลังผลิตรวมประมาณ 2,770 เมกะวัตต์ จึงมีความเป็นไปได้ที่จะให้มีการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว เพิ่มขึ้นอีก 2,000 เมกะวัตต์ จากปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเดิม 5,000 เมกะวัตต์ เพิ่มเป็น 7,000 เมกะวัตต์

4.6 กระทรวงพลังงาน และ สปป. ลาว ได้มีการเจรจาบันทึกความเข้าใจขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว แล้ว โดยปรับเพิ่มปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 5,000 เมกะวัตต์ เป็น 7,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ร่าง MOU ฉบับใหม่ ได้คงสาระสำคัญไว้เหมือนเดิม โดยมีเพียงการเปลี่ยนแปลงเป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ที่ขยายเพิ่มขึ้นจากเดิม 5,000 เมกะวัตต์ เป็น 7,000 เมกะวัตต์

4.7 ตามมาตรา 190 ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ. 2550 ได้กำหนดให้การจัดทำหนังสือสัญญาใดที่มีผลผูกพันด้านการค้าการลงทุนกับนานาประเทศ หรือกับองค์กรระหว่างประเทศต้องได้รับความเห็นชอบจากรัฐสภาก่อน กระทรวงพลังงาน จึงเห็นควรให้นำเสนอร่างบันทึกความเข้าใจฯ การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ให้คณะรัฐมนตรีและรัฐสภาให้ความเห็นชอบต่อไป

1. ผู้แทนกระทรวงการต่างประเทศ ได้ชี้แจงเรื่องที่กระทรวงพลังงานได้มีหนังสือหารือประเด็น การจัดทำหนังสือสัญญาที่มีผลผูกพันด้านการค้า การลงทุนกับนานาประเทศในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าว่าจะต้องนำเสนอรัฐสภาตามมาตรา 190 วรรคสอง ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ. 2550 หรือไม่ ดังนี้

1.1 การลงนามในบันทึกความเข้าใจฯ เป็นความตกลงระหว่างรัฐบาลต่อรัฐบาล ซึ่งในมาตรา 190 วรรคห้า ของรัฐธรรมนูญฯ กำหนดให้ต้องมีกฎหมายว่าด้วยการกำหนดขั้นตอนและวิธีการจัดทำหนังสือสัญญาฯ โดยในกรณีที่มีปัญหาให้เป็นอำนาจของศาลรัฐธรรมนูญที่จะวินิจฉัยชี้ขาด ซึ่งขณะนี้ยังไม่มีกฎหมายดังกล่าว จึงควรตีความในทางที่จะไม่เป็นอุปสรรคต่อการบริหารประเทศของรัฐบาล ดังนั้น การลงนามใน

บันทึกความเข้าใจฯ จึงอยู่ในอำนาจของฝ่ายบริหารซึ่งคณะรัฐมนตรีสามารถอนุมัติได้โดยไม่จำเป็นต้องเสนอรัฐสภาให้ความเห็นชอบ

1.2 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เป็นเรื่องระหว่างคู่สัญญา ซึ่งมีกฎหมายภายในที่ใช้บังคับอยู่แล้ว จึงไม่เข้าข่ายเป็นหนังสือสัญญาฯ ตามมาตรา 190 วรรคสอง ของรัฐธรรมนูญฯ

ทั้งนี้ผู้แทนกระทรวงต่างประเทศได้แจ้งว่า ได้มีหนังสือถึงกระทรวงพลังงานเพื่อทราบแล้วด้วย

2. ประธานฯ เห็นควรให้นำความเห็นของกระทรวงการต่างประเทศเสนอต่อคณะรัฐมนตรีเพื่อประกอบการพิจารณาร่างบันทึกความเข้าใจฯ การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบกรอบการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 5,000 เมกะวัตต์ เป็น 7,000 เมกะวัตต์
2. เห็นชอบในหลักการร่างบันทึกความเข้าใจฯ รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบวาระที่ 3.3.7 และให้นำเสนอคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบต่อไป ทั้งนี้มอบหมายให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้ลงนามในร่างบันทึกความเข้าใจฯ ดังกล่าว
3. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานปรับปรุงรายละเอียดในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยระบุโครงการที่มีการความชัดเจนแล้วไว้ในแผนฯ ดังกล่าว ภายใต้กรอบแผนเดิมที่ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 และนำเสนอ กพช. เพื่อทราบต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>แผนการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กฟน. ได้จัดทำแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดิน ปี 2551 - 2565 (แผนแม่บทฯ ของ กฟน.) โดยดำเนินการในพื้นที่ชั้นในของ กฟน. ที่เป็นพื้นที่ย่านธุรกิจสำคัญของประเทศ และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าหนาแน่น ระยะทางรวมประมาณ 180 กิโลเมตร มีระยะดำเนินการ ปี 2551 - 2565 (15 ปี) และวงเงินลงทุนประมาณ 77,678 ล้านบาท เพื่อนำเสนอ กพช. พิจารณา ทั้งนี้ การลงทุนโครงการดังกล่าวจำเป็นต้องได้รับการสนับสนุนงบประมาณเพิ่มเติมจากที่ได้รับจากอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน และต้องได้รับการสนับสนุนจากหน่วยงานเจ้าของพื้นที่ เช่น กรุงเทพมหานคร เป็นต้น เนื่องจากการดำเนินงานมีปริมาณงานมาก ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการจราจรในภาพรวม

2. สาระสำคัญของแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดิน ปี 2551-2565 ของ กฟน. สรุปได้ ดังนี้

2.1 ***วัตถุประสงค์ในการดำเนินโครงการ*** เพื่อ (1) เพิ่มสภาพภูมิทัศน์ให้สวยงามและรักษาสิ่งแวดล้อม (2) เพิ่มความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สินของประชาชน (3) เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และ (4) รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

2.2 ***ขอบเขต เป้าหมาย และปริมาณงาน*** ประกอบด้วย ถนนในพื้นที่วงแหวนชั้นใน ถนนลาดพร้าว รามคำแหง เพชรบุรีตัดใหม่ ทองหล่อ และเอกมัย ซึ่งเป็นย่านธุรกิจที่สำคัญและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าหนาแน่น ระยะทางรวมประมาณ 180 กิโลเมตร โดยแบ่งการดำเนินการเป็น 2 ระยะ ประกอบด้วย (1) ระยะที่ 1 ปี 2551 - 2564 ระยะทางประมาณ 119 กิโลเมตร (รวมถนนที่ กฟน. ประกาศเป็นพื้นที่สายใต้ดิน) และ (2) ระยะที่ 2 ปี 2555 -2565 ระยะทางประมาณ 61 กิโลเมตร ทั้งนี้ บางโครงการต้องดำเนินการพร้อมกับโครงการรถไฟฟ้า และระยะทางดังกล่าวสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพภูมิศาสตร์ ความจำเป็น และสภาพเศรษฐกิจ

2.3 ***งบประมาณลงทุน*** รวมทั้งสิ้น 77,678 ล้านบาท ประกอบด้วย (1) เงินตราต่างประเทศ จำนวน 17,772 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 23 และ (2) เงินตราในประเทศ จำนวน 59,906 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 77

