มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 3/2550 (ครั้งที่ 112)
วันจันทร์ที่ 9 เมษายน พ.ศ. 2550 เวลา 13.30 น.
ณ ห้องประชุม 301 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน
2. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี้ยบ
3. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ
4. การปรับปรุงมาตรการเพื่อส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซล
5. สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (มีนาคม 2550)
6. แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า

นายโฆสิต ปั้นเปี่ยมรัษฎ์ รองนายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ
นายชวลิต พิชาลัย รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน แทน ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 ได้พิจารณาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและได้มีมติ ดังนี้ 1) เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ 2) ให้ใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี และมอบให้สำนักงาน

นโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ดำเนินการในรายละเอียด แล้วนำเสนอ กพช. ต่อไป และ 3) เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยมอบให้ สนพ. ศึกษาในรายละเอียดความเหมาะสมในการเปิดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration

2. ต่อมาเมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตามปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอภายในปี 2551 และต่อมา เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 กพช. ได้เห็นชอบให้สนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงด้วย

3. กฟภ. และ กฟน. ได้ออกประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ VSPP แล้ว เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2550 และวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 และประกาศเพิ่มเติมเมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 และวันที่ 23 มีนาคม 2550 ตามลำดับ โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราคงที่ตามประเภทเชื้อเพลิง ดังนี้ (1) ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (2) พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์) 0.40 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (3) พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 กิโลวัตต์) 0.80 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (4) ขยะและพลังลม 2.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ (5) พลังงานแสงอาทิตย์ 8 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

4. นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อ ไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และมอบให้ สนพ. ดำเนินการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration และให้นำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพื่อขอความเห็นชอบก่อนประกาศใช้ต่อไป

5. ในการประชุม กบง. เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ดังนี้

5.1 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm

5.2 มอบให้ สนพ. และ กฟผ. จัดทำคู่มือการตรวจวัดประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า และคู่มือการตรวจวัดคุณสมบัติการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พร้อมทั้งมอบให้ กฟผ. จัดทำต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่สอดคล้องกับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ตามข้อ 5.1 และส่งให้ สนพ. พิจารณา ก่อนนำไปใช้ปฏิบัติต่อไปแล้วจึงออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

5.3 การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เห็นชอบแนวทางการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย

มากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ SPP โดย 1) กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ และกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ในอัตราคงที่ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานแสงอาทิตย์ 8 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ขยะ และพลังงานลม 2.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 7 ปี 2) SPP พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อ ไฟฟ้าให้ใช้ระบบกลไกการแข่งขัน โดยกำหนดอัตราสูงสุดของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตรา 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 300 เมกะวัตต์ และ 3) เห็นชอบแนวทางการ ออกประกาศเชิญชวนผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อยื่นข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

6. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้เสนอแนวทางการออกประกาศเชิญชวน SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อยื่นข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยระบบกลไกการแข่งขัน ดังนี้

6.1 กำหนดระยะเวลาสนับสนุน 7 ปี ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ โดยกำหนดอัตราสูงสุดของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ 0.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยกำหนดระยะเวลาดำเนินการทุกขั้นตอนประมาณ 4 เดือน

6.2 คุณสมบัติของผู้ที่จะยื่นข้อเสนอเพื่อขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ได้กำหนดไว้ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ดังนี้ 1) ผู้ยื่นข้อเสนอที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่ออกประกาศ สามารถยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าได้ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอ ขายเข้าระบบของการไฟฟ้า 2) ผู้ยื่นข้อเสนอที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่ออกประกาศ แต่สัญญานั้นสิ้นสุดภายในวันที่ปิดรับซองข้อเสนอ สามารถยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าได้ ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขายเข้าระบบของการไฟฟ้า และ 3) ผู้ยื่นข้อเสนอที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนวันที่ออกประกาศ และสัญญานั้นสิ้นสุดหลังวันที่ปิดรับซองข้อเสนอ สามารถยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ได้เฉพาะปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขายเข้าระบบของการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 25 ของปริมาณที่ขายตามสัญญาฉบับเดิม โดยปริมาณพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวต้องไม่เป็นผลมาจากการใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นหรือใช้ไฟฟ้าจากระบบของการไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ไม่ว่า โดยตรงหรือโดยอ้อม ทั้งนี้ ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องเสนอกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้ กฟผ. อย่างช้า ภายในเดือนธันวาคม 2555

6.3 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า เป็นอัตราต่อหน่วยพลังงาน ไฟฟ้าที่เสนอขายให้ กฟผ. โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่ขอต้องไม่สูงกว่าอัตราสูงสุดที่กำหนด และเสนอวงเงินรวมตามจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ได้เสนอขายให้ กฟผ. ในระยะเวลา 7 ปี โดยเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าและวงเงินรวมดังกล่าว กำหนดให้มีผลใช้บังคับจนถึงวันที่ 31 ตุลาคม 2550 ซึ่งเป็นวันที่คาดว่า สนพ. จะดำเนินการคัดเลือกข้อเสนอแล้วเสร็จ โดยภายในกำหนดเวลาดังกล่าวผู้ยื่นข้อเสนอต้องรับผิดชอบจำนวนเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และวงเงินรวมที่ได้เสนอไว้ และจะถอนข้อเสนอไม่ได้ นอกจากนี้ ผู้ยื่นข้อเสนอต้องมีหลักค้ำประกันในการยื่นข้อเสนอ หรือ หลักประกันซอง โดยยื่นต่อ สนพ. ในอัตรา 100 บาทต่อกิโลวัตต์ และ