2.4 ***แหล่งเงินลงทุน*** ประกอบด้วย (1) เงินกู้ในประเทศเพื่อทดแทนเงินกู้ต่างประเทศจำนวน 17,722 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 23 (2) เงินกู้บาทสมทบ จำนวน 38,677 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 50 และ (3) เงินรายได้ของ กฟน. จำนวน 21,299 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 27

2.5 ***การประมาณการฐานะการเงิน*** ของ กฟน. ที่จัดทำภายใต้สมมติฐาน (1) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือนมีนาคม 2550 (2) การปรับลดเงินชดเชยรายได้ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ลงจากระดับ 11,014 ล้านบาท ในปี 2551 เหลือเฉลี่ยจำนวน 8,897 ล้านบาท/ปี ในช่วงปี 2551-2565 เพื่อให้ กฟน. มีอัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุน (ROIC) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 4.8 ต่อปี อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (SFR) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 25 ต่อปี และอัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (DSCR) ไม่ต่ำกว่า 1.30 เท่าต่อปี (3) อัตราเงินเฟ้อ ปี 2550 เท่ากับร้อยละ 3 และปี 2551 เป็นต้นไป เท่ากับร้อยละ 3.2 ต่อปี (4) อัตราแลกเปลี่ยน ปี 2550 เท่ากับ 35 บาท/เหรียญสหรัฐ และปี 2551 เป็นต้นไป เท่ากับ 37 บาท/เหรียญสหรัฐ (5) อัตราเงินนำส่งรายได้แผ่นดิน ร้อยละ 40 ของกำไรสุทธิ และ (6) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ในประเทศ ร้อยละ 6.7 พบว่า กฟน. จะมีฐานะการเงินเฉลี่ยปี 2551-2565 เป็นดังนี้

หลักเกณฑ์ทางการเงิน	หลักเกณฑ์ทางการเงินที่กำหนดในปัจจุบัน	ประมาณการฐานะการเงินปี 2551-2565	ค่าเฉลี่ยปี 2551-2565

อัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC)	$\geq$ 4.80%	4.80%	4.80%
อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (Self-Financing Ratio: SFR)	$\geq$ 25%	28.51 - 50.85%	39.99%
อัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio: DSCR)	$\geq$ 1.5 เท่า	1.43 - 1.88 เท่า	1.65 เท่า
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน (Debt/Equity Ratio: D/E)	$\leq$ 1.5 เท่า	0.66 - 0.89 เท่า	0.77 เท่า

3. แผนแม่บทฯ ของ กฟน. เป็นการลงทุนที่มีความสำคัญที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและช่วยให้สภาพภูมิทัศน์ สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สินของประชาชนเพิ่มขึ้นในพื้นที่ย่านธุรกิจที่สำคัญของกรุงเทพมหานคร และจะต้องดำเนินการพร้อมกับโครงการรถไฟฟ้า ตลอดจนต้องใช้พื้นที่สาธารณะในการก่อสร้างที่ต้องได้รับการสนับสนุนจากหน่วยงานเจ้าของพื้นที่ ในขณะที่การลงทุนเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินของ กฟน. ที่ผ่านมา จะได้รับการอนุมัติให้ดำเนินการตามความพร้อมของสถานภาพทางการเงินของ กฟน. ทำให้การดำเนินโครงการดังกล่าวเป็นไปได้ช้า ประกอบกับ กฟน. มีภาระในการจ่ายเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. เพิ่มขึ้นในแต่ละปี ทำให้มีข้อจำกัดในการดำเนินการโครงการดังกล่าว

4. กระทรวงพลังงาน จึงเห็นควรให้ความเห็นชอบแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นระบบสายใต้ดิน ปี 2551 - 2565 ของ กฟน. เพื่อเป็นกรอบการลงทุน ซึ่ง กฟน. จะได้ดำเนินการประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดความไม่สะดวกกับประชาชนในการดำเนินการด้านสาธารณูปโภคในคราวเดียวกัน โดยให้ กฟน. นำเสนอโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินควบคู่กับแผนการลงทุนปกติเสนอต่อสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พิจารณาอนุมัติเป็นรายโครงการตามขั้นตอนปกติต่อไป นอกจากนี้ เพื่อให้การดำเนินโครงการดังกล่าว ไม่มีผลกระทบต่อระดับค่าไฟฟ้าที่ประชาชนได้รับและเพื่อให้ กฟน. มีฐานะการเงินในระดับที่เหมาะสม จึงเห็นควรมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) รับไปพิจารณาในรายละเอียดเกี่ยวกับฐานะการเงินของการไฟฟ้าเพื่อให้ กฟน. สามารถดำเนินการโครงการดังกล่าวต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินปี 2551 - 2565 ของ กฟน. โดยมอบหมายให้ สศช. เป็นผู้พิจารณาวงเงินลงทุนรวม 77,678 ล้านบาท และกระทรวงการคลังเป็นผู้พิจารณาการจัดหาแหล่งเงินกู้ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ทั้งนี้ ให้ กฟน. นำเสนอโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินควบคู่กับแผนการลงทุนปกติเสนอต่อ สศช. พิจารณาอนุมัติเป็นรายโครงการตามขั้นตอนปกติต่อไป
2. มอบหมายให้ สนพ. พิจารณาในรายละเอียดฐานะการเงินของการไฟฟ้า แนวทางการชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า ตลอดจน ระดับอัตราค่าไฟฟ้าในการลงทุนตามแผนแม่บทโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินปี 2551 - 2565 ของ กฟน. แล้วนำเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป

3. มอบหมายให้ กฟน. ประสานงานกับกรุงเทพมหานคร และกรมส่งเสริมการส่งออก กระทรวงพาณิชย์ เพื่อจัดลำดับความสำคัญของโครงการเปลี่ยนระบบสายอากาศเป็นสายใต้ดินให้สอดคล้องกับนโยบายการส่งเสริมการท่องเที่ยวต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>การทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 เห็นชอบแนวทางการกำกับดูแลการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าผ่านท่อ และกำหนดให้มีการกำกับดูแลโดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) และต่อมาเมื่อวันที่ 24 ตุลาคม 2544 กพช. ได้ออกประกาศ ฉบับที่ 1/2544 เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ สำหรับระบบท่อตามแผนแม่บทท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 และระบบท่อปัจจุบันที่มีการประเมินสินทรัพย์ใหม่หลังหมดอายุ เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ในช่วงนั้น

2. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เรื่อง แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ซึ่งภายใต้มติดังกล่าวได้รวมถึงความเห็นชอบในหลักการการคิดค่าบริการสถานี LNG ของ ปตท. เป็นส่วนหนึ่งของราคา LNG

3. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 กพช. ได้มีการพิจารณา เรื่อง การทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล และได้มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติในเรื่องการปรับกลุ่มสำหรับการคำนวณราคาเนื้อก๊าซเฉลี่ย (POOL) และการกำหนดพื้นที่ (Zone) ในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ โดยให้ สนพ. ไปทบทวนหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พร้อมทั้งจัดทำร่างประกาศ กพช. ที่เกี่ยวข้อง และจัดทำรายละเอียดในเรื่อง (1) การกำหนดโครงสร้างราคา LNG (2) การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสงขลาของ กฟผ. (โรงไฟฟ้าจะนะ) (3) การกำกับดูแลโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติไปยังโรงไฟฟ้าน้ำพอง และ (4) การกำหนดราคา NGV ตามต้นทุน เพื่อนำเสนอ กพช. พิจารณาในครั้งต่อไป

4. สนพ. ได้ดำเนินการตามมติ กพช. ดังกล่าว และได้เสนอการพิจารณาทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแลดังนี้

4.1 การกำกับดูแลการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดความซ้ำซ้อนของขั้นตอนในการให้ความเห็นชอบราคาก๊าซธรรมชาติ ณ ปากหลุม ระหว่างผู้ได้รับสัมปทานซึ่งเป็นผู้จำหน่าย และปตท. ซึ่งเป็น ผู้ซื้อ ดังนั้น จึงเห็นสมควรให้ปรับปรุงแนวทางการ

เสนอเพื่อให้ความเห็นชอบ เป็นในการกำหนดราคา ก๊าซธรรมชาติ ณ ปากหลุมของแหล่งที่ผลิตในประเทศที่ผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการปิโตรเลียม เมื่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้ความเห็นชอบแล้วตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ให้สามารถนำมารวมอยู่ใน POOL ได้ และให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบต่อไป

4.2 การทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติ โดยให้ปรับกลุ่มสำหรับการคำนวณฯ เป็น 2 กลุ่ม (POOL) คือ POOL 1 เดิม และ POOL 2 ใหม่ ซึ่งรวม POOL 2 และ POOL 3 เดิม เข้าด้วยกัน และได้เห็นชอบในหลักการการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยมอบหมายให้ ปตท. นำเสนอผลการศึกษาความเหมาะสมของโครงสร้างค่าบริการสถานี LNG ต่อ สนพ. เพื่อนำเสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

4.3 การทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ค่าบริการส่งก๊าซฯ ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ 1) Demand Charge ซึ่งคำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการที่คงที่ และ 2) Commodity Charge ซึ่งคำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปร ซึ่ง สนพ. ได้พิจารณาแล้วเห็นสมควรให้ปรับปรุงสมมุติฐานในการคำนวณในสามส่วนคือ อัตราผลตอบแทนการลงทุนที่แท้จริงในส่วนของทุน (IRR on Equity) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาว และอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน โดยความเห็นและข้อเสนอ ดังนี้

- อัตราผลตอบแทนการลงทุนที่แท้จริงในส่วนของทุน (IRR on Equity) เห็นควรปรับจากที่กำหนดไว้ที่ร้อยละ 16 เป็นร้อยละ12.5 โดยพิจารณาจากค่าเฉลี่ยผลตอบแทนการลงทุนในส่วนของกิจการสาธารณูปโภคประเภทเดียวกัน ร่วมกับการพิจารณาถึงผลต่างระหว่างผลตอบแทนการลงทุนกับต้นทุนเงินกู้ของ ปตท. ในปัจจุบัน
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาวเห็นควรปรับจากร้อยละ 10.5 เป็นร้อยละ 7.5 โดยพิจารณาจากสภาพตลาดเงิน และคำนึงถึงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ ปตท. ได้กู้มาลงทุนในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา
- อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน เห็นควรปรับจากที่ระดับ 75:25 เป็น 55:45 โดยเห็นว่ากิจการการส่งก๊าซธรรมชาติเป็นกิจการผูกขาดมีความเสี่ยงในการทำธุรกิจน้อย ประกอบกับ อัตราส่วนหนี้สินต่อทุนของ ปตท. โดยรวมที่อยู่ในระดับ 53:47

ทั้งนี้ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงหลักเกณฑ์ดังกล่าวข้างต้นจะทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติปรับขึ้น 2.0611 บาทต่อล้านบีทียู ซึ่งจะมีผลทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น 1.2572 สตางค์ต่อหน่วย

4.4 การกำหนดพื้นที่ (Zone) และในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ ส่วน Demand Charge ของ Zone ใหม่ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดพื้นที่ (Zone) ในการคำนวณอัตราค่าบริการส่วน Demand Charge เพิ่มเติมอีกสอง Zone จากเดิมที่มีสาม Zone คือ ระบบท่อส่งก๊าซฯ นอกชายฝั่งที่ระยอง ระบบท่อส่งก๊าซฯ นอกชายฝั่งที่ขนอม และระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่ง

ตามลำดับ โดยเพิ่ม Zone 4 เป็นระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโรงไฟฟ้าจะนะ และ Zone 5 เป็นระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโรงไฟฟ้าน้ำพอง ซึ่งตามหลักเกณฑ์ใหม่ของการคำนวณค่าบริการส่งก๊าซฯ จะทำให้ค่าบริการส่งก๊าซฯ ส่วน Demand Charge ของโซน 4 เป็น 3.9736 บาท/ล้านบีทียู ของโซน 5 เป็น 2.1968 บาท/ล้านบีทียู ตามลำดับ

4.5 หลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้เห็นชอบในหลักการของการกำหนดราคา NGV (Natural Gas for Vehicle) ตามต้นทุน โดยให้ใช้ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ ณ ราคาก๊าซเฉลี่ย POOL 2 บวกด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (ซึ่งรวมค่าการตลาดแล้ว) และให้ สนพ. นำเสนอในส่วนของค่าใช้จ่ายดำเนินการอีกครั้ง สนพ. ได้พิจารณาแล้วเห็นว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่เหมาะสมประกอบด้วย

- ต้นทุนค่าสถานีแม่ 1.12 บาทต่อกิโลกรัม
- ต้นทุนค่าขนส่ง 1.20 บาทต่อกิโลกรัม (ภายในรัศมี 50 กิโลเมตรจากสถานีแม่ และเพิ่ม 0.012 บาทต่อกิโลกรัมต่อระยะทางที่เพิ่มขึ้น 1 กิโลเมตร)
- ต้นทุนค่าสถานีลูก 1 บาทต่อกิโลกรัม
- ค่าการตลาด 1.73 - 2.33 บาทต่อกิโลกรัม (ตามประเภทและที่ตั้งของสถานีบริการ)

ทั้งนี้ เพื่อมิให้การปรับราคา NGV ส่งผลกระทบต่อแผนการขยายการใช้ NGV เพื่อทดแทนน้ำมัน จึงเห็นควรขอความร่วมมือจาก ปตท. ให้มีการกำหนดราคา NGV ในปี 2550-2551 ในระดับ 8.50 บาทต่อกิโลกรัม แล้วจึงปรับราคา NGV ขึ้นแบบขั้นบันไดให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยในปี 2552 ปรับได้ไม่เกิน 12 บาทต่อกิโลกรัม ในปี 2553 ปรับได้ไม่เกิน 13 บาทต่อกิโลกรัม และตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป จึงปรับตามต้นทุนที่แท้จริง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการทบทวนการกำกับดูแลราคาก๊าซธรรมชาติ ณ ปากหลุมของแหล่งที่ผลิตในประเทศ โดยราคาก๊าซธรรมชาติ ณ ปากหลุมของแหล่งที่ผลิตในประเทศที่ผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการปิโตรเลียม เมื่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้ความเห็นชอบแล้วตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ให้สามารถนำมารวมอยู่ใน POOL ได้ และให้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบต่อไป
2. ให้มีการทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ และหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV โดยมอบอำนาจให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาและให้ความเห็นชอบหลักเกณฑ์ใหม่ของการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ และหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV โดยให้มีผลบังคับใช้ในช่วงเวลาที่เหมาะสม