มีจำนวนเงินค้ำประกันตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขายให้กับ กฟผ. ในเวลา 7 ปี แต่ ไม่เกิน 2,000,000 บาท (สองล้านบาทถ้วน) ทั้งนี้ หลักประกันซอง ต้องมีระยะเวลาในการค้ำประกันจนถึงวันที่ 30 กันยายน 2550 เป็นอย่างน้อย

6.4 คณะอนุกรรมการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะดำเนินการพิจารณาข้อเสนอของผู้ยื่นโครงการ ประเมินและคัดเลือกโครงการ และเสนอ กบง. พิจารณาให้ความเห็นชอบ โดยกำหนดแนวทางและหลักเกณฑ์ในการพิจารณา แบ่งเป็นข้อเสนอทางเทคนิค อาทิ แผนการดำเนินงาน แผนการบริหารและจัดการ เป็นต้น และข้อเสนอทางการเงินโดยจะพิจารณา ความเหมาะสมจากปัจจัยต่างๆ

7. เนื่องจากการกำหนดเงื่อนไขคุณสมบัติของผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามประกาศการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP มีความไม่ชัดเจน ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเห็นควรปรับปรุงแก้ไขประกาศของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายข้อ 3.2.1 ผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าหมายถึง "ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนในรูปแบบเงินสบทบการลงทุนผลิตไฟฟ้า (Investment Subsidy) จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน"

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm ทั้งนี้ มอบหมายให้ กฟผ. ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต่อไป
2. เห็นชอบในหลักการการออกประกาศเชิญชวนผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อยื่นข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตามรายละเอียดในข้อ 6 และมอบหมายให้ กบง. ดำเนินการใน รายละเอียดออกประกาศเชิญชวนและดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนต่อไป
3. เห็นชอบในหลักการร่างประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า รายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ตามรายละเอียดในข้อ 5 และมอบหมายให้ กฟผ. ออกประกาศต่อไป
4. เห็นชอบให้ปรับปรุงแก้ไขประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ข้อ 3.2.1 ผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าหมายถึง "ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนในรูปแบบเงินสบทบการลงทุนผลิตไฟฟ้า (Investment Subsidy) จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน" โดยมอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับไปดำเนินการ

เรื่องที่ 2 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี๊ยบ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 เพื่อ ส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทยจำนวนประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 ต่อมาคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 เรื่องการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 3,000 เมกะวัตต์ เป็น 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยปัจจุบันมี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของ กฟผ. แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน และห้วยเฮาะ และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 และโครงการน้ำงึม 2 โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2552 และมีนาคม 2554 ตามลำดับ

2. กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจากับกลุ่มผู้พัฒนาโครงการน้ำเงี๊ยบภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งมีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานอนุกรรมการฯ จนได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและ เงื่อนไขสำคัญ และได้จัดเตรียมร่างบันทึกความเข้าใจ (MOU) ของโครงการน้ำเงี๊ยบ โดยใช้ MOU ของ โครงการน้ำงึม 2 เป็นต้นแบบ ต่อมาคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าฯ ในการประชุมเมื่อวันที่ 13 มีนาคม 2550 ได้เห็นชอบร่าง MOU ของโครงการน้ำเงี๊ยบแล้ว

3. ลักษณะโครงการน้ำเงี๊ยบ มีกำลังผลิตติดตั้ง 261 เมกะวัตต์ จ่ายพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยปีละ 1,393 ล้านหน่วย ระบบส่ง ฝั่งไทยขนาด 500 กิโลโวลท์ จุดเชื่อมโยงระบบส่ง สฟ.อุดรธานี 3 ฝั่ง สปป. ลาวขนาด 230 กิโลโวลท์ จากโครงการมาบ้านนาบอง และระบบส่งขนาด 500 กิโลโวลท์ จากบ้านนาบองมาจุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว กำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบประมาณปี 2557 กลุ่มผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย บริษัท Kansai Electric Power, ผู้ร่วมลงทุนรายอื่น และ รัฐบาล สปป. ลาว

4. สาระสำคัญของร่าง MOU โครงการน้ำเงี๊ยบ ประกอบด้วย

4.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. กับบริษัท Kansai Electric Power นอกจากนี้ Kansai และผู้ร่วมลงทุนรายอื่น (รวมเรียกว่า NNP Sponsor) จะจัดตั้งบริษัทใน สปป. ลาว เพื่อพัฒนาโครงการ

4.2 โครงการมีกำลังผลิต 261 เมกะวัตต์ มีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) เท่ากับ 1,199 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE)

เท่ากับ 175 ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE

4.3 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดน มีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยที่ 1) PE Tariff ส่วนที่ 1และ ส่วนที่ 2 มีค่าเท่ากับ 2.7852 Cents/หน่วย และ 1.0027 บาท/หน่วย ตามลำดับ 2) SE Tariff มีค่าเท่ากับ 1.2032 บาท/หน่วย 3) EE Tariff มีค่าเท่ากับ 1.1029 บาท/หน่วย และ 4) Pre COD มีค่า เท่ากับ 1.5040 บาท/หน่วย ซึ่งค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุสัญญา (Levelized Price) 27 ปี เท่ากับ 2.13 บาท/หน่วย (ณ อัตราแลกเปลี่ยน 36 บาท/USD)

4.4 สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุ 27 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date) โดยอาจมีอายุสัญญาได้ยาวกว่านี้ หาก สปป. ลาว อนุมัติ และทั้งสองฝ่ายตกลง

4.5 หากโครงการได้รับผลประโยชน์จาก CDM จะต้องเจรจาแบ่งผลประโยชน์กับ กฟผ. ทั้งนี้จะขึ้นกับการตกลงของรัฐบาล สปป. ลาว โดยทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำงึม 2 เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

4.6 MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีเหตุการณ์ใดดังต่อไปนี้เกิดขึ้นก่อน (1) เมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (2) MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่า หากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป (3) ทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนได้ โดยที่แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายต่อเนื่องจาก MOU หรือจากการยกเลิก MOU

4.7 กำหนดวันแล้วเสร็จของงานต่างๆ จะเป็นดังนี้ 1) Scheduled Financial Close Date (SFCD) เท่ากับ 6 เดือนนับจากลงนาม PPA สำหรับ Scheduled Energizing Date (SED) (กำหนดวันที่ระบบส่งของทั้งสองฝ่ายพร้อมรับและส่งพลังงานไฟฟ้า) เท่ากับ 63 เดือนนับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และวัน SFCD และ Scheduled Commercial Operation Date (SCOD) คือวันที่ช้ากว่าระหว่างวันที่ 31 มกราคม 2557 และ 66 เดือน นับจากวันที่ช้ากว่าระหว่างวัน Financial Close Date และวัน SFCD และ 2) หากฝ่ายใดทำให้วัน COD ล่าช้ากว่าวัน SCOD จะต้องจ่ายค่าปรับในอัตรา ที่เท่ากัน

4.8 จำนวนหลักทรัพย์ค้ำประกัน ประกอบด้วย 1) วันลงนามสัญญาฯ จำนวน 5.4Million USD 2) วัน Financial Close Date จำนวน 13.5 Million USD 3) วัน COD จำนวน 12.1 Million USD และ 4) วันครบรอบ COD 14 ปี จำนวน 4.1 Million USD

4.9 Tariff MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการน้ำเงี๊ยบ รายละเอียดตามเอกสารแนบ 3.2.1

2. เห็นชอบให้ กฟผ. นำร่างบันทึกความเข้าใจฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนโครงการน้ำเงี้ยบต่อไป

เรื่องที่ 3 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) เป็นแผนระยะยาวที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า ในอนาคต โดยแผน PDP ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน คือแผน PDP 2004 เป็นแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ในช่วงปี 2547-2558

2. เมื่อเดือนมีนาคม w2550 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ ให้สอดคล้องกับสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าที่ลดลงและสภาพเศรษฐกิจ ที่เปลี่ยนแปลงไป โดยจัดทำเป็น 3 กรณี คือ กรณีฐาน กรณีต่ำและกรณีสูง โดย กฟผ. จะได้นำค่าพยากรณ์ดังกล่าวไปใช้ในการจัดทำแผน PDP ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นต่อค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและแผน PDP จำนวน 3 ครั้ง ได้แก่ 1) การประชุมเตรียมการเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง เรื่องแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP 2006) เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2549 2) การสัมมนา เรื่องทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2550 และ 3) การสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่องการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) เมื่อเดือนเมษายน 2550

3. ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (ค่า Peak) ส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นในช่วงฤดูร้อน ปี 2550 ค่า Peak เกิดขึ้นในวันที่ 29 มีนาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 22,161 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าปีที่ผ่านมาร้อยละ 5 แต่ยังคง ต่ำกว่าค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับมีนาคม 2550 กรณีฐานที่ประมาณการไว้ที่ 22,513 เมกะวัตต์อยู่ 352 เมกะวัตต์ ซึ่งค่า Peak จะมีความสัมพันธ์กับอุณหภูมิ โดยถ้าอุณหภูมิสูงขึ้น 1 องศาเซลเซียส จะส่งผลให้ค่า Peak สูงขึ้นประมาณ 300 เมกะวัตต์

4. การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับมีนาคม 2550 ได้กำหนดสมมติฐานที่สำคัญ คือ **1) ค่า GDP** กรณีฐานให้อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจในช่วงแผนฯ 10, 11 และ 12 เฉลี่ยร้อยละ 5.0, 5.6 และ 5.6 ต่อปี ตามลำดับ ส่วนกรณีต่ำและกรณีสูงได้กำหนดให้ต่ำและสูงกว่ากรณีฐานร้อยละ 0.5 ตามลำดับ **2) ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสีย (ค่า Loss)** ในระบบส่งของ กฟผ. และ กฟน. กำหนดเท่ากับร้อยละ 2.50 และ 3.64 ตลอดช่วงการพยากรณ์ ตามลำดับ ส่วน กฟภ. กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 5.10 และ 5.00 ในช่วงปี 2550 - 2555 และช่วงปี 2556 - 2564 ตามลำดับ **3) มาตรการประหยัดพลังงาน/ การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM)** ได้คำนึงถึงมาตรการต่างๆ ได้แก่ การกำหนดประสิทธิภาพของเครื่องใช้ไฟฟ้าตามโครงการ DSM การจัดตั้งบริษัทจัดการด้านพลังงาน (ESCO)