เรื่องที่ 6 <u>ร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุม ครั้งที่ 4/2550 เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564 (PDP 2007) ตามมติคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ครั้งที่ 4/2550 ลงวันที่ 4 มิถุนายน 2550

2. สาระสำคัญของแผน PDP 2007 คือ การกำหนดทางเลือกให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในปี 2563 และอีก 2,000 เมกะวัตต์ ในปี 2564 เพื่อให้เป็นทางเลือกในการจัดหา เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าในระยะยาว ซึ่งจะทำให้ประเทศมีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและมีความมั่นคง โดย กพช. ได้กำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นหน่วยงานหลักในการศึกษาความเหมาะสม วางแผน ออกแบบ และเตรียมการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

3. กพช. ในการประชุมครั้งที่ 2/2550 เมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2550 มีมติเห็นชอบให้แต่งตั้งคณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Infrastructure Preparation Committee : NPIPC) โดยมี ดร. กอปร กฤตยากีรณ เป็นประธาน ผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเป็นคณะกรรมการ และผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นกรรมการและเลขานุการ เพื่อจัดทำและเสนอแนะแผนงาน มาตรการ แนวทางในการดำเนินงานด้านการเตรียมความพร้อมด้านต่างๆ เพื่อใช้ประโยชน์จากนิวเคลียร์เพื่อผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการสื่อสารสาธารณะเพื่อสร้างความรู้ ความเข้าใจที่ถูกต้องต่อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และนำไปสู่การยอมรับของประชาชน

4. คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมฯ (NPIPC) ได้จัดตั้งคณะอนุกรรมการ 7 คณะ เพื่อช่วยเหลือคณะกรรมการในการศึกษาประเด็นหลัก (Key Issues) ประกอบด้วย 1) คณะอนุกรรมการด้านระบบกฎหมาย ระบบกำกับ และข้อผูกพันระหว่างประเทศ 2) คณะอนุกรรมการด้านโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรมและการพาณิชย์ 3) คณะอนุกรรมการด้านการถ่ายทอด พัฒนาเทคโนโลยี และพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ 4) คณะอนุกรรมการความปลอดภัยนิวเคลียร์ และการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม 5) คณะอนุกรรมการ ด้านสื่อสารสาธารณะและการยอมรับของประชาชน 6) คณะอนุกรรมการด้านการวางแผนด้านการเตรียมจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ มีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน มีคณะทำงานช่วยปฏิบัติงาน 3 คณะ คือ คณะทำงานด้านการเตรียมโครงสร้างองค์กร คณะทำงานด้านวิชาการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และคณะทำงานด้านการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และ 7) คณะอนุกรรมการยกร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์

5. หลังจากคณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมฯ (NPIPC) และคณะอนุกรรมการฯ ได้จัดทำร่างแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (NPIEP) แล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2550 แล้ว ได้เชิญ

ผู้เชี่ยวชาญจากทบวงพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (IAEA) มาเสนอความเห็นต่อร่างดังกล่าว คณะกรรมการฯ ได้ปรับปรุงร่างและนำเสนอเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากผู้เกี่ยวข้องทุกภาคฝ่าย เมื่อวันที่ 13 ตุลาคม 2550 และได้นำข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้มาปรับปรุงเป็นร่างที่สมบูรณ์ ซึ่งที่นำเสนอในครั้งนี้ประกอบด้วย 6 แผน ดังนี้

(1) แผนงานด้านระบบกฎหมาย ระบบกำกับ และข้อผูกพันระหว่างประเทศ

(2) แผนงานโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรมและการพาณิชย์

(3) แผนการถ่ายทอดพัฒนาเทคโนโลยี และพัฒนาทรัพยากรมนุษย์

(4) แผนด้านความปลอดภัยและการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม

(5) แผนการสื่อสารและการยอมรับของสาธารณะ

(6) การวางแผนการดำเนินการโครงสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

6. เหตุผลสำคัญของการคิดใช้พลังงานนิวเคลียร์ในการผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย ความมั่นคงทางด้านพลังงาน ความจำเป็นในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอสำหรับการใช้ในอนาคต แรงกดดันจากภาวะโลกร้อน และ Climate Change การสูงขึ้นของราคาเชื้อเพลิงฟอสซิลและต้นทุนการผลิตไฟฟ้านิวเคลียร์ ที่แข่งขันได้ การรักษาราคาพลังงานให้มีเสถียรภาพ และแข่งขันได้ในระยะยาว และการสงวนทรัพยากรธรรมชาติในประเทศไว้ใช้สำหรับประโยชน์อื่นที่มีคุณค่าสูงกว่า เช่น การขนส่งคมนาคม และ อุตสาหกรรมปิโตรเคมี

7. สถานภาพการใช้พลังงานนิวเคลียร์ในโลก ในปัจจุบัน (ณ เดือนกันยายน 2550) ประเทศต่างๆ ในโลกได้นำพลังงานนิวเคลียร์มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 17% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งโลก มีจำนวนเครื่องปฏิกรณ์ปรมาณูใช้งานอยู่ 439 โรง กำลังก่อสร้าง 34 โรง อยู่ในแผนงานที่จะก่อสร้าง 86 โรง อยู่ในข้อเสนอ 223 โรง รวมทั้งสิ้น 782 โรง เพิ่มขึ้นจากจำนวนที่ใช้งานอยู่ประมาณ 78%

8. งานที่ต้องดำเนินการในช่วง 3 ปี (2551-2553) แรก หลังจากที่แผน NPIEP ได้รับความเห็นชอบ ประกอบด้วย

8.1 ควรมีการเร่งจัดตั้ง NPPDO ขึ้นเป็นหน่วยงานในกระทรวงพลังงานเพื่อให้งานของแผน NPIEP ดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง และมีบุคลากรประจำในการดำเนินงาน รวมทั้งทำหน้าที่เป็นศูนย์ประสานงานด้านต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการจัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

8.2 ในระยะเริ่มแรกการกำกับดูแลให้ใช้กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานปรมาณูเพื่อสันติ ซึ่งมีหลายฉบับไปพรางก่อน หลังจากนั้นควรปรับปรุงกฎหมายว่าด้วยพลังงานปรมาณูเพื่อสันติ ให้สอดคล้องและเป็นแนวทางเดียวกับมาตรฐานระหว่างประเทศ โดยรวมอำนาจในการกำกับดูแลไว้ในกฎหมายฉบับเดียว เพื่อให้เกิดเอกภาพและมี

ความอิสระในการกำกับดูแล ลดขั้นตอนในการขออนุญาต และมีอำนาจในการบังคับใช้กฎหมายอย่างมีประสิทธิภาพโดยดำเนินการดังนี้

(1) ยกร่างกฎหมายเฉพาะในการกำกับดูแล มาตรฐานและความปลอดภัยด้านนิวเคลียร์ โดยครอบคลุมถึงการคุ้มครองด้านสิ่งแวดล้อมและประเด็นที่เกี่ยวข้องกับด้านนิวเคลียร์ทั้งหมด