โครงการประหยัดพลังงาน ในอาคารและโรงงาน รวมทั้งโครงการเปลี่ยนหลอดไส้ และ **4) การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP** โดยตรงของ กฟน. และ กฟภ. ซึ่งจะทำให้ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ลดลง 970 เมกะวัตต์ ในปี 2564

5. ผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จัดทำเป็น 3 กรณี ได้แก่ 1) ***กรณีฐาน*** ความต้องการ ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในช่วงปี 2550-2564 เฉลี่ย 1,859.60 เมกะวัตต์ต่อปี และอัตราเจริญเติบโตร้อยละ 5.78 ต่อปี 2) ***กรณีต่ำ*** ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 1,597.80 เมกะวัตต์ต่อปี มีอัตราเจริญเติบโตร้อยละ 5.20 ต่อปี และ 3) ***กรณีสูง*** ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 2,117.27 เมกะวัตต์ต่อปี อัตราเจริญเติบโตร้อยละ 6.32 ต่อปี ทั้งนี้ความต้องการไฟฟ้ากรณีต่ำและกรณีสูงแตกต่างจากกรณีฐานประมาณ 3,900 เมกะวัตต์ ในปี 2564

6. กฟผ. ได้นำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับมีนาคม 2550 ไปใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550-2564 (PDP 2007) ซึ่งเป็นแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ และระบบส่งไฟฟ้าในระยะยาว 10-15 ปี โดยแบ่งออกเป็น 2 ช่วง **ช่วงปี 2550-2553** ซึ่งเป็นช่วงที่โรงไฟฟ้าอยู่ในระหว่างก่อสร้างจะเป็นโครงการของ IPP เช่น บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด และโครงการของ กฟผ. เป็นต้น และ **ช่วงปี 2554-2564** ซึ่งเป็นช่วงที่ต้องมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ โดย กฟผ. ได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเป็น 3 กรณีตามค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า คือ กรณีฐาน (B) กรณีต่ำ (L) และกรณีสูง (H) และในแต่ละกรณีจัดทำเป็น 3 แผนทางเลือก คือ 1) กรณีค่าใช้จ่ายต่ำสุด (Least-cost plan) 2) กรณีโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีความเป็นไปได้ และ 3) กรณีการจัดหา LNG จำนวน 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้า ต่างประเทศเพิ่มขึ้น โดยที่การจัดทำแผนในช่วงปี 2554-2564 จะคำนึงถึงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP 2007 ได้แก่ ราคาก๊าซธรรมชาติ (252-261 บาท/ล้านบีทียู) น้ำมันเตา (335 บาท/ล้านบีทียู) น้ำมันดีเซล (632 บาท/ล้านบีทียู) ลิกไนต์ (53-78 บาท/ล้านบีทียู) ถ่านหินนำเข้า (91-96 บาท/ล้านบีทียู) และนิวเคลียร์ (25.3 บาท/ล้านบีทียู) นอกจากนี้ได้ประมาณการต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำสุด ได้แก่ โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (2.08 บาท/หน่วย) โรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม-ก๊าซธรรมชาติ (2.12 และ 2.29 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ) ส่วนโรงไฟฟ้าพลังความร้อน-น้ำมัน และโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สมีต้นทุนค่อนข้างสูง ประมาณ 4.12 และ 7.93 บาท/หน่วย ตามลำดับ สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน พลังแสงอาทิตย์มีต้นทุนสูงที่สุด คือ 20.20 บาท/หน่วย รองลงมาคือ กังหันลมและขยะ มีต้นทุนประมาณ 5.98 และ 4.63 บาท/หน่วย ตามลำดับ และการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลมีต้นทุนต่ำสุด คือ 2.63 บาท/หน่วย ซึ่งต้นทุนค่าไฟฟ้าเหล่านี้จะถูกนำไปพิจารณาในแผนทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด

7. การจัดทำแผนทางเลือก ประกอบด้วย

(1) ***แผน B1:*** ใช้ความต้องการไฟฟ้าฐาน เป็นกรณีที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุด โดยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะสามารถเข้ามาในระบบไฟฟ้าได้ในปี 2563 และ 2564 จำนวน 4,000 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำรองลงมาคือโรงไฟฟ้าถ่านหินและโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะเข้ามาในระบบไฟฟ้ารวมจำนวน 18,200 และ 2,800

เมกะวัตต์ ตามลำดับ และซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) รวมจำนวน 5,090 และ 1,700 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

(2) ***แผน B2:*** ใช้ความต้องการไฟฟ้าฐาน โดยพิจารณาการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน ที่มีความเป็นไปได้ ซึ่งจะก่อสร้างประมาณ 2,800 เมกะวัตต์ ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะใช้ก๊าซ ธรรมชาติ เป็นจำนวน 18,200 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 57 ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทั้งหมด สำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากนิวเคลียร์ ซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศและ SPP ยังคงจำนวนเท่าเดิม คือ 4,000 5,090 และ 1,700 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ทั้งนี้หากพิจารณาสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2564 พบว่าการผลิตไฟฟ้าจาก LNG และจากต่างประเทศมีสัดส่วนร้อยละ 31 และ 11 ตามลำดับ ทั้งนี้ ในแผน B2 จะมีการลงทุนในแหล่งผลิตและระบบส่งรวมในช่วงแผนฯ 10 (ปี 2550-2554) และแผนฯ 11 (ปี 2555-2559) จำนวน 289,737 และ 697,063 ล้านบาท ตามลำดับ รวมเป็นเงินลงทุนทั้งสิ้น 986,796 ล้านบาท