(2) หลังจากดำเนินการยกร่างกฎหมายนิวเคลียร์แล้วเสร็จในช่วงสิ้นปีที่ 3 หากประเทศ/รัฐบาลได้ตัดสินใจให้ดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีจะดำเนินการเสนอร่างกฎหมายตามขั้นตอนทางนิติบัญญัติ เพื่อให้มีการบังคับใช้ต่อไป

8.3 งานที่ต้องรีบดำเนินการทันทีและต่อเนื่อง คือ การสื่อสารสาธารณะเพื่อสร้างความรู้ ความเข้าใจด้านการใช้พลังงานนิวเคลียร์เพื่อมาผลิตไฟฟ้า ทั้งข้อเด่นและข้อด้อยและนำไปสู่การยอมรับของสาธารณะที่ถูกต้อง ชัดเจน และโปร่งใส

8.4 คณะอนุกรรมการวางแผนการดำเนินการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ได้จัดตั้งคณะทำงาน 3 ชุด ปฏิบัติงานในระยะแรกช่วงระยะเวลา 3 ปี (2550-2552) ทำการศึกษาและวางแผนโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้านเทคนิคโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ศึกษาความเหมาะสม การคัดเลือกสถานที่ตั้งการประมาณการค่าใช้จ่าย การวิเคราะห์ทางการเงินและการหาแหล่งเงินทุน รายงานผลการศึกษาจะเสนอต่อคณะอนุกรรมการวางแผนดำเนินการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในกลางปี 2552 และจัดทำ Feasibility study ฉบับสมบูรณ์สิ้นปี 2552 เพื่อเสนอต่อคณะกรรมการเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ดำเนินการต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการ แผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (NPIEP) เบื้องต้น โดยมอบหมายให้คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ รับไปศึกษาในรายละเอียดเพื่อจัดทำแผนให้สมบูรณ์ และนำเสนอคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติต่อไป
2. เห็นชอบให้มีการจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ เป็นหน่วยงานภายในกระทรวงพลังงาน
3. เห็นชอบในการดำเนินโครงการสร้างความรู้ ความเข้าใจ และการมีส่วนร่วมของประชาชน โดย จัดประชุมสัมมนาอย่างน้อย 8 ครั้ง ในระยะเวลา 6 เดือน
4. เห็นชอบแผนการดำเนินงานในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. 2551 - 2553) โดยมอบหมายให้คณะกรรมการเพื่อเตรียมการศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ รับไปกำหนดแผนการดำเนินงานในรายละเอียดต่อไป
5. เห็นชอบกรอบวงเงินงบประมาณในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. 2551 - 2553) จำนวน 1,800 ล้านบาท เพื่อใช้ในการจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ การดำเนินงานแผนงานด้านกฎหมาย ระบบกำกับและข้อผูกพันระหว่างประเทศ แผนงานด้านโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรมและการพาณิชย์

แผนงานด้านพัฒนา ถ่ายทอดเทคโนโลยีและพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ แผนงานด้านความปลอดภัยนิวเคลียร์และการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม แผนงานด้านสื่อสารสาธารณะและการยอมรับของประชาชน และแผนงานด้านการเตรียมการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โดยให้ตั้งงบประมาณรวมอยู่ในกระทรวงพลังงาน และให้กระทรวงพลังงานรับไปพิจารณาจัดหางบประมาณต่อไป

6. **เห็นชอบให้การกำกับดูแลในระยะเริ่มแรกให้ใช้กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานปรมาณูเพื่อสันติ ซึ่งปัจจุบันมีอยู่หลายฉบับไปพลางก่อน หลังจากนั้นมอบหมายให้กระทรวงพลังงานและกระทรวง วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี รับไปยกร่างกฎหมายเฉพาะในการกำกับดูแล มาตรฐานและความปลอดภัยด้านนิวเคลียร์ โดยครอบคลุมถึงประเด็นที่เกี่ยวข้องทั้งหมด**

เรื่องที่ 7 <u>แนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ระบบราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในปัจจุบันเป็นแบบ **กึ่งลอยตัว** โดยได้มีการยกเลิกควบคุมราคาขายปลีกก๊าซ LPG ตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน 2544 เป็นต้นมา รัฐควบคุมเพียงราคาขายส่งส่วนราคาขายปลีกและค่าการตลาดผู้ค้าก๊าซเป็นผู้กำหนด โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และกรมการค้าภายใน มีหน้าที่กำกับดูแลมิให้มีการกำหนดราคาเพื่อเอาเปรียบผู้บริโภค ให้สอดคล้องกับต้นทุน รวมถึงส่งเสริมการแข่งขันเพื่อกดดันไม่ให้ราคาสูงขึ้นจนกระทบผู้บริโภคมากเกินไป

2. โครงสร้างราคาก๊าซ LPG ประกอบด้วย ราคา ณ โรงกลั่นหรือราคานำเข้า ภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล กองทุน ค่าการตลาด และภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยที่ราคา ณ โรงกลั่นหรือราคานำเข้าก๊าซ LPG คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้กำหนดให้เท่ากับราคาประกาศเปโตรมิน (CP) ที่ราสทานูรา ซาอุดิอาระเบีย เป็นสัดส่วนระหว่างโพรเพนกับบิวเทนที่ 60 ต่อ 40 ลบด้วย 16 โดยไม่ต่ำกว่า 185 และไม่สูงกว่า 315 เหรียญสหรัฐ/ตัน นอกจากนั้น กบง. ได้กำหนดให้ราคาขายส่งก๊าซ LPG ณ คลังขายส่ง ทั่วประเทศเท่ากันที่ระดับราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม 12.4569 บาท/กก. ทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงต้องชดเชยค่าเนื้อก๊าซ และค่าขนส่ง ประมาณ 284.25 ล้านบาทต่อเดือน ในส่วนของราคาขายปลีกก๊าซ LPG ผู้ค้าเป็นผู้กำหนดราคาแต่อยู่ในการกำกับดูแลของกรมการค้าภายใน ปัจจุบันราคาขายปลีก ณ กรุงเทพฯ อยู่ที่ 16.81 บาท/กก. โดยผู้ค้ามีค่าการตลาดอยู่ที่ 3.2562 บาท/กก.

3. ปัญหาราคาก๊าซ LPG เนื่องจากราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกสูงกว่าในประเทศ 200 - 300 $/ตัน จูงใจให้ส่งออกมากกว่าขายในประเทศ รัฐต้องจำกัดการส่งออก ทำให้เกิดการลักลอบการส่งออกตามชายแดนประเทศเพื่อนบ้าน และจากที่ราคาก๊าซ LPG ต่ำกว่าราคาน้ำมันชนิดอื่นๆ ทำให้มีการเปลี่ยนมาใช้ LPG แทน โดยในภาคขนส่งผู้ใช้รถยนต์เปลี่ยนมาใช้ก๊าซ LPG แทนน้ำมันเบนซิน และในภาคอุตสาหกรรมได้เปลี่ยนมาใช้ก๊าซ LPG แทนน้ำมันเตา ซึ่งหากการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจะทำให้เกิดการขาดแคลนก๊าซ LPG ในอนาคต และทำให้ขาดรายได้จากการส่งออกรวมทั้ง

สูญเสียโอกาสจากการนำไปใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มได้สูงกว่าใช้ในรถยนต์ จากการชดเชยราคาก๊าซ LPG ทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 8 ตุลาคม 2550 มีหนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 7,568 ล้านบาท

4. ในการประชุม กบง. เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 ได้พิจารณาเรื่องแนวทางการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ได้มีมติดังนี้

(1) เห็นชอบการยกเลิกการชดเชยราคาก๊าซ LPG โดยปรับขึ้นราคาขายส่ง (โดยทำพร้อมกับการลดราคาขายปลีกเบนซินและดีเซล 0.50 บาท/ลิตร เมื่อกองทุนน้ำมันมีฐานะเป็นบวกแล้ว ประมาณ ในเดือนธันวาคม 2550) โดยให้ยกเลิกการเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ จากการส่งออกก๊าซ LPG และยังคงนโยบายราคาก๊าซ ณ คลังเท่ากันทั่วประเทศ โดยเก็บเงินเข้ากองทุนฯ จากก๊าซ LPG ในระดับที่เพียงพอสำหรับชดเชยค่าขนส่งไปยังคลังก๊าซภูมิภาค (0.24 บาท/กก.)