(3) ***แผน B3:*** กรณีความต้องการไฟฟ้าฐาน พิจารณาการจัดหา LNG จำนวน 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ จำนวน 9,800 เมกะวัตต์ จากการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น รวม 13,490 เมกะวัตต์ ซึ่งจะทำให้สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2564 จาก LNG และจากการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ คิดเป็นร้อยละ 17 และ 26 ตามลำดับ

(4) สำหรับกรณีความต้องการไฟฟ้าต่ำ (L) และกรณีความต้องการไฟฟ้าสูง (H) มีการจัดทำเป็น 3 แผนทางเลือกเช่นเดียวกับแผนทางเลือกในกรณีความต้องการไฟฟ้าฐาน

8. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ได้จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยออกเป็น 2 ช่วง คือ 1) ช่วงปี 2550-2553 จะมีแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากอ่าวไทยโดยผ่านระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 3 และส่วนที่เหลืออีกจะเป็นการนำเข้าจากสหภาพพม่า โดยคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 80 และ 20 ตามลำดับ 2) ตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป ปตท. มีแผนนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในภูมิภาคที่มีศักยภาพ เช่น สหภาพพม่าและอินโดนีเซีย รวมทั้งจัดหาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเพิ่มเติมจากแหล่งที่คาดว่าจะมีปริมาณสำรองเพิ่มขึ้น เช่น แหล่งไพลิน

9. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้มีความคิดเห็นว่าการจัดทำแผน PDP 2007 ควรใช้ค่าพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนมีนาคม 2550 กรณีฐาน เป็นค่าพยากรณ์ในการจัดทำแผน PDP โดยพิจารณาแผนทางเลือกของการผลิตไฟฟ้าจะเห็นว่าแผน B1 จะต้องมีการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินจำนวนมาก ซึ่งมีความเป็นไปได้น้อยในการดำเนินการ ส่วนแผน B2 จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจำนวนมาก ซึ่งเป็นแผนที่มีความเป็นไปได้ในการดำเนินการระยะสั้นในช่วงปี 2554-2558 และแผน B3 จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินและโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีความเป็นไปได้ในปัจจุบัน และการรับซื้อไฟฟ้า จากต่างประเทศเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นแผนที่มีความเป็นไปได้ในการจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการในระยะยาว ดังนั้น จึงเห็นควรให้นำแผน B2 เป็นแผนหลักในการจัดทำแผน PDP 2007 และแผน B3 เป็นแผนทางเลือก

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2007) โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนมีนาคม 2550 กรณีฐาน และให้ใช้แผน B2 (กรณีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน ที่มีความเป็นไปได้) เป็นแผนหลักในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2007) และใช้แผน B3 (กรณีการนำเข้า LNG ในปริมาณ 10 ล้านตันต่อปี และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น) เป็นแผนทางเลือก และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการจัดทำรายละเอียดแผนการจัดหาเชื้อเพลิง แผนการลงทุนในระบบส่ง ไฟฟ้า และประมาณการฐานะการเงิน เสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป
2. เห็นชอบในหลักการแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งแบ่งเป็น 2 ระยะ คือ ช่วงปี 2550-2553 เป็นการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากอ่าวไทย โดยจะขนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เส้นที่ 3 และในช่วงปี 2554 เป็นต้นไป เป็นแผนนำเข้า LNG และก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในภูมิภาคที่มีศักยภาพ และจัดหาเพิ่มเติมจากแหล่งอ่าวไทยที่คาดว่าจะมีปริมาณสำรองเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ มอบหมายให้ ปตท. จัดทำรายละเอียดแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ เพื่อเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป
3. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานประสานงานกับ สศช., กฟผ., ปตท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อพิจารณากำหนดพื้นที่การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่และจุดรับก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับแผน PDP 2007 ให้สามารถดำเนินการได้ และเพื่อเป็นการเตรียมพร้อมในการทำความเข้าใจกับประชาชนในพื้นที่ที่จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>การปรับปรุงมาตรการเพื่อส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซล</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เพื่อลดการพึ่งพาน้ำมันจากต่างประเทศ ภาครัฐได้มีนโยบายสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทนไบโอดีเซล โดยกำหนดมาตรการยกเว้นการจัดเก็บภาษีและเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ สำหรับไบโอดีเซล (B100) และกรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) ได้ออกประกาศกำหนดคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 และกำหนดให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.70 บาท/ลิตร และให้ค่าการตลาดของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 มากกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.20 บาท/ลิตร

2. ปัจจุบันราคา ณ โรงกลั่นน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ระดับ 18.0556 บาท/ลิตร ส่วนราคาไบโอดีเซล (B100) อยู่ที่ระดับ 24.55 บาท/ลิตร โดยมีโรงงานผลิตไบโอดีเซล (B100) จำนวน 5 ราย กำลังการผลิต ติดตั้ง 840,000 ลิตร/วัน แต่ผลิตได้จริง 24,000 ลิตร/วัน นอกจากนี้ยังมีโรงงานผลิตไบโอดีเซลที่อยู่ระหว่างพัฒนาคุณภาพตามประกาศ ธพ. จำนวน 5 ราย กำลังผลิตประมาณ 1,070,000 ลิตร/วัน ปัจจุบันปริมาณการใช้ไบโอดีเซล (B100) เพื่อผลิตเป็นดีเซลหมุนเร็วบี 5 อยู่ที่ระดับ 42,000 ลิตร/วัน ส่วนการจำหน่าย น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 เดือนมีนาคม 2550 อยู่ที่ระดับ