(2) เห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคา ณ โรงกลั่นก๊าซ LPG โดยกำหนดเพดานที่ต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ร้อยละ 60 บวกราคาส่งออกก๊าซ LPG ร้อยละ 40 และราคาฐานที่ต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ โดยให้ทยอยปรับสัดส่วนการผลิตระหว่างโรงแยกก๊าซและโรงกลั่นน้ำมันไปสู่ระดับจริง คือ 60 ต่อ 40

(3) มอบอำนาจให้ประธาน กบง. เป็นผู้พิจารณาให้ความเห็นชอบในการดำเนินการตามแนวทางดังกล่าว ในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสม

5. ผลกระทบจากการปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG 1.29 บาท/กก. หรือ 19 บาท/ถังขนาด 15 กก. จะทำให้กองทุนน้ำมันฯ ลดภาระการจ่ายเงินชดเชย 324 ล้านบาท/เดือน ค่าใช้จ่ายรถแท็กซี่เพิ่มขึ้นกะละ 26 บาท อาหารสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นจานละ 4 สตางค์ อย่างไรก็ตาม การปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG จะดำเนินการพร้อมกับการลดราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินและดีเซลลิตรละ 50 สตางค์ จะทำให้รายจ่ายของครัวเรือน ไม่เพิ่มขึ้น แต่จะลดลง 9.46 บาท/เดือน

6. มาตรการช่วยเหลือและบรรเทาผลกระทบ ในการปรับขึ้นราคาก๊าซ LPG ดังนี้

(1) มาตรการช่วยเหลือในการปรับเปลี่ยนเตาประสิทธิภาพสูง โดยกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานให้การสนับสนุนวงเงินรวม 600 ล้านบาท แบ่งเป็นช่วยเหลือค่าใช้จ่ายในปรับปรุงเตาอบลำไย 380 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายปรับปรุงเตาเผาเซรามิค 217 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายปรับปรุงเตาอบกุนเชียง 3 ล้านบาท

(2) โครงการอนุรักษ์พลังงานแบบมีส่วนร่วม โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน จะจัดส่งที่ปรึกษาให้คำแนะนำแก่โรงงานในเรื่องการจัดการพลังงานเพื่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด

(3) การให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ในการลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตเพื่อประหยัดพลังงาน

(4) กลุ่มรถแท็กซี่ ปรับเปลี่ยนรถแท็กซี่ที่ใช้ก๊าซ LPG เป็น NGV จำนวน 50,000 คัน ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลภายในระยะเวลา 2 ปี เพิ่มสถานประกอบการติดตั้ง (อู่) NGV อีก 26 แห่ง และ ปตท. จะลงทุนในวงเงิน 6,700 ล้านบาท เพื่อเพิ่มสถานีบริการ NGV อีก 170 สถานีและรถบรรทุก NGV อีก 300 คัน

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 8 <u>การจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 มีมติ 1) เห็นชอบแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าโดยกำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2550 2) มอบหมายให้กระทรวงพลังงานร่วมกับกระทรวงมหาดไทย กระทรวงการคลัง กระทรวงอุตสาหกรรม และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา พิจารณาดำเนินการยกร่างระเบียบการสรรหาคณะกรรมการกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และระเบียบการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นต้นแบบให้แล้วเสร็จโดยเร็ว 3) ให้แต่งตั้งคณะทำงานเพื่อพิจารณาการจัดตั้งกองทุนหรือจัดเก็บภาษีค่าธรรมเนียมทางด้านสิ่งแวดล้อมต่างๆ มิให้มีความซ้ำซ้อนกัน โดยมีผู้แทนจากกระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงพลังงาน กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง และกรมบัญชีกลาง และให้ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานคณะทำงาน

2. การจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ตามแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่ รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนฯ) ที่คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบไปแล้วนั้น กำหนดให้โรงไฟฟ้าในประเทศที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ขึ้นไป เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ในอัตราที่แตกต่างกันตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา/ดีเซล และถ่านหิน/ลิกไนต์ จ่ายในอัตรา 1.0 1.5 และ 2.0 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ ลมและแสงอาทิตย์ ชีวมวล/กากและเศษวัสดุเหลือใช้/ขยะชุมชน และพลังน้ำ จ่ายในอัตรา 0.0 1.0 และ 2.0 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าที่จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหลังวันที่ 1 มกราคม 2554 นอกจากจะต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ในอัตราที่กำหนดแล้ว จะต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนในช่วงการก่อสร้างในอัตรา 50,000 บาทต่อเมกะวัตต์ต่อปีตามกำลังผลิตติดตั้ง หรือไม่ต่ำกว่า 500,000 บาทต่อปี โดยเงินที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้ากองทุนฯ นั้น กำหนดให้ 1) เป็นเงื่อนไขในประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP 2) บวกเพิ่มจากราคาซื้อขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า

รายเล็ก (Small Power Producer: SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) และ 3) ส่งผ่านค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นทางค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าก่อนวันที่ 1 มกราคม 2554

ทั้งนี้ ให้เริ่มเรียกเก็บเงินจากผู้ผลิตไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายจ่ายเงินโดยตรงให้แก่กองทุนฯ แต่ในช่วงที่ยังไม่ได้มีการจัดตั้งกองทุนฯ (คือตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2553) ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนฯ (และเรียกเก็บคืนผ่านค่า F_t)

3. ประธานกรรมการบริหารนโยบายพลังงานได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะอนุกรรมการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (คณะอนุกรรมการฯ) เพื่อจัดทำร่างระเบียบการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และประสานงานและสนับสนุนการดำเนินงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อให้การจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่สามารถดำเนินการได้ ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2550 ต่อมา คณะอนุกรรมการฯ ได้จัดทำร่างระเบียบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ว่าด้วยแนวทางการจัดกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า พ.ศ. .... โดยอ้างอำนาจตามความในข้อ 6(3) แห่งพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงาน พ.ศ. 2535 เพื่อกำหนดแนวทางปฏิบัติในการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ตามแนวทางที่คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบ และ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 มีมติเห็นชอบร่างระเบียบ ดังกล่าว

4. คณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 มิถุนายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบการปรับปรุงคำจำกัดความของค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ในสูตร การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เพื่อรองรับการส่งผ่านค่าใช้จ่ายตามที่นโยบายของรัฐกำหนด (เช่น การส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า การส่งผ่านอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เป็นต้น) และมอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาจัดทำรายงานการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยแสดงรายการค่าใช้จ่ายเข้ากองทุนพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าจำแนกเป็นแต่ละโรงไฟฟ้า

5. กฟผ. ได้ดำเนินการเรียกเก็บเงินจากค่า F_t สำหรับกองทุนฯ ประจำเดือนกรกฎาคม 2550 จำนวน 151,590,422.89 บาท และเดือนสิงหาคม 2550 จำนวน 151,717,514.26 บาท รวมเป็นเงินสะสมรวม 2 เดือน จำนวน 303,307,937.15 บาท โดยในช่วงที่ยังไม่สามารถจัดตั้งกองทุนฯ ได้นั้น กฟผ. ได้ฝากเงินจำนวนดังกล่าวไว้กับธนาคารโดยเปิดบัญชีเงินฝากแยกต่างหาก

6. คณะอนุกรรมการฯ ได้นำเสนอร่างระเบียบฯ ต่อประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (รองนายกรัฐมนตรี (นายโฆสิต ปั้นเปี่ยมรัษฎ์)) เพื่อพิจารณาลงนาม ซึ่งประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาแล้วมีความเห็นว่า การจัดตั้ง

กองทุนฯ เป็นเรื่องดี ตรงกับแนวทางของรัฐบาล ควรได้รับการสนับสนุน แต่อาจมีปัญหาเรื่องข้อกฎหมาย จึงเห็นควรให้มีการหารือกับคณะกรรมการกฤษฎีกาก่อนดำเนินการต่อไป ซึ่งคณะกรรมการกฤษฎีกา (คณะที่ 7) ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 มีมติว่า กพช. ไม่มีอำนาจในการออกระเบียบดังกล่าวได้

7. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้ปรับร่างระเบียบดังกล่าวเป็นแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า เพื่อกำหนดแนวทางปฏิบัติในการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้เป็นไปในทิศทางเดียวกัน ทั้งนี้ เมื่อโรงไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ดำเนินการจัดตั้งกองทุนฯ เป็นที่เรียบร้อยแล้ว กฟผ. จะดำเนินการโอนเงินที่ กฟผ. เก็บไว้ให้กับกองทุนนั้นๆ เพื่อใช้จ่ายในการพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 <u>ร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติ หน้าที่และจำนวนของผู้รับผิดชอบด้านพลังงาน พ.ศ. ....</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ยกร่างปรับปรุงแก้ไขพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการทูลเกล้าพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวฯ ลงพระปรมาภิไธย ซึ่งจากการแก้ไขพระราชบัญญัติดังกล่าว พพ. ได้จัดทำร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติ หน้าที่และจำนวนของผู้รับผิดชอบด้านพลังงาน พ.ศ. .... โดยได้จัดให้มีการสัมมนา เพื่อรับฟังความคิดเห็น รวมทั้งได้นำเสนอคณะกรรมการพิจารณาแก้ไขปรับปรุงกฎหมายกระทรวงพลังงาน พิจารณาเมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2550

2. ในพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 มาตรา 12 มาตรา 13 และมาตรา 14 ประกอบมาตรา 21 และมาตรา 22 ได้กำหนดให้เจ้าของโรงงานควบคุมและอาคารควบคุมต้องจัดให้มีผู้รับผิดชอบด้านพลังงานประจำในโรงงานควบคุมและอาคารควบคุมแต่ละแห่ง รวมทั้ง กำหนดคุณสมบัติและหน้าที่ในการดำเนินงานในฐานะผู้รับผิดชอบด้านพลังงาน อย่างไรก็ตาม เนื่องจากในพระราชบัญญัติดังกล่าวมิได้จำแนกคุณสมบัติของผู้รับผิดชอบด้านพลังงานในโรงงานควบคุมและอาคารควบคุมขนาดใหญ่เป็นการเฉพาะ ทำให้ประสบปัญหาในการบังคับใช้กับโรงงานและอาคารที่มีขนาดหรือ ปริมาณการใช้พลังงานระดับสูง ซึ่งมิได้แบ่งแยกระดับของคุณสมบัติของผู้รับผิดชอบด้านพลังงานเป็นการเฉพาะไว้ ทำให้การทำหน้าที่ดูแล บำรุงรักษา และตรวจสอบประสิทธิภาพ ตลอดจนการช่วยเจ้าของโรงงานหรือเจ้าของอาคารควบคุมไม่สามารถทำได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ ประกอบกับวิธีการกำกับดูแลตามร่างพระราชบัญญัติที่จะออกใหม่ ได้ปรับเปลี่ยนเป็น

ระบบการจัดการพลังงานที่มีการติดตามตรวจสอบ และประเมินผลเป็นระยะๆ ตามช่วงเวลาที่เหมาะสม

3. สาระสำคัญในการจัดทำร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติ หน้าที่ และจำนวนของผู้รับผิดชอบด้านพลังงาน พ.ศ. .... คือ (1) กำหนดคำนิยามต่างๆ ที่ใช้ในร่างกฎกระทรวงฯ (2) กำหนด ให้มีผู้รับผิดชอบด้านพลังงานประจำที่โรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุมแต่ละแห่ง โดยมีคุณสมบัติและจำนวนตามขนาดของการใช้พลังงาน (3) กำหนดให้โรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุมที่มีการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดตั้งแต่ 3,525 กิโลโวลต์แอมแปร์ขึ้นไป ก่อนวันที่กฎกระทรวงนี้มีผลใช้บังคับให้ผู้รับผิดชอบพลังงานที่ปฏิบัติหน้าที่อยู่เดิมยังคงปฏิบัติหน้าที่เป็นผู้รับผิดชอบประจำโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุมนั้นต่อไปได้ และ (4) กำหนดหน้าที่ของผู้รับผิดชอบด้านพลังงานในการดำเนินการอนุรักษ์พลังงานและให้ความช่วยเหลือเจ้าของโรงงานควบคุมและเจ้าของอาคารควบคุมในการจัดการพลังงานตามกฎกระทรวงกำหนดมาตรฐาน หลักเกณฑ์และวิธีการจัดการพลังงานตามที่กำหนด

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติ หน้าที่และจำนวนของผู้รับผิดชอบด้านพลังงาน พ.ศ. ....
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำร่างกฎกระทรวงที่ได้รับความเห็นชอบ ตามข้อ 1 เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบและส่งให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจร่างต่อไป

เรื่องที่ 10 <u>ร่างกฎกระทรวงกำหนดประเภทหรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. ....</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. พพ. ได้จัดทำร่างกฎหมายลำดับรองเรื่อง กำหนดประเภทหรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. .... ออกตามความพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 และได้นำเสนอคณะกรรมการพิจารณาแก้ไขปรับปรุงกฎหมายกระทรวงพลังงานพิจารณาให้ความเห็นชอบแล้วเมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2550

2. เนื่องจากในพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ไม่ได้กำหนดประเภทหรือขนาดของอาคารและมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานทำให้การดำเนินการบังคับการในปัจจุบันประสบปัญหาการบังคับใช้กับอาคารที่ก่อสร้างตามแบบเดิม ซึ่งมิได้ออกแบบเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ทำให้ค่าการใช้พลังงานสูงกว่าค่ามาตรฐาน โดยการปรับปรุงแก้ไขเป็นไปได้ยาก และสำหรับอาคารใหม่ซึ่งการออกแบบบางส่วนตามกฎหมายบังคับให้

ค่าการใช้พลังงานในทุกภาคส่วนต้องเป็นไปตามมาตรฐาน โดยมิได้กำหนดค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานรวมไว้ ทำให้การกำหนดแบบเป็นภาระยุ่งยากและสิ้นเปลืองสูง ดังนั้น อาคารที่จะก่อสร้างใหม่ควรแยกประเภท ขนาดพื้นที่ และกรอบวิธีการออกแบบ รวมถึงการใช้พลังงานรวมและระบบพลังงานหมุนเวียนไว้โดยเฉพาะ จึงจำเป็นจะต้องปรับปรุงแก้ไขพระราชบัญญัติฯ ให้สามารถดำเนินการได้

3. สาระสำคัญในการจัดทำร่างกฎกระทรวงกำหนดประเภทหรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. .... สรุปได้ดังนี้

3.1 กำหนดประเภทและขนาดของอาคารโดยกำหนดให้อาคารที่จะก่อสร้างหรือดัดแปลง แล้วเสร็จ มีขนาดพื้นที่รวมกันทุกชั้นในหลังเดียวกันตั้งแต่ 2,000 ตารางเมตรขึ้นไป จะต้องมีการออกแบบเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งประกอบด้วย อาคารสำนักงาน สถานศึกษา ห้างสรรพสินค้าและศูนย์การค้า สถานบริการ อาคารชุมนุมคน โรงมหรสพ โรงแรม สถานพยาบาล และอาคารชุด

3.2 กำหนดมาตรฐาน และหลักเกณฑ์ในการออกแบบอาคารแต่ละประเภท ซึ่งประกอบด้วยระบบต่างๆ ได้แก่ ระบบกรอบอาคาร ระบบไฟฟ้าแสงสว่าง ระบบปรับอากาศภายในอาคาร อุปกรณ์ผลิตน้ำร้อน การใช้พลังงานโดยรวมของอาคาร และการใช้พลังงานหมุนเวียนในระบบต่างๆ ของอาคาร

3.3 หลักเกณฑ์และวิธีการคำนวณในการออกแบบอาคารในแต่ละระบบ การใช้พลังงานโดยรวมของอาคาร และการใช้พลังงานหมุนเวียนในระบบต่างๆ ของอาคาร ให้เป็นไปตามที่รัฐมนตรีประกาศกำหนด

3.4 แบบของอาคารที่ได้ยื่นคำขออนุญาตก่อสร้างหรือดัดแปลงตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมหรือตามกฎหมายเฉพาะว่าด้วยการนั้นไว้แล้ว ก่อนวันที่กฎกระทรวงนี้ใช้บังคับ ให้คงดำเนินการต่อไปได้ โดยได้รับยกเว้นไม่ต้องปฏิบัติตามกฎกระทรวงนี้

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างกฎกระทรวงกำหนดประเภทหรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. ....
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำร่างกฎกระทรวงฯ ที่ได้รับความเห็นชอบตามข้อ 1 เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ และส่งให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจร่างต่อไป

เรื่องที่ 11 <u>ร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติของผู้ตรวจสอบพลังงาน การขอรับใบอนุญาต การออกใบอนุญาต และการต่ออายุใบอนุญาตเป็นผู้ตรวจสอบพลังงาน พ.ศ. ....</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. พพ. ได้จัดทำร่างกฎหมายลำดับรองเรื่อง กำหนดคุณสมบัติของผู้ตรวจสอบพลังงาน การขอรับใบอนุญาต การออกใบอนุญาต และการต่ออายุใบอนุญาตเป็นผู้ตรวจสอบพลังงาน พ.ศ. .... ออกตามความพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 และได้นำเสนอคณะกรรมการพิจารณาแก้ไขปรับปรุงกฎหมายกระทรวงพลังงานพิจารณาให้ความเห็นชอบแล้วเมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2550

2. การดำเนินการในช่วงที่ผ่านมา ได้กำหนดให้ทุกกิจกรรมที่กฎหมายบังคับให้เจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมปฏิบัติ จะต้องมีการตรวจสอบผลการปฏิบัติ ติดตาม กำกับดูแลโดยพนักงานเจ้าหน้าที่ ซึ่งจำนวนโรงงานควบคุมและอาคารควบคุมที่ต้องปฏิบัติตามกฎหมายมีจำนวนรวมกว่า 7,000 แห่ง และในแต่ละแห่งมีกิจกรรมดำเนินการรวม 4 กิจกรรม ในรอบระยะ 6 เดือน หนึ่งปี และสามปี ในขณะที่จำนวนผู้ตรวจสอบพลังงานมีอยู่อย่างจำกัด จึงจำเป็นต้องจัดหาที่ปรึกษาผู้เชี่ยวชาญเข้ามาช่วยเหลือดำเนินการดังกล่าว แต่เนื่องจากในพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ไม่ได้กำหนดอำนาจหน้าที่ให้บุคคลหรือนิติบุคคลเป็นผู้ดำเนินการแทนพนักงานเจ้าหน้าที่ได้ จึงได้ปรับปรุงแก้ไขพระราชบัญญัติฯ ให้สามารถดำเนินการได้

3. สาระสำคัญในการจัดทำร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติของผู้ตรวจสอบพลังงาน การขอรับใบอนุญาต การออกใบอนุญาต และการต่ออายุใบอนุญาตเป็นผู้ตรวจสอบพลังงาน พ.ศ. .... คือ (1) กำหนดนิยามต่างๆ ที่ใช้ในร่างกฎกระทรวงฯ (2) กำหนดคุณสมบัติและลักษณะต้องห้ามของนิติบุคคลที่มีสิทธิยื่นคำขอรับใบอนุญาตเป็นผู้ตรวจสอบพลังงาน (3) กำหนดคุณสมบัติและจำนวนบุคลากรของ ผู้ตรวจสอบพลังงาน ซึ่งประกอบด้วย ผู้ชำนาญการอย่างน้อย 1 คน และผู้ช่วยผู้ชำนาญการอย่างน้อย 2 คน (4) กำหนดวิธีการขอรับใบอนุญาต การพิจารณาคำขอใบอนุญาต การยื่นอุทธรณ์หนังสือแจ้งผลการพิจารณา รวมทั้งอายุของใบอนุญาต และ (5) กำหนดเวลาการต่ออายุใบอนุญาตภายใน 60 วัน ก่อนที่ใบอนุญาตจะหมดอายุ สำหรับคำขอต่ออายุใบอนุญาตให้เป็นไปตามที่อธิบดีกำหนด

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างกฎกระทรวงกำหนดคุณสมบัติของผู้ตรวจสอบพลังงาน การขอรับใบอนุญาต การออกใบอนุญาต และการต่ออายุใบอนุญาตเป็นผู้ตรวจสอบพลังงาน พ.ศ. ....
2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานนำร่างกฎกระทรวงฯ ที่ได้รับความเห็นชอบตามข้อ 1 เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ และส่งให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจร่างต่อไป