840,000 ลิตร/วัน คิดเป็นร้อยละ 1.52 ของปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วทั้งหมด 55 ล้านลิตร/วัน อย่างไรก็ตาม เมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2550 ภาครัฐได้ปรับเพิ่มส่วนต่างราคาขายปลีกของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 แล้ว แต่ปริมาณการใช้ น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ได้ปรับเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย

3. ปัญหาและอุปสรรคที่ทำให้การส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 มีปริมาณไม่เพิ่ม มากขึ้น คือ ปริมาณการผลิตและคุณภาพของไบโอดีเซล (B100) ที่ยังไม่แน่นอน และการขาดความมั่นใจและไม่ยอมรับของกลุ่มยานยนต์ และผู้ใช้รถยนต์ในเรื่องคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 โดยผู้ประกอบการรถยนต์ยังไม่ออกมารับรองรถยนต์ของตนเองสามารถใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ได้ รวมทั้งสถานีบริการ น้ำมันเชื้อเพลิง มีข้อจำกัดเรื่องหัวจ่ายและถังเก็บน้ำมันใต้ดิน

4. เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2550 กบง. ได้พิจารณาเรื่อง การปรับปรุงมาตรการด้านคุณภาพและ กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์ และได้มีมติดังนี้

4.1 เห็นชอบให้ปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว โดยให้สามารถผสมไบโอดีเซล (B100) ได้ในระดับไม่เกินร้อยละ 2 โดยปริมาตร ให้เริ่มมีผลบังคับใช้โดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งกำหนดมาตรการบังคับให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วปกติต้องผสมไบโอดีเซล (B100) ในระดับร้อยละ 2 โดยปริมาตร ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2551 เป็นต้นไป โดยมอบหมายให้ ธพ. รับไปดำเนินการออกประกาศต่อไป

4.2 ในการกำกับดูแลคุณภาพน้ำมันไบโอดีเซล น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 2 และบี 5 มอบหมายให้ ธพ. รับไปดำเนินการดังนี้ 1) เร่งดำเนินการตรวจสอบคุณภาพของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5 ให้เป็น ที่ยอมรับเพื่อให้กลุ่มผู้ประกอบการรถยนต์รับรองการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5 และ 2) ดำเนินการ ตรวจสอบการผลิตของโรงงานผลิตไบโอดีเซล (B100) และพิจารณากำหนดให้ผู้ผลิตไบโอดีเซล (B100) ต้องจดทะเบียนหรือขอความเห็นชอบจาก ธพ. ก่อน จึงจะสามารถจำหน่ายไบโอดีเซลได้

4.3 เนื่องจากผู้ค้าน้ำมันมีข้อจำกัดในเรื่อง อุปกรณ์การผสมไบโอดีเซล และเพื่อเร่งให้มีการนำไบโอดีเซลมาผสมเป็นน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 2 ก่อนวันบังคับใช้ ที่ประชุมจึงเห็นชอบให้ใช้เงินกองทุน น้ำมันฯ จ่ายชดเชยราคาไบโอดีเซล (B100) โดยให้กำหนดอัตราเงินชดเชยเท่ากับส่วนต่างระหว่างราคา ไบโอดีเซล (B100) กับราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บวกค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 5 บาท/ลิตร และยังคงกำหนดให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 0.70 บาท/ลิตร โดยมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง คือ กรมสรรพสามิต รับผิดชอบการตรวจสอบปริมาณการจำหน่ายน้ำมันไบโอดีเซลและสถาบันบริหารกองทุนพลังงานรับผิดชอบการจ่ายเงินชดเชยหรือรับเงินคืนกองทุนฯ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 5 <u>สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (มีนาคม 2550)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยเดือนมีนาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 58.80 และ 62.43 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 3.05 และ 4.48 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากตลาดมีความกังวลในสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิหร่านและประเทศตะวันตก และการประท้วงต่อเนื่องในฝรั่งเศสส่งผลให้การขนส่งน้ำมันล่าช้า นอกจากนี้ EIA ได้รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบสหรัฐฯ ลดลง 0.9 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 328.4 ล้านบาร์เรล

2. ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 92 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเฉลี่ยเดือนมีนาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 76.62, 75.52 และ 73.46 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 9.82, 9.79 และ 2.86 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามราคาน้ำมันดิบ และเนื่องจากประเทศต่างๆ เริ่มสั่งซื้อน้ำมัน เพื่อเตรียมไว้สำหรับฤดูกาลท่องเที่ยว ประกอบกับรายงานปริมาณสำรองน้ำมันของสิงคโปร์ลดลงอยู่ที่ระดับ 7.88 ล้านบาร์เรล และโรงกลั่นในญี่ปุ่นมีแผนปิดซ่อมบำรุงในเดือนเมษายน จำนวน 5 แห่ง ทำให้ต้องลดการส่งออกลง ประมาณร้อยละ 75

3. เดือนมีนาคม 2550 ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นจำนวน 5 ครั้ง รวมเป็น 2.00 บาท/ลิตร ปรับราคาขายปลีกแก๊สโซฮอล์ 95 จำนวน 6 ครั้ง รวมเป็น 1.30 บาท/ลิตร และปรับราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว จำนวน 3 ครั้ง รวมเป็น 1.20 บาท/ลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95, 91 ดีเซลหมุนเร็ว และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ณ วันที่ 31 มีนาคม 2550 อยู่ที่ระดับ 27.99, 27.19, 25.49, 25.19, 24.14 และ 23.44 บาท/ลิตร ตามลำดับ

4. แนวโน้มราคาน้ำมันเดือนเมษายน 2550 คาดว่าราคาน้ำมันมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์จะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 60 - 70 และ 65 - 75 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากกรณีความตึงเครียดระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิหร่านกรณีโครงการนิวเคลียร์ ซึ่งอาจจะส่งผลให้ผู้ค้า น้ำมันเกิดความกลัวจะมีการใช้กำลังทหารเพื่อเข้าแก้ไขปัญหาและจะส่งผลให้การส่งออกน้ำมันดิบของ อิหร่านซึ่งเป็นผู้ส่งออกน้ำมันดิบรายใหญ่อันดับ 4 ของโลกมีปัญหา และคาดว่าน้ำมันเบนซิน 95 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในตลาดจรสิงคโปร์เคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 75 - 85 และ 70 - 80 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากความต้องการใช้ที่เพิ่มมากขึ้นในช่วงฤดูร้อนของประเทศต่างๆ ในยุโรปและสหรัฐอเมริกา ส่งผลให้ราคาน้ำมันในตลาดยุโรปและสหรัฐอเมริกาสูงกว่าตลาดเอเชีย ประกอบกับโรงกลั่นต่างๆ ในเอเชียปิดเพื่อซ่อมบำรุงประจำปีในช่วงต้นเดือนมีนาคมเป็นต้นมา

5. สำหรับสถานการณ์ LPG เดือนมีนาคม 2550 ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลก ปรับตัวเพิ่มขึ้น 30 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน อยู่ที่ระดับ 536 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ตามราคา

น้ำมันดิบและน้ำมันเบนซิน ประกอบกับความต้องการซื้อในภูมิภาคเพิ่มขึ้นเพื่อใช้ในธุรกิจปิโตรเคมี และ Arbitrage จากตะวันออกกลางไป ตะวันตกเปิด ขณะที่อุปทาน LPG จากตะวันออกกลางที่จะส่งขายในภูมิภาคลดลง ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ในระดับ 11.3856 บาท/กิโลกรัม อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ในระดับ 1.3157 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 332.15 ล้านบาท/เดือน อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ส่งออก อยู่ที่ระดับ 3.7206 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 81.55 ล้านบาท/เดือน สำหรับการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนพฤษภาคม 2550 คาดว่าราคาจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 525 - 540 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ประมาณราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นอยู่ที่ระดับ 11.3696 - 11.3914 บาท/กิโลกรัม อัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ที่ระดับ 1.2997 - 1.3215 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 327.86 - 333.70 ล้านบาท/เดือน อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ส่งออก อยู่ที่ระดับ 3.5354 - 3.7879 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 77.49 - 83.02 ล้านบาท/เดือน ณ อัตรา แลกเปลี่ยน 35.1244 บาท/เหรียญสหรัฐฯ

6. ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 24 เมษายน 2550 มีเงินสดสุทธิ 5,858 ล้านบาท หนี้สินค้างชำระ 33,963 ล้านบาท แยกเป็นหนี้พันธบัตร 17,600 ล้านบาท หนี้เงินกู้สถาบันการเงิน 4,844 ล้านบาท หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระ 1,064 ล้านบาท หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG 10,433 ล้านบาท ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน 22 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิติดลบ 28,105 ล้านบาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. จากร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. .... ได้กำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าขึ้น โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นการพัฒนาท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าอาจจะมีปัญหาการคัดค้านของประชาชนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า กระทรวงพลังงานจึงเห็นควรให้มีการศึกษาแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ในระหว่างที่ร่างพระราชบัญญัติการประกอบฯ ยังไม่มีผลบังคับใช้ประกอบกับกรมโรงงานอุตสาหกรรมได้นำการศึกษาโครงการประยุกต์ใช้เครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ สำหรับการจัดการมลพิษทางอากาศจากภาคอุตสาหกรรม และได้มีการแต่งตั้งคณะทำงานศึกษาการ จัดเก็บค่าการปล่อยมลพิษขึ้น เพื่อพิจารณากำหนดค่าการปล่อยมลพิษ อย่างไรก็ตาม สนพ. ได้จัดทำร่างแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาฯ เสนอ กบง. ในการประชุมเมื่อวันที่ 2 เมษายน

2550 และได้นำร่าง แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาฯ ไปรับฟังความเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง เมื่อวันที่ 3 เมษายน 2550

2. แนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อจัดหา เงินทุนในการพัฒนาสิ่งแวดล้อมและคุณภาพชีวิตของประชาชนในชุมชนพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยเก็บเงินจากโรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ดังกล่าว และมีอัตราการจ่ายเงินเข้ากองทุนฯ ที่กำหนดให้โรงไฟฟ้าทุกแห่งต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาฯ โดยในช่วงระหว่างการก่อสร้างให้จ่ายตามกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (บาท/เมกะวัตต์/ปี) และเมื่อมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามสัญญาแล้ว ให้จ่ายตามหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (สตางค์/หน่วย) ในอัตราที่แตกต่างกัน ตามการปล่อยมลภาวะจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งคำนวณตามสมการเรียกเก็บค่าปล่อยมลพิษเบื้องต้นของคณะทำงานศึกษาการจัดเก็บค่าการปล่อยมลพิษ กรมโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งกรณีปล่อยมลพิษมีค่าอยู่ระหว่างค่าที่มาตรฐานกำหนดถึงร้อยละ 50 ของค่าที่มาตรฐานกำหนด โดยดัดแปลงสูตรให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ โดยเฉลี่ยจ่ายเงินในอัตรา 1 สตางค์/หน่วย ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าใหม่จากผู้ผลิต ไฟฟ้าเอกชน (IPP) ให้กำหนดอัตราการจ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาฯ ไว้ในประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ส่วนโรงไฟฟ้าปัจจุบันและโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างดำเนินการให้จ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาฯ ตามหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (สตางค์/หน่วย) โดยที่ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นให้ส่งผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตร Ft ดังนี้

$$Charge = (0.0003Q + 0.226P + 0.1*aNHP + 0.1*bHP)/0.07$$

โดยที่ Q = ปริมาณอากาศเสีย (air quantity)
P = ปริมาณฝุ่นละออง
NHP = ปริมาณมลพิษประเภทสารไม่อันตราย (non-hazardous pollutants)
HP = ปริมาณมลพิษประเภทสารอันตราย (hazardous pollutants)
a = ค่าสัมประสิทธิ์ปริมาณมลพิษประเภทสารไม่อันตราย
b = ค่าสัมประสิทธิ์ปริมาณมลพิษประเภทสารอันตราย

จากสมการดังกล่าวทำให้โรงไฟฟ้าปัจจุบันจะจ่ายค่าปล่อยมลพิษดังนี้

อัตราการจ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	ค่าปล่อยมลพิษ (สตางค์/หน่วย)	เงินส่งกองทุนพัฒนาฯ (ล้านบาท/ปี)[1/]
กฟผ.	น้ำมันเตา	0.86 - 1.43	45 - 74
	ก๊าซธรรมชาติ	0.71 - 1.29	37 - 72
	ลิกไนต์	1.43	74
เอกชน	ถ่านหิน	1.92	100

หมายเหตุ : [1/] คำนวณจากโรงไฟฟ้าขนาด 700 เมกะวัตต์ ที่ Plant factor 85%

3. รูปแบบและการกำกับดูแลการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาฯ ได้กำหนดให้มีการดำเนินการภายใต้คณะกรรมการกำกับดูแลการพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าโดยให้ผู้ว่าราชการจังหวัดที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ดำเนินการสรรหากรรมการจากการสรรหาหรือการเลือกตั้งหรือการเสนอชื่อหรือวิธีการอื่นใดของชุมชนรอบโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ ให้มุ่งเน้นการมีส่วนร่วมของเยาวชน และสตรีในพื้นที่ พร้อมทั้งให้มีผู้แทนสำนักงานพลังงานภูมิภาค ที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่เป็นเลขานุการและผู้แทนจากโรงไฟฟ้าเป็นผู้ช่วยเลขานุการ สำหรับจำนวนกรรมการ วิธีการจัดหากรรมการและวาระการปฏิบัติหน้าที่ของกรรมการ ให้ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่ โดยที่ได้กำหนดให้คณะกรรมการมีอำนาจหน้าที่หลักในการกำหนดหลักเกณฑ์ผู้ได้รับผลประโยชน์ โดยที่หลักเกณฑ์ เงื่อนไข วิธีการปฏิบัติด้านบริหารการเงิน และการพัสดุ พิจารณาอนุมัติแผนการพัฒนาพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและงบประมาณ ให้สอดคล้องกับความต้องการของชุมชนที่แท้จริงและนำไปสู่การพัฒนาชุมชนอย่างยั่งยืน

4. การกำหนดผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุนพัฒนาฯ ให้กำหนดจากการแบ่งขอบเขตพื้นที่ โดยแบ่งเป็น 2 พื้นที่ คือ **พื้นที่ชั้นใน** (พื้นที่ที่อยู่ในรัศมีขั้นต่ำ 5 กิโลเมตรจากขอบเขตของโรงไฟฟ้า หรือขอบเขตของนิคมอุตสาหกรรมที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่) และ**พื้นที่ชั้นนอก** (พื้นที่ที่อยู่นอกเหนือพื้นที่ชั้นใน โดยให้อยู่ในดุลพินิจของคณะกรรมการกำกับดูแลฯ) ผู้ได้รับผลประโยชน์จากกองทุนพัฒนาฯ ได้แก่ ประชาชน หน่วยงานของภาครัฐ องค์กรบริหารส่วนท้องถิ่นหรือเทศบาลที่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าว พร้อมทั้งกรอบการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาฯ ให้เป็นการใช้จ่ายเงินเพื่อประโยชน์ของส่วนรวมเป็นหลัก และให้ความสำคัญกับพื้นที่ชั้นในเป็นลำดับแรก

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการแนวทางการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า และมอบหมายให้ สนพ. ดำเนินการในรายละเอียด และนำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป