มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 2/2553 (ครั้งที่ 131)
เมื่อวันจันทร์ที่ 28 มิถุนายน พ.ศ. 2553 เวลา 13.30 น.
ณ ตึกสันติไมตรี (หลังใน) ทำเนียบรัฐบาล

---

1. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 1
2. ขอความเห็นชอบกรอบสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) และหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้น
3. มาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงาน
4. แนวทางการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัท สยามเอ็นเนอยี่ จำกัด
5. มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
6. แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า
7. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย
8. สถานการณ์การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันและผลกระทบต่อแผน PDP 2010
9. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) กรณีแผนสำรอง

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
รองนายกรัฐมนตรี (นายไตรรงค์ สุวรรณคีรี) รองประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว และการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 1</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เรื่องแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาวและแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) เพื่อเป็นกรอบการลงทุนก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำนวน 14 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 165,077 ล้านบาท

2. เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 ครม. ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) และเห็นควรให้ ปตท. จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) และนำเสนอต่อ กพช. ต่อไป

3. ความต้องการก๊าซธรรมชาติของไทยในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 3,649 ล้าน ลบ. ฟุต ต่อวัน โดยประมาณการระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2553 - 2557) ความต้องการก๊าซฯ จะยังขยายตัวในอัตราร้อยละ 6 ต่อปี ซึ่งเป็นผลจากเศรษฐกิจที่ฟื้นตัว และความต้องการก๊าซฯ ในภาคไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 ที่กำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ต้องใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงในปี 2553 - 2557 จำนวน 7,074 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ในช่วงปี 2558 - 2564 ความต้องการก๊าซฯ จาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ จะเกิดขึ้น และ 3,420 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2565-2573 ซึ่งคาดว่าความต้องการก๊าซฯ จะเพิ่มขึ้นถึงระดับ 5,542 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2573 หรือคิดเป็นอัตราการขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 1 ต่อปี (ในช่วงปี 2558-2573)

4. สำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติในช่วงปี 2553-2557 เพื่อรองรับความต้องการก๊าซฯ ที่จะเพิ่มขึ้น ปตท. ได้ปรับปรุงแผนการจัดหาก๊าซฯ เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน ที่ความต้องการก๊าซฯ ได้ปรับตัวลดลงไปอยู่ที่ระดับประมาณ 4,821 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวันในปี 2557 โดย ปตท. ได้ดำเนินการจัดหาก๊าซฯ เพิ่มเติมจากอ่าวไทย รวมทั้ง การนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านทั้งจากสัญญาที่มีอยู่เดิมและจากสัญญาใหม่ ได้แก่ แหล่งเชฟรอน (ส่วนเพิ่ม) (330 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน) แหล่งบงกชใต้ (ส่วนเพิ่ม) 320 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน) แหล่งเจดีเอ แปลง B17 (ส่วนเพิ่ม) 65 ล้าน ลบ. ฟุตต่อวัน และแหล่ง M9 จากสหภาพพม่า (240 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน) รวมทั้งการนำเข้า LNG ในปริมาณ 0.5 - 1 ล้านตันต่อปี และตั้งแต่ปี 2558 เป็นต้นไป ปตท. ได้มีแผนการจัดหาก๊าซฯ เพิ่มเติมทั้งจากแหล่งก๊าซฯ ปัจจุบัน และแหล่งใหม่ๆ จากอ่าวไทย รวมทั้งจากประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งได้แก่ แหล่งไพลิน แหล่งในสหภาพพม่า แหล่งในเขตพื้นที่ร่วมไทย - กัมพูชา และแหล่งนาทูน่า อินโดนีเซีย รวมทั้ง ปตท. มีแผนการนำเข้า LNG เพิ่มเติม ประมาณ 10 ล้านตันต่อปี และในปี 2570 คาดว่าศักยภาพ ในการจัดหาก๊าซฯ โดยรวม จะอยู่ที่ระดับประมาณ 6,501 ล้าน ลบ.ฟุต ต่อวัน

5. เพื่อให้สอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซฯ และแผนการขยายโรงไฟฟ้าใหม่ตาม PDP 2010 รวมทั้งให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการลงทุนขยายระบบท่อส่งก๊าซฯ ปตท. จำเป็นต้องมีการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฯ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ตามที่ ครม. ได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550

ในบางโครงการ ซึ่งประกอบด้วย (1) ขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซฯ จำนวน 4 โครงการ ได้แก่ โครงการวางท่อส่งก๊าซฯ บนบกนครราชสีมา เงินลงทุน 16,000 ล้านบาท โครงการท่อส่งก๊าซฯ บนบกนครสวรรค์ เงินลงทุน 23,000 ล้านบาท โครงการท่อส่งก๊าซฯ บนบกชายแดนไทยสหภาพพม่า - BVW#1 เงินลงทุน 680 ล้านบาท และโครงการวางท่อส่งก๊าซฯ บนบกโรงไฟฟ้าร่วมจะนะ เงินลงทุน 993 ล้านบาท (2) ปรับเพิ่มเงินลงทุน เครื่องเพิ่มความดันก๊าซฯ ในทะเล เงินลงทุน 2,432 ล้านบาท และ (3) ยกเลิกการลงทุนในโครงการเครื่องเพิ่มความดันก๊าซบนบกกลางทาง (4,917 ล้านบาท) และโครงการท่อส่งก๊าซฯ เชื่อมในทะเลแหล่งไพลิน (3,592 ล้านบาท) จำนวน 2 โครงการ เงินลงทุน 8,509 ล้านบาท

ทั้งนี้ การทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฯ ดังกล่าว จะทำให้เงินลงทุนปรับเพิ่มขึ้นประมาณ 34,595 ล้านบาทจากวงเงินลงทุนเดิมที่เคยได้รับอนุมัติไปแล้ว 165,077 ล้านบาท เป็น 199,672 ล้านบาท และทำให้โครงข่ายระบบท่อใหม่สามารถมีกำลังส่งก๊าซฯ เพิ่มเป็น 7,520 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวันในปี 2569

6. สำหรับการวิเคราะห์ผลกระทบผู้มีส่วนได้ส่วนเสียเบื้องต้น โดย ปตท. จะขยายระบบโครงข่ายก๊าซฯ ไปตามแนวที่ส่งผลกระทบต่อสังคม ชุมชน และสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด ซึ่งโครงการวางท่อส่งก๊าซฯ บนบก นครราชสีมา และนครสวรรค์ ปตท. จะดำเนินการก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซฯ ตามแนวถนนทางหลวง หรือเขตระบบโครงข่ายพลังงานเดิม ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนระยะทางกว่าร้อยละ 80 ของระยะทางทั้งหมด และการดำเนินการโครงการ ได้แก่ การใช้อสังหาริมทรัพย์ การก่อสร้าง และการคิดอัตราค่าบริการ ปตท. จะดำเนินการตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดโดย กพช. และอยู่ในการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ภายใต้ พ.ร.บ. ประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 นอกจากนี้ การดำเนินโครงการจะสอดคล้องตาม มาตรา 56 - 59 ว่าด้วยสิทธิให้ข้อมูลข่าวสารและการร้องเรียนตามกฎหมายรัฐธรรมนูญ โดยที่ ปตท. ต้องดำเนินการรับฟังความคิดเห็น ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน พ.ศ. 2548 และ ดำเนินการศึกษาและจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตาม พ.ร.บ. ส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ด้วย ซึ่งทำให้ผลกระทบจากแผนขยายระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติตามแผนแม่บทฯ อยู่ในระดับต่ำ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว
2. รับทราบความก้าวหน้าในการดำเนินการตามแผนการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมที่ได้มีการลงนามในสัญญาฯ ไปแล้ว และอยู่ระหว่างการลงนาม ทั้งนี้ เมื่อการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากทั้ง ในประเทศและต่างประเทศที่อยู่ระหว่างการเจรจามีข้อยุติแล้ว ให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) นำเสนอผลการเจรจารวมถึงสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากในประเทศ ต่อ กพช. เพื่อทราบ และนำเสนอผลการเจรจารวมถึงสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศต่อ กพช. และ ครม. เพื่อให้ความเห็นชอบต่อไป
3. เห็นชอบการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 1

เรื่องที่ 2 <u>ขอความเห็นชอบกรอบสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) และหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้น</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ครม. ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 ให้ ปตท. จัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งบนบกและในอ่าวไทย รวมทั้งนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านในช่วงปี 2550 -2554 และตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าใหม่ (New IPP) ปตท. คาดว่าจะนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) ในปริมาณรวม 10 ล้านตันต่อปี โดยการนำเข้าในระยะแรก 5 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซฯ 700 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน) จากแหล่งต่างๆ ในประเทศอิหร่าน ออสเตรเลีย อินโดนีเซีย มาเลเซีย รัสเซีย และกาตาร์ เป็นต้น

2. เมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2552 กพช. ได้มีมติเห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2552 - 2558 ของ ปตท. ที่สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551 - 2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ที่ดำเนินการตามแผนเฉพาะปี 2552 - 2558 และรับทราบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้นไป) ทั้งนี้ ภายใต้แผนจัดหาก๊าซธรรมชาติปี 2552 - 2558 ดังกล่าว ปตท. ได้ปรับลดปริมาณนำเข้า LNG ลงเหลือ 1 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซฯ ประมาณ 140 ล้าน ลบ. ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ปี 2554 และกระทรวงพลังงานได้มอบหมายให้ ปตท. เจรจาเงื่อนไขที่เป็นประโยชน์เพิ่มเติมกับบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited 3 เพื่อปรับลดปริมาณซื้อ LNG เป็น 1 ล้านตันต่อปี อย่างไรก็ตามบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited 3 ไม่ยอมปรับลดสูตรราคา LNG จึงทำให้ยังไม่มีการลงนาม Sales and Purchase Agreement (SPA) สำหรับการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาว

3. ปตท. อยู่ระหว่างก่อสร้าง PTTLNG Receiving Terminal ในบริเวณท่าเรืออุตสาหกรรม มาบตาพุด โดยมีกำหนดทดสอบการเดินเครื่อง (Commissioning) ในเดือนเมษายน 2554 และคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการในเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนกรกฎาคม 2554

4. การเจรจารวมถึงสัญญาซื้อขายก๊าซฯ จากต่างประเทศจะต้องมีการนำเสนอ ต่อ กพช. และ ครม. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ แต่เนื่องจาก ปตท. ยังไม่สามารถลงนาม SPA กับ Qatargas ได้ ดังนั้นเพื่อให้เกิดความคล่องตัวในการนำเข้า LNG ในระยะแรก ปตท. จึงมีความจำเป็นต้องจัดหา LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น

5. การซื้อขาย LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ผู้ซื้อและผู้ขายจะมีการจัดทำสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) ล่วงหน้าเพื่อกำหนดเงื่อนไขหลักๆ (ยกเว้นเงื่อนไขปริมาณซื้อขาย กำหนดเวลาส่งมอบ และราคา)

รองรับการซื้อขายที่อาจมีขึ้นในอนาคต โดยคู่สัญญาไม่จำเป็นจะต้องเจรจาเงื่อนไขซื้อขายที่ตกลงไว้แล้ว แต่จะเจรจาเพื่อตกลงปริมาณซื้อขาย กำหนด เวลาส่งมอบ และราคาตามความต้องการของแต่ละฝ่ายเป็นครั้งๆ โดยคู่สัญญายังไม่มีภาระผูกพันที่จะต้องซื้อขายจนกว่าจะสามารถตกลงและแจ้งยืนยันปริมาณซื้อขาย กำหนดเวลาส่งมอบ และราคา (Confirmation Notice)

6. กรอบสัญญา MSPA ประกอบด้วย อายุสัญญา ข้อผูกพันในการซื้อขาย รูปแบบการซื้อขาย ภาระผูกพันของผู้ซื้อในกรณีที่ไม่สามารถรับสินค้าได้ ภาระผูกพันของผู้ขายในกรณีผิดสัญญาหรือขาดส่ง คุณภาพสินค้า เหตุสุดวิสัย การระงับกรณีพิพาทโดยวิธีการอนุญาโตตุลาการ กฎหมายที่ใช้บังคับเป็นกฎหมายอังกฤษ และหลักประกันทางการเงิน ซึ่งมีเงื่อนไขที่สอดคล้องกับเงื่อนไขในสัญญา SPA ของบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited 3 ซึ่งเป็นไปตามความเห็นของสำนักงานอัยการสูงสุด

7. หากความต้องการใช้ก๊าซฯ ยังคงมากกว่าความสามารถในการจัดหาก๊าซฯ กลุ่มผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรม/ขนส่งซึ่งมีทางเลือกในการใช้พลังงานชนิดอื่นอาจเป็นกลุ่มแรกๆ ที่ได้รับผลกระทบและต้องใช้เชื้อเพลิงทางเลือกทดแทนความต้องการใช้ก๊าซฯ รวมทั้งอาจสามารถใช้ราคาเชื้อเพลิงทางเลือกต่างๆ เช่น น้ำมันเตา 2%S ซึ่งมีราคาต่ำที่สุดเป็นราคาอ้างอิงในการจัดหา LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ทั้งนี้ ในการเลือกราคาอ้างอิงเพื่อใช้ในการจัดหา LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ราคาอ้างอิง ต้องเป็นราคาที่มีการประกาศอย่างสม่ำเสมอจากหน่วยงานที่เชื่อถือได้ หรือมีสูตรราคาที่ชัดเจน รวมทั้งควรสอดคล้องกับต้นทุนพลังงานหากไม่สามารถจัดหา LNG ได้ ดังนั้นน้ำมันเตา 2%S (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่น) เป็นราคาอ้างอิงที่มีความเหมาะสมในการจัดหา LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น เนื่องจากสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและมีราคาต่ำที่สุดในการจัดหาเชื้อเพลิงทางเลือกทดแทนการใช้ก๊าซฯ ในภาคการผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรม ประกอบกับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) มีการประกาศราคาน้ำมันเตา 2%S (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่น) อย่างสม่ำเสมอ

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบกรอบสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) โดยให้ ปตท. ลงนามใน MSPA หรือสัญญาระยะสั้น ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการปรับปรุงข้อความในสัญญาฯ ดังกล่าวที่ไม่ใช่สาระสำคัญ เห็นควรให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สามารถปรับปรุงข้อความได้โดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก
2. เห็นชอบหลักเกณฑ์การจัดหา LNG โดย
    - 2.1 ในช่วงปี 2554 - 2557 ให้ ปตท. ดำเนินการจัดหา LNG ได้เอง ด้วยสัญญา Spot และ/หรือ สัญญาระยะสั้น ในปริมาณไม่เกินแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว และจัดหา LNG Commissioning Cargo ตามจำเป็น ในปริมาณที่ต้องใช้ในการทดสอบการเดินเครื่อง LNG Receiving Terminal

- 2.2 ในช่วงปี 2558 เป็นต้นไป ให้ ปตท. ดำเนินการเพื่อจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาว และให้นำสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวเสนอต่อ กพช. และ ครม. เพื่อให้ความเห็นภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ หากมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือ สัญญาระยะสั้น ให้
  - (1) ปตท. ดำเนินการได้เอง โดยที่ราคา LNG จะต้องไม่เกินราคาน้ำมันเตา 2%S (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่น รายเดือน) ที่ประกาศโดย สนพ.
  - (2) ในกรณีอื่นๆ มอบหมายให้ สนพ. และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเป็นผู้พิจารณาอนุมัติการจัดหาระยะสั้น
- ทั้งนี้ เมื่อ ปตท. ได้มีการนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือ สัญญาระยะสั้นแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการจัดหาต่อ กพช. เพื่อทราบ เป็นระยะๆ ต่อไป

3. เห็นชอบให้สัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) ใช้เงื่อนไขการระงับข้อพิพาทโดยวิธีการอนุญาโตตุลาการ

เรื่องที่ 3 <u>มาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงาน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2552 ได้เห็นชอบมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อประชาชนตามนโยบายรัฐบาล เป็นระยะเวลา 1 ปี (สิงหาคม 2552 - สิงหาคม 2553) ดังนี้ 1) ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG โดยกองทุนน้ำมันฯ รับภาระในการจ่ายเงินชดเชยการนำเข้า LPG ตั้งแต่สิงหาคม 2552 - มิถุนายน 2553 จำนวนเงินชดเชยสะสม 16,666 ล้านบาท (สิงหาคม 2552 - สิงหาคม 2553 ชดเชยประมาณ 20,759 ล้านบาท) 2) ตรึงราคา NGV ไว้ที่ 8.50 บาท/กก. โดยใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ ชดเชยในอัตรา 2.00 บาท/กก. ตั้งแต่เดือนมีนาคม - พฤษภาคม 2553 จำนวนเงินชดเชยสะสม 833 ล้านบาท (สิงหาคม 2552 - สิงหาคม 2553 ชดเชยประมาณ 1,733 ล้านบาท) และ 3) ตรึงค่า Ft ตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2552 - สิงหาคม 2553 ในระดับ 92.55 สตางค์/หน่วย กฟผ. รับภาระประมาณ 9,698 ล้านบาท

2. สถานการณ์ LPG ในกรณีโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 ไม่สามารถดำเนินการได้ ประมาณการความต้องการใช้ การผลิต และการนำเข้าของ LPG ปี 2553 อยู่ที่ 5,495 3,820 และ 1,663 พันตัน ตามลำดับ ประมาณการภาระการชดเชยการนำเข้า LPGในช่วงเดือนมกราคม - มิถุนายน 2553 กองทุนน้ำมันฯ มีภาระการชดเชยการนำเข้า LPG ประมาณ 11,001 ล้านบาท และคาดว่าในช่วงครึ่งปีหลัง ราคาน้ำมันจะปรับตัวสูงขึ้นอยู่ในระดับ 80 เหรียญสหรัฐ/ตัน ราคา LPG ในตลาดโลกจะอยู่ที่ระดับ 725 เหรียญสหรัฐ/ตัน การนำเข้า LPG คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 132 -154 พันตัน/เดือน ทำให้ภาระการชดเชย จะอยู่ที่ 1,606 - 2,486 ล้านบาท/เดือน แต่หากโรงแยกก๊าซฯ

ที่ 6 สามารถเริ่มดำเนินการได้ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2553 เป็นต้นไป จะส่งผลให้ปริมาณการผลิต LPG เพิ่มขึ้นประมาณ 100 พันตัน/เดือน โดยปริมาณการนำเข้า LPG จะลดลงมาอยู่ที่ประมาณ 32 - 54 พันตัน/เดือน และประมาณการภาระการชดเชยการนำเข้า LPGจากปริมาณการนำเข้าลดลงมาอยู่ที่ 32 - 54 ตัน/เดือน ส่งผลให้การชดเชย LPG ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2553 ลดลงมาอยู่ที่ประมาณ 458 - 773 ล้านบาท/เดือน คาดว่าในปี 2553 กองทุนน้ำมันฯ จะต้องชดเชยการนำเข้า LPG ประมาณ 15,009 ล้านบาท

3. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 21 มิถุนายน 2553 มีเงินสดสุทธิ 33,402 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 9,041 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 8,795 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 247 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 24,361 ล้านบาท

4. เพื่อให้สนองตอบต่อนโยบายของรัฐบาลที่จะกระตุ้นเศรษฐกิจของประเทศและแก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชนที่ได้รับผลกระทบด้านพลังงาน ประกอบกับประมาณการรายรับ/รายจ่ายกองทุนน้ำมันฯ ในช่วงกันยายน 2553 - กุมภาพันธ์ 2554 มีรายรับสุทธิประมาณ 109 ล้านบาท (โรงแยกก๊าซฯ ที่ 6 ไม่สามารถดำเนินการได้) ซึ่งยังสามารถรับภาระการชดเชยการนำเข้า LPG และชดเชยราคา NGV ต่อไปได้ รวมทั้งภาระค่า Ft ของ กฟผ. ได้ลดลงจากที่ได้ประมาณการไว้ จึงเห็นควรให้ขยายมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อไปอีก 6 เดือน (กันยายน 2553 - กุมภาพันธ์ 2554) ดังนี้ 1) ตรึงราคาขายปลีก LPG ในระดับราคา 18.13 บาท/กก. คาดว่ากองทุนน้ำมันจะต้องชดเชยในการนำเข้าประมาณ 2,204 ล้านบาท/เดือน หรือประมาณ 13,224 ล้านบาท 2) ตรึงราคาขายปลีก NGV โดยใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ จ่ายชดเชย NGV ในอัตรา 2 บาท/กก. คาดว่าจะเป็นภาระต่อกองทุนน้ำมันฯ ประมาณ 300 - 400 ล้านบาท/เดือน หรือประมาณ 1,800 - 2,400 ล้านบาท 3) กระทรวงพลังงานประสานให้ กกพ. กับ กฟผ. รับไปพิจารณาดำเนินมาตรการตรึงค่า Ft ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2553 กฟผ. รับภาระแทนประชาชนประมาณ 5,996 ล้านบาท

5. จากการที่รัฐกำหนดให้ราคา LPG ณ โรงกลั่น (ราคาโรงแยกก๊าซฯ และราคาโรงกลั่นน้ำมัน) ราคาขายส่งและราคาขายปลีกให้อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าต้นทุนที่แท้จริง และต่ำกว่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันเตาเป็นระยะเวลานาน ทำให้การใช้ LPG สูงขึ้นมาก ก่อให้เกิดปัญหาภาคขนส่ง อุตสาหกรรมและปิโตรเคมีเปลี่ยนมาใช้ LPG เพิ่มขึ้นมาก รวมทั้งเกิดการลักลอบส่งออก LPG ทำให้สูญเสียเงินกองทุนน้ำมันฯ และกองทุนน้ำมันฯ รับภาระจ่ายชดเชยการนำเข้า LPG ซึ่งอยู่ในระดับสูง ซึ่งไม่เป็นธรรมต่อผู้ใช้น้ำมัน เนื่องจากกองทุนน้ำมันฯ เก็บเงินจากน้ำมันเชื้อเพลิง ขณะที่โรงกลั่นได้ปรับเปลี่ยนกระบวนการผลิตโดยใช้ LPG เป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันเตา รวมทั้งยังส่งผลกระทบต่อแผนการส่งเสริมการใช้ NGV เนื่องจากราคา NGV ไม่สามารถแข่งขันกับราคา LPG ได้

6. แนวโน้มสถานการณ์ LPG ในปี 2554 พบว่าปริมาณการผลิต LPG ในประเทศ (รวมโรงแยกก๊าซฯ 6) เพิ่มขึ้นร้อยละ 38 อยู่ที่ระดับ 5,064 พันตัน/เดือน และการใช้ LPG มีอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 อยู่ที่ระดับ 5,781 พันตัน/เดือน ขณะที่การนำเข้า LPG ลดลงร้อยละ 69 อยู่ที่ระดับ 60 พันตัน/เดือน ทำให้ภาระการจ่ายชดเชยจะอยู่ที่ 855

ล้านบาท/เดือน ดังนั้น จึงคาดได้ว่าในปี 2554 กองทุนน้ำมันฯ จะต้องชดเชยการนำเข้า LPG ประมาณ 10,260 ล้านบาท

7. สำหรับแนวทางการปรับราคาขายปลีก LPG เพิ่มขึ้น เพื่อชดเชยการนำเข้า ดังนี้ กรณี 1 ปรับขึ้นราคา LPG ทุกภาค กรณี 2 คงราคาภาคครัวเรือน/ปรับขึ้นราคาภาคขนส่งและอุตสาหกรรม กรณี 3 คงราคาภาคครัวเรือนและขนส่ง/ปรับขึ้นราคาอุตสาหกรรม กรณี 4ปรับขึ้นราคา LPG ทุกภาค โดย ขึ้นราคาภาคครัวเรือนเพียงครึ่งหนึ่งของภาคขนส่งและอุตสาหกรรม และกรณี 5 ปรับขึ้นราคา LPG ทุกภาค โดยกองทุนน้ำมันฯ รับภาระไว้ครึ่งหนึ่ง คิดเป็น 427 ล้านบาท/เดือน และให้ปรับขึ้นราคาตามกรณี 4 เพื่อลดภาระในส่วนที่เหลืออีก 427 ล้านบาท/เดือน ทั้งนี้ ตามแนวทางการแก้ไขปัญหา LPG โดยปรับขึ้นราคาขายปลีกข้างต้น จะดำเนินการโดยทยอยปรับเพิ่มอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ เพื่อให้ราคาขายปลีก LPG เพิ่มขึ้นไม่มากนัก ทั้งนี้อาจให้มีการปรับเพิ่มขึ้นครั้งละไม่เกิน 2 บาท/กก.

8. ปัจจุบันการจัดหา LPG ในประเทศได้จากโรงแยกก๊าซฯ ประมาณร้อยละ 69 จากโรงกลั่นน้ำมันประมาณร้อยละ 22 และจากการนำเข้าประมาณร้อยละ 9 เพื่อจูงใจให้ผู้ผลิตขยายการผลิตให้เพียงพอเพื่อลดการนำเข้าจากต่างประเทศ จำเป็นต้องกำหนดราคา ณ โรงกลั่นให้สะท้อนกับต้นทุนในการผลิต LPG โดยมีแนวทาง ดังนี้ 1) การกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่นของโรงแยกก๊าซฯ ควรสะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซฯ ที่แท้จริง ซึ่ง สนพ. กำลังศึกษาอยู่ ทั้งนี้เบื้องต้นคาดว่าราคาต้นทุนโรงแยกก๊าซฯ อยู่ที่ระดับ 400 - 440 เหรียญสหรัฐ/ตัน (เฉลี่ย 420 เหรียญสหรัฐ/ตัน) 2) การกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่นของโรงกลั่นน้ำมัน ตามราคา LPG ตลาดโลก 3) กำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่น ตามต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ร้อยละ 75 บวกต้นทุนการผลิตจากโรงกลั่นร้อยละ 25 โดยถ้าต้นทุนการผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ ที่ระดับ 420 เหรียญสหรัฐ/ตัน และราคาจากโรงกลั่นเท่ากับ 725 เหรียญสหรัฐ/ตัน ทำให้ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 496 เหรียญสหรัฐ/ตัน ซึ่งจะทำให้ราคาขายปลีกปรับสูงขึ้นจาก 18.13 บาท/กก. เป็น 23.82 บาท/กก. ดังนั้น เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบที่จะเกิดขึ้น ควรพิจารณาปรับเป็นขั้นเป็นตอน โดยอาจปรับเพิ่มขึ้นทุก 3 เดือน ในแต่ละครั้งไม่เกิน 2 บาท/กก.

9. แนวทางบรรเทาผลกระทบจากการดำเนินการ มีดังนี้ 1) ประชาสัมพันธ์เพื่อรณรงค์ให้ประชาชนใช้ LPG อย่างประหยัดโดยคำนึงถึงคุณค่าของ LPG รวมทั้งให้ความรู้และความเข้าใจในประเด็นราคาขายปลีกที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเป็นราคาที่ต่ำกว่าราคาต้นทุนที่แท้จริง เพื่อให้เกิดการยอมรับเกี่ยวกับราคา LPG ที่ต้องมีการปรับขึ้นในอนาคตและเข้าใจถึงระบบการกำหนดราคา LPG ที่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงราคาเป็นระยะๆ ซึ่งเป็นเหตุการณ์ปกติเหมือนน้ำมันฯ 2) เร่งรัดโครงการเปลี่ยนรถแท็กซี่ไปใช้ NGV จำนวน 20,000 คัน ให้แล้วเสร็จภายในกุมภาพันธ์ 2554 ซึ่งสามารถลดปริมาณความต้องการใช้ LPG ได้ประมาณ 20,000 ตัน/เดือน และ 3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบต่ออุตสาหกรรมเซรามิก ให้ สนพ. รับไปดำเนินการเร่งรัดโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้หัวเผาไหม้ประสิทธิภาพสูงในเตาเผาเซรามิค ซึ่งได้ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน รวมทั้งในระยะยาวพิจารณาหาทางเลือกเชื้อเพลิงอื่นทดแทน LPG เช่น การใช้ LNG เป็นต้น

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นควรขยายมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานโดยตรึงราคาต่อไปอีก 6 เดือน (กันยายน 2553 - กุมภาพันธ์ 2554) ดังนี้
    - 1.1 ตรึงราคาขายปลีก LPG ในระดับราคา 18.13 บาท/กิโลกรัม และจากการที่รัฐกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่นไว้ที่ 333 เหรียญสหรัฐ/ตัน ในขณะที่ราคานำเข้าอยู่ในระดับ 725เหรียญสหรัฐ/ตัน คาดว่ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง จะต้องชดเชยในการนำเข้าประมาณ 2,204 ล้านบาท/เดือน หรือรวมทั้งสิ้นประมาณ 13,224 ล้านบาท
    - 1.2 ตรึงราคาขายปลีก NGV โดยใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง จ่ายชดเชย NGV ในอัตรา 2 บาท/กิโลกรัม คาดว่าจะเป็นภาระต่อกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ประมาณ 300 - 400 ล้านบาท/เดือน หรือรวมทั้งสิ้นประมาณ 1,800 - 2,400 ล้านบาท
    - 1.3 กระทรวงพลังงานประสานให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กับ กฟผ. รับไปพิจารณาดำเนินการมาตรการตรึงค่า Ft จนถึงสิ้นปี 2553 ต่อไปทั้งนี้ คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2553 กฟผ. รับภาระแทนประชาชนประมาณ 5,996 ล้านบาท
    - กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจะรับภาระรวม 15,624 ล้านบาท ดังนี้
        - ตรึงราคา LPG 13,224 ล้านบาท
        - ตรึงราคา NGV 2,400 ล้านบาท
    - ทั้งนี้ ในการดำเนินการมาตรการในข้อ 1.1 - 1.3 มอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน, กกพ., กระทรวงพลังงานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการต่อไป
2. รับทราบแนวทางการแก้ไขปัญหา LPG หลังสิ้นสุดมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานตามข้อ 9 (3) โดยมอบหมายให้ กบง. รับไปพิจารณาในรายละเอียดเพิ่มเติมและนำเสนอ กพช. ทั้งนี้ ให้รับความเห็นจากที่ประชุมไปประกอบการพิจารณาด้วย

เรื่องที่ 4 <u>แนวทางการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัท สยามเอ็นเนอยี่ จำกัด</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2552 ได้พิจารณาข้อเสนอแนวทางการดำเนินการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้าแล้วมีมติรับทราบประเด็นปัญหาและผลการดำเนินงานของกระทรวงพลังงาน เพื่อแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางคล้า ได้เห็นชอบให้มีการจัดตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเพื่อพิจารณาดำเนินการต่อไป โดยให้รับข้อสังเกตของที่ประชุมประกอบการพิจารณาด้วย ดังนี้ (1) การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ต้องมีการเตรียมการหลายปี เพื่อความมั่นคงจึงต้องวางแผนรองรับในระยะยาว โครงการที่ได้รับการคัดเลือกทั้ง 4 โครงการ จึงได้บรรจุไว้ในแผน PDP ดังนั้น ในการ

พิจารณาแก้ไขปัญหากรณีโรงไฟฟ้าบางคล้าควรพิจารณาถึงระดับกำลังการผลิตสำรองของระบบตามแผน PDP ด้วย (2) ปัญหาของโครงการโรงไฟฟ้า บางคล้า มาจากข้อเรียกร้องจากประชาชนในพื้นที่ อย่างไรก็ตาม โครงการ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกทั้ง 4 โครงการ ผ่านการคัดเลือกด้วยวิธีประมูลแข่งขันภายใต้หลักเกณฑ์และเงื่อนไขเดียวกัน และเป็นหลักเกณฑ์ที่มีการประกาศให้ผู้สนใจทราบโดยทั่วกัน ดังนั้น การแก้ไขปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าบางคล้าควรพิจารณาอย่างรอบด้าน และพิจารณาในหลายแนวทาง รวมทั้งจะต้องพิจารณาประเด็นทางด้านกฎหมายอย่างถี่ถ้วนด้วย

2. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) ได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาแนวทางการดำเนินการแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางคล้า (คณะอนุกรรมการฯ) โดยมีอำนาจหน้าที่ในการพิจารณาระเบียบ ขั้นตอน วิธีการ และอำนาจหน้าที่ของหน่วยงาน/องค์กร ตลอดจนประเด็นกฎหมายที่เกี่ยวข้องในการพิจารณาแนวทางการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ศึกษา วิเคราะห์ เสนอแนะแนวทางการดำเนินการแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้า พร้อมความเห็นและข้อเสนอแนะในแต่ละแนวทางเสนอ กบง. เป็นระยะ ก่อนเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบต่อไป โดยมีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน อนุกรรมการประกอบด้วยผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักบริหารหนี้สาธารณะ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) สำนักงานอัยการสูงสุด และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา โดยมีผู้แทน สนพ. และผู้แทนสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน (สป.พน.) เป็นฝ่ายเลขานุการ

3. คณะอนุกรรมการฯ ได้มีการประชุมทั้งสิ้น 4 ครั้ง เพื่อพิจารณาในประเด็นด้านกฎหมาย และ ได้แต่งตั้งคณะทำงานศึกษาความเป็นไปได้ข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้า เพื่อศึกษาความเป็นไปได้เรื่องข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้า โดยคณะทำงานฯ ได้จัดประชุม 3 ครั้ง และสำรวจพื้นที่ที่บริษัทฯ เสนอ จนได้ข้อยุติสำคัญ 2 ประเด็น ที่เห็นควรรายงานที่ประชุม กพช. ดังนี้

3.1 คณะอนุกรรมการฯ ได้มีมติเห็นควรให้หารือสำนักงานอัยการสูงสุด เกี่ยวกับการดำเนินงานตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ.และบริษัท สยาม เอ็นเนอยี่ จำกัด โดยประธานอนุกรรมการฯ ได้มีหนังสือถึงสำนักงานอัยการสูงสุด เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2553 และอัยการสูงสุดได้มีหนังสือแจ้งผลการพิจารณาข้อหารือเมื่อวัน 6 พฤษภาคม 2553 มีสาระสำคัญดังนี้

(1) ประเด็นขอหารือ ประกอบด้วย (1) ภาครัฐสามารถให้บริษัทย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าหรือสามารถยกเลิกโครงการดังกล่าวได้หรือไม่อย่างไร หากสามารถกระทำได้ รัฐจะต้องชดใช้ค่าเสียหายให้บริษัทหรือไม่ประการใด และ (2) หากคู่สัญญาไม่สามารถดำเนินโครงการได้อันเนื่องมาจากเงื่อนไขตามข้อตกลงจะมีผลอย่างไรต่อรัฐและคู่สัญญา

(2) ผลการพิจารณาของสำนักงานอัยการสูงสุด สรุปว่าหากเป็นที่แน่ชัดว่าการทำ การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment : EIA) ไม่สามารถที่จะได้รับความเห็นชอบภายในระยะเวลาสิ้นสุดข้างต้น เนื่องจากการคัดค้าน

ของประชาชนยังคงดำรงอยู่ต่อไป จนไม่สามารถเข้าพื้นที่ได้และรัฐไม่สามารถสนับสนุนและอำนวยความสะดวกแก่คู่สัญญาให้การเข้าไปดำเนินการ EIA กระทำได้โดยปกติ จึงอาจถือได้ว่าเป็นเหตุสุดวิสัยตามนัยของ THE AGREEMENT ข้อ 1 ประกอบกับสัญญา PPA ข้อ 14.1.1 กระทรวงพลังงานควรร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) พิจารณาแนวทางการเจรจากับบริษัทฯ บนพื้นฐานของความสุจริต (Bona Fide) เพื่อแก้ไขปัญหาให้เป็นที่พอใจและยอมรับกันทั้งสองฝ่ายตามที่กำหนดไว้ใน THE AGREEMENT ข้อ 1 อย่างเป็นธรรมเพื่อให้โครงการดำเนินการต่อไปได้ รวมทั้งการเจรจาเปลี่ยนระยะเวลาจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ การย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า การเจรจาค่าไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสถานการณ์และต้นทุนที่เปลี่ยนไป ทั้งนี้ ควรคำนึงถึงนโยบายเปิดเสรีด้านพลังงานของรัฐบาลและการกระตุ้นเศรษฐกิจและการลงทุนของภาคเอกชนประกอบด้วย

(3) คณะอนุกรรมการฯ พิจารณาผลการพิจารณาข้อหารือของอัยการสูงสุดแล้วเห็นว่าการคัดค้านจากผู้ชุมนุมจนไม่สามารถเข้าพื้นที่ได้ และหากรัฐไม่สามารถสนับสนุนและอำนวยความสะดวกแก่คู่สัญญาให้การเข้าไปดำเนินการ EIA กระทำได้โดยปกติอาจถือได้ว่าเป็นเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) จึงมีมติเห็นชอบให้แต่งตั้งคณะทำงานเพื่อพิจารณา 2 เรื่องสำคัญ คือ ศึกษาความเป็นไปได้ของข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าในรายละเอียด พร้อมทั้งพิจารณาราคารับซื้อไฟฟ้าด้วย และจัดทำผลการศึกษาความเป็นไปได้การย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าเสนอต่อคณะอนุกรรมการฯ ทั้งนี้ ในส่วนของการพิจารณาราคารับซื้อไฟฟ้าให้เสนอคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ให้ความเห็นประกอบการพิจารณาของ กพช. โดยในการดำเนินงานให้คณะทำงานที่แต่งตั้งขึ้น และรับข้อสังเกตจากที่ประชุมไปประกอบการพิจารณาจัดทำรายละเอียดเสนอ กพช. ต่อไป โดยเฉพาะในประเด็นผลการพิจารณาของอัยการสูงสุด ซึ่งให้ความเห็นไว้ว่าอาจเป็นเหตุสุดวิสัย **ดังนั้นจึงไม่ใช่เหตุสุดวิสัยอันเนื่องมาจากรัฐ รัฐจึงไม่จำเป็นต้องชดเชยค่าเสียหาย**

3.2 คณะทำงานศึกษาความเป็นไปได้ข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้า ซึ่งมีอธิบดีกรมธุรกิจพลังงานเป็นประธาน คณะทำงานประกอบด้วยรองอธิบดีกรมธุรกิจพลังงาน ผู้แทน กฟผ. และผู้แทน สกพ. โดยมีผู้แทน สนพ. สป.พน. และ กฟผ. เป็นฝ่ายเลขานุการ ศึกษาความเป็นไปได้ข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้า ได้จัดประชุม 3 ครั้ง และสำรวจพื้นที่ที่บริษัทฯ เสนอ และจัดทำผลการศึกษา โดยมีข้อสรุปสำคัญ 5 ประการ ดังนี้

3.2.1 พื้นที่ตั้งใหม่ที่เสนอโดยบริษัทฯ

(1) การพิจารณาพื้นที่ทางเลือก บริษัทฯ ได้สำรวจและศึกษาพื้นที่ทางเลือกใหม่ 6 แห่ง โดยเปรียบเทียบความเหมาะสมจากปัจจัยที่สำคัญ 3 ด้าน คือ 1) ด้านเทคนิค : ระยะห่างแนวท่อก๊าซ แหล่งน้ำ และสายส่ง 2) ด้านกฎหมาย : ความสอดคล้องกับการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายผังเมือง และ 3) ด้านการยอมรับชุมชน : การยอมรับของชุมชน และผลกระทบต่อการประกอบอาชีพ โดยบริษัทฯ พิจารณาแล้วเห็นว่าพื้นที่ทั้ง 6 ทางเลือก มีความเป็นไปได้ทางเทคนิค แต่ในด้านกฎหมายและมวลชนมีความแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ สรุปพื้นที่ 6 ทางเลือก คือ (1) พรหมบุรี

อินดัสเตรียล คอมเพล็กซ์ อ. พรหมบุรี จ.สิงห์บุรี (2) นิคมอุตสาหกรรมแก่งคอย อ. แก่งคอย จ.สระบุรี (3) พื้นที่ใกล้โรงไฟฟ้าแก่งคอย 2 (โครงการแก่งคอย 3) อ.แก่งคอย จ.สระบุรี (4) นิคมอุตสาหกรรม เหมราช อีสเทิร์น ซีบอร์ด อ.ปลวกแดง จ. ระยอง (5) นิคมอุตสาหกรรมเกตเวย์ ซิตี้ อ.แปลงยาว จ.ฉะเชิงเทรา และ (6) สวนอุตสาหกรรมโรจนะ อ.อุทัย จ.อยุธยา

(2) ข้อเสนอบริษัทฯ เลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ สวนอุตสาหกรรมโรจนะ อ. อุทัย จ.อยุธยา ซึ่งมีความเหมาะสมทั้งด้านเทคนิค มีต้นทุนที่รับได้ และตั้งอยู่ในสวนอุตสาหกรรมคาดว่าจะไม่มีปัญหาด้านชุมชน และกำหนดกรอบการดำเนินการว่าหากลงนาม PPA ฉบับแก้ไขได้ภายในช่วงเดือนมิถุนายน - กรกฎาคม 2553 จะสามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้า และโรงแรกจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ภายในกลางปี 2558

3.2.2 อัตราค่าไฟฟ้าที่ขอปรับเพิ่ม การพิจารณาข้อเสนอค่าไฟฟ้าของบริษัทฯ มีหลักการที่สำคัญ คือ เป็นราคาที่เป็นธรรมกับประชาชน โดยจะไม่มีการชดเชยค่าเสียหายจากการดำเนินการในที่ตั้งเดิมผลตอบแทนโครงการของที่ตั้งใหม่ไม่สูงกว่าที่ตั้งเดิม และค่าไฟฟ้ารวมไม่สูงกว่าโรงไฟฟ้าประเภทเดียวกันของผู้ประมูลในลำดับถัดไปในการประมูลรอบเดียวกัน

สรุปอัตราค่าไฟฟ้าที่บริษัทฯ ขอปรับเพิ่มหลังจากเจรจาต่อรองโดย กฟผ. 0.0949 บาท/หน่วย โดยมีสาเหตุจากต้นทุนที่เพิ่มขึ้น แบ่งเป็นสองส่วน (1) การพิจารณาต้นทุนเพิ่มจากการเลื่อน COD 0.0538 บาทต่อหน่วย (2) การพิจารณาต้นทุนเพิ่มจากการย้ายสถานที่ตั้งโครงการ 0.0411 บาทต่อหน่วย (3) ต้นทุนบำรุงรักษาคงที่และแปรผัน 0.0034 บาท/หน่วย รายละเอียดอัตราค่าไฟฟ้าที่บริษัทฯ เสนอขอปรับเพิ่ม สรุปดังนี้

	อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
1. Availability Payment 1 (AP1)	0.3240
2. Availability Payment 2 (AP2)	0.0426
3. Variable Operation & Maintenance Cost (VOM)	0.0202
4. AP1+AP2+VOM	**0.3868**
5. ค่าเชื้อเพลิง	2.2280
6. Total (4+5)	**2.6148**
7. ระบบส่งเชื่อมโยง	0.0138
8. ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (= 6+7)	**2.6286**
9. บริษัทฯ ขอเพิ่ม	**0.0949**
10. AP2+VOM เพิ่มตาม CPI เมื่อ COD เลื่อนตามสูตรในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	**0.0034**
11. ค่าไฟฟ้ารวมใหม่ (= 8+9+10)	**2.7269**

หมายเหตุ : ค่าระบบส่งเชื่อมโยงในตารางข้อ 7 จะมีการเปลี่ยนแปลงตามสถานที่ตั้งใหม่ด้วย ซึ่งมีค่า
ไม่สูงกว่าเดิม (กฟผ. อยู่ระหว่างการประเมิน)

ค่าไฟฟ้าใหม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม (เมื่อรวมผลของการเพิ่มของ AP2 และ VOM) รวมเป็น 0.0983 บาท/หน่วย

3.2.3 การแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เห็นควรให้การแก้ไขเปลี่ยนแปลงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในประเด็นสำคัญ คือ (1) ปรับวันสำคัญต่างๆ (Critical Dates) และกำหนดวันดำเนินการต่างๆ ของโครงการ (Milestones) ให้สอดคล้องกับกำหนด SCOD ใหม่ (2) ข้อมูลด้านเทคนิคต่างๆ (3) ปรับปรุงตารางอัตราค่าไฟฟ้าตามผลการพิจารณา และ (4) เลื่อนกำหนดวันก่อสร้างระบบส่งแล้วเสร็จ (Scheduled Energizing Date: SED)

3.2.4 การก่อสร้างระบบส่งเชื่อมโยงระหว่าง สฟ. ของโรงไฟฟ้าใหม่และ สฟ. ภาชี 2 กฟผ. จะต้องปรับเปลี่ยนแผนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าในสถานที่โดยจะใช้งบประมาณเดิมที่ ครม.อนุมัติไว้เดิม (ครม.ได้อนุมัติค่าก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าบางคล้าที่สถานที่เดิมจำนวน 1,702 ล้านบาท) ซึ่งเพียงพอสำหรับการก่อสร้างระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในสถานที่ใหม่ โดยมีรายละเอียด ดังนี้ (1) ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี โรงไฟฟ้าใหม่ (สวนอุตสาหกรรรม โรจนะ) - ภาชี 2 วงจรคู่ ขนาดสาย 4x795 MCM ACSR ต่อเฟส ระยะทาง 15 กม. พร้อมติดตั้ง Fiber Optic บนสาย Overhead Ground Wire (2) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 เควี ภาชี 2 สำหรับสายส่ง 500 เควี จากโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 วงจร (3) เพิ่มเติมระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง

3.2.5 คณะอนุกรรมการฯ มีความเห็นเพิ่มเติม 3 ประเด็นสำคัญ คือ

(1) ด้านสิ่งแวดล้อม : มีความเห็นว่าให้บริษัทฯ พิจารณาผลกระทบเพิ่มเติม โดยประเมินคุณภาพอากาศในบรรยากาศจาก Emission Loading โรงไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้าใกล้เคียงเพื่อให้มั่นใจว่าผลกระทบสะสมในบริเวณดังกล่าวไม่ทำให้คุณภาพอากาศในบรรยากาศเกิดค่ามาตรฐานและกระทบต่อคุณภาพชีวิตประชาชน ตลอดจน พิจารณาดำเนินการตามมาตรา 67 วรรค 2 หากโครงการนี้เข้าข่ายโครงการที่มีผลกระทบรุนแรง

(2) การยอมรับของประชาชนในพื้นที่ ตามที่ บริษัทฯ แจ้งว่าการทำ EIA สวนอุตสาหกรรมโรจนะอยุธยาส่วนขยายระยะที่ 6 มีรับฟังความคิดเห็นกับหน่วยงานราชการส่วนภูมิภาค ส่วนท้องถิ่นและผู้นำชุมชน และสำรวจความคิดเห็นประชาชน พบว่า ความคิดเห็นต่อมาตรการป้องกันและแก้ไขโดยส่วนใหญ่มีความพึงพอใจ และประชาชนส่วนใหญ่เห็นด้วยกับการดำเนินโครงการนั้น คณะอนุกรรมการฯ เห็นว่า บริษัทฯ ควรต้องมีการวิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้นว่าในบางคล้าด้วย และกำหนดแนวทางเพื่อปรับปรุงแก้ไขให้ตรงสาเหตุเพื่อให้เกิดความเข้าใจและเข้าถึงชุมชนในพื้นที่แห่งใหม่ได้อย่างแท้จริง

(3) กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ควรพิจารณาประเด็นเรื่องระยะเวลาในการจัดทำรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการรุนแรงการก่อสร้างโครงข่ายท่อก๊าซฯ และ สายส่ง ตลอดจนโรงไฟฟ้า ซึ่งอาจส่งผลให้การดำเนินการ COD ไม่เป็นไปตามแผนที่กำหนด ควรพิจารณาปรับปรุงกรอบการดำเนินโครงการให้เป็นไปอย่างเหมาะสมสอดคล้องข้อเท็จจริง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัท สยามเอ็นเนอยี่ จำกัด โดยการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าใหม่ ตามกรอบแนวทางที่สำนักงานอัยการสูงสุดให้ความเห็นไว้ว่าการคัดค้านจาก ผู้ชุมนุมจนไม่สามารถเข้าพื้นที่ได้และหากรัฐไม่สามารถสนับสนุนและอำนวยความสะดวกแก่คู่สัญญาให้การเข้าไปดำเนินการ EIA กระทำได้โดยปกติ อาจถือได้ว่าเป็นเหตุสุดวิสัย (Force Majeure)
2. เห็นชอบการพิจารณาข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้า ตามข้อ 3.2 ทั้งนี้ ในการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้ส่งให้สำนักงานอัยการสูงสุดตรวจสอบก่อนพิจารณาลงนามตามขั้นตอน ต่อไป
3. เห็นควรให้ กกพ. กำกับให้ กฟผ. และบริษัทฯ ปรับปรุงและลงนามแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้แล้วเสร็จทันกำหนดเวลาดำเนินงานตามขั้นตอน รวมทั้งรับข้อสังเกตด้านสังคม สิ่งแวดล้อม และมวลชนตามข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้าไปกำกับการดำเนินงานอย่างใกล้ชิด

เรื่องที่ 5 <u>มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบให้มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยกำหนดส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ) จากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี ทั้งนี้ ให้คำนึงถึงภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนด้วย

2. เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ VSPP โดยกำหนดระยะเวลาสนับสนุน 7 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา และกำหนดส่วนเพิ่มฯ แยกตามประเภทเชื้อเพลิงดังนี้ (1) พลังงานแสงอาทิตย์ 8 บาทต่อหน่วย (2) พลังงานลม และขยะ 2.50 บาทต่อหน่วย (3) พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 กิโลวัตต์) 0.40 บาทต่อหน่วย พลังน้ำขนาดเล็กมาก (ต่ำกว่า 50 กิโลวัตต์) 0.80 บาทต่อหน่วย (4) ชีวมวล 0.30 บาทต่อ

หน่วย โดยให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอภายในปี 2551 และต่อมาเมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2550 กพช. มีมติเห็นชอบให้สนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงด้วยในอัตรา 0.30 บาทต่อหน่วย

3. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 กพช. ได้มีมติเห็นชอบ ตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2550 เรื่องแนวทางการกำหนดส่วนเพิ่มฯ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ SPP โดย (1) กำหนดส่วนเพิ่มฯ ในอัตราคงที่สำหรับขยะและพลังงานลม 2.50 บาทต่อหน่วย และพลังงานแสงอาทิตย์ 8 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 7 ปี และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ 100, 115 และ 15 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (2) พลังงานหมุนเวียนอื่น ให้ใช้วิธีประมูลแข่งขัน กำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ สูงสุด 0.30 บาทต่อหน่วย และกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ 300 เมกะวัตต์

4. เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มฯ พิเศษสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส อีก 1 บาทต่อหน่วย สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ พลังน้ำขนาดเล็ก พลังน้ำขนาดเล็กมาก และขยะ สำหรับพลังงานลมและแสงอาทิตย์เพิ่มอีก 1.50 บาทต่อหน่วย และต่อมา กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 เห็นชอบการกำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่ให้เพิ่มเติมพิเศษ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ดังกล่าว ให้รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้าเดิมที่ตั้งอยู่ใน 3 จังหวัดดังกล่าวด้วย

5. ภายหลังการออกมาตรการให้ส่วนเพิ่มฯ สำหรับโครงการ SPP และ VSPP ปรากฏว่ายังไม่มีโครงการพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์เสนอขายไฟฟ้า ซึ่งจากการศึกษาของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ). ได้วิเคราะห์ต้นทุน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่าการส่งเสริมสำหรับพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ยังไม่คุ้มค่าการลงทุน ควรมีการปรับส่วนเพิ่มฯ ขึ้น และขยายระยะเวลาการสนับสนุน กพช.จึงมีมติเมื่อวันที่ 16 พฤศจิกายน 2550 เห็นชอบให้ปรับปรุงส่วนเพิ่มฯ สำหรับ SPP พลังงานลม เป็น 3.50 บาทต่อหน่วย และขยายระยะเวลาสนับสนุนสำหรับพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์จาก 7 ปี เป็น 10 ปี นับจากวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (สำหรับโครงการใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ยังคงได้รับส่วนเพิ่มในอัตราพิเศษตามมติ กพช. วันที่ 4 มิถุนายน 2550)

6. เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2552 กพช. ได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ.2551 - 2565) โดยมีการกำหนดเป้าหมายของแต่ละเชื้อเพลิงในแต่ละช่วงปี ทั้งนี้ ในส่วนของศักยภาพและเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานทดแทนเมื่อใช้ผลิตไฟฟ้ากำหนดปริมาณไฟฟ้า ณ ปี 2565 เท่ากับ 5,608 เมกะวัตต์ และต่อมาเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 กพช. ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยยกเลิกเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP พลังงานหมุนเวียนเดิม และกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อใหม่ตามระเบียบ SPP และ VSPP โดยกำหนดส่วนเพิ่มฯ ในแต่ละปีให้สอดคล้องกับเป้าหมายในแผนฯ 15 ปี และมีการปรับปรุงมาตรการส่งเสริม ดังนี้ (1)

ปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มฯ เพิ่มขึ้น สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (2) กำหนดส่วนเพิ่มฯ ที่สอดคล้องกับขนาดกำลังการผลิตมากขึ้น (3) ยังคงอัตราส่วนเพิ่มฯ และระยะสนับสนุนโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ไว้เหมือนเดิม (4) ให้มีการวางหลักค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าสำหรับผู้ประกอบการที่ต้องการรับส่วนเพิ่มฯ ที่เหมาะสมกับขนาดโครงการ ซึ่งจากการวิเคราะห์ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าผ่านค่า F_t ตามประมาณการปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อที่จะขอรับส่วนเพิ่มฯ ใหม่ตามแผน 15 ปี จะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าผ่านค่า F_tเฉลี่ยทุกประเภทเชื้อเพลิงประมาณ 8 สตางค์ต่อหน่วย ภายในปี 2565

7. คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ได้เห็นชอบมติ กพช. เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 โดยในส่วนของการกำหนดเป้าหมายปริมาณการรับซื้อใหม่โดยกำหนดส่วนเพิ่มฯ ในแต่ละปีให้สอดคล้องกับเป้าหมายในแผนฯ 15 ปี การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้า ให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณเป้าหมายที่กำหนดได้เท่าที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อค่า Ft ต่อมาวันที่ 24 สิงหาคม 2552 กพช. ได้มีมติเห็นชอบให้ปริมาณพลังไฟฟ้าตามแผนฯ 15 ปี เป็นเป้าหมายขั้นต่ำในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยให้ กกพ. กำกับดูแลการไฟฟ้าในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า ตามขั้นตอนของประกาศและระเบียบที่กำหนด ทั้งนี้ หากปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อมีผลกระทบต่อค่า Ft อย่างมีนัยสำคัญ ให้ กกพ. เสนอผลการวิเคราะห์พร้อมข้อเสนอให้ กพช. พิจารณาต่อไป

8. เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 กพช. ได้มีมติเห็นควรให้ สนพ. ศึกษาทบทวนอัตราส่วนเพิ่มฯ ให้สอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น และนำเสนอต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

9. สรุปผลการวิเคราะห์ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อและภาระต่อค่าไฟฟ้าของประชาชนจากการกำหนดมาตรการส่วนเพิ่มฯ

9.1 ณ เดือนพฤษภาคม 2553 มีปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งสิ้น 7,827.07 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่จ่ายเข้าระบบแล้ว 723.31 เมกะวัตต์ อยู่ระหว่างดำเนินการ 7,103.77 เมกะวัตต์ และปริมาณพลังไฟฟ้าจากโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ขอส่วนเพิ่มฯ หากจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ทั้งหมด สูงกว่าเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปี ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ที่เกินกว่าเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปี ประมาณ 5 เท่า ที่เหลือจะเป็นส่วนเกินที่มาจากพลังงานลม ขยะ และก๊าซชีวภาพ ตามลำดับ ทั้งนี้ ปริมาณพลังไฟฟ้าจากโครงการพลังน้ำ และชีวมวล ยังต่ำกว่าเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปีมาก

9.2 การวิเคราะห์ผลกระทบต่อค่า Ft ตามมาตรการอัตรา Adder ปัจจุบัน

(1) ประเมินจำนวนเงินสนับสนุนสำหรับพลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการให้ส่วนเพิ่มฯ และอ้างอิงปริมาณตามเป้าหมายแผนฯ 15 ปี จะต้องใช้เงินสนับสนุนในช่วงปี 2551-2565 รวมทั้งสิ้น 268,450 ล้านบาท โดยหากวิเคราะห์ผลกระทบต่อค่า Ft โดยเทียบจากหน่วยการใช้ไฟฟ้าจากการประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP

2007 การส่งเสริมในปริมาณตามแผนฯ 15 ปี จะมีผลกระทบต่อค่า Ft อยู่ระหว่าง 0.0698-0.0830 บาทต่อหน่วย และหากเทียบจากหน่วยการใช้ไฟฟ้าจากการประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 จะมีผลกระทบเฉลี่ยต่อค่า Ft อยู่ระหว่าง 0.075 - 0.104 บาทต่อหน่วย

(2) หากวิเคราะห์ผลกระทบต่อค่า Ft ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เสนอขายในปัจจุบัน ซึ่งสูงกว่าเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปี อยู่ 2,223.07 เมกะวัตต์ จะส่งผลกระทบต่อค่า Ft อย่างมีนัยสำคัญ กล่าวคือ จะมีผลกระทบเฉลี่ยต่อค่า Ft อยู่ระหว่าง 0.059 - 0.201 บาทต่อหน่วย โดยผลกระทบต่อค่า Ft สูงสุดจะเกิดขึ้นในช่วงปี 2555-2559 ซึ่งมีกำหนดการขายไฟฟ้าเข้าระบบมากที่สุด

ทั้งนี้ จากข้อมูลสถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP พลังงานหมุนเวียน ณ เมษายน 2553 พบว่า พลังงานหมุนเวียนที่เสนอขายเข้าสู่ระบบในระหว่างปี 2553-2568 จำเป็นต้องใช้เงินสนับสนุนผ่านกลไกอัตราส่วนเพิ่มฯ ทั้งสิ้น 400,604 ล้านบาท โดยเป็นผลจากการสนับสนุนโครงการพลังงานแสงอาทิตย์เป็นส่วนมาก ทั้งนี้ หากแจกแจงแหล่งที่มาของการสนับสนุนซึ่งส่งผลกระทบ Ft จะพบว่า ส่วนใหญ่เป็นการสนับสนุนโครงการ VSPP ที่ขายไฟฟ้าให้กับ กฟภ.

(3) เมื่อพิจารณาสัดส่วนเงินที่สนับสนุนตามอัตราส่วนเพิ่มฯ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ได้ พบว่าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นโครงการที่มีความสามารถผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในระหว่างปี 2553-2568 ประมาณ 48,411 ล้านหน่วย คิดเป็นร้อยละ 16 ของพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด แต่จะต้องใช้เงินสนับสนุนผ่านกลไกอัตราส่วนเพิ่มฯ ประมาณ 289,932 ล้านบาท หรือคิดเป็น ร้อยละ 72 ของเงินสนับสนุนทั้งหมด เนื่องจากอัตราส่วนเพิ่มฯ สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่นค่อนข้างมาก ในการส่งเสริมจึงจำเป็นต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าจากการให้เงินสนับสนุนสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อเปรียบเทียบกับเงินสนับสนุนที่ให้กับเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ ด้วย

10. จากการวิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขายจากโครงการแสงอาทิตย์และพลังงานลมจำนวนมาก มีเหตุปัจจัยดังนี้

10.1 อัตรา Adder : จากการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและผลตอบแทนการลงทุน (IRR) โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมตามอัตราส่วนเพิ่มฯ ปัจจุบัน พบว่าผู้ประกอบการโครงการพลังงานแสงอาทิตย์จะได้รับ IRR สำหรับเทคโนโลยี Thermal 16.8 % และ 13.9% สำหรับเทคโนโลยี PV ขนาดใหญ่ ส่วนโครงการพลังงานลมขนาดใหญ่จะได้รับ IRR 9.5%

(1) การกำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลมที่ใช้อยู่ปัจจุบันจัดทำบนข้อมูลต้นทุนการดำเนินโครงการในอดีต ซึ่งสูงกว่าราคาต้นทุนในปัจจุบันค่อนข้างมาก โดยเฉพาะค่าเครื่องมือและอุปกรณ์หลักที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ต้นทุนในการพัฒนาโครงการในปัจจุบันลดต่ำลง ขณะที่เงินทุนสนับสนุนอยู่ในอัตราเดิม จึงทำให้ผลตอบแทนโครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์อยู่ในเกณฑ์ที่สูง

นอกจากนี้ โครงการดังกล่าวยังสามารถรับการส่งเสริมในรูปแบบอื่นด้วย เช่น การขาย Carbon credit ซึ่งจะทำให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงขึ้นเป็น 17.80% สำหรับเทคโนโลยี Thermal และ 15.10% สำหรับ PV ขนาดใหญ่ และ 10.90% สำหรับพลังงานลมขนาดใหญ่

(2) การส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์โดยกำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ เท่ากันทุกขนาดและเทคโนโลยี จากการวิเคราะห์ลักษณะโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ยื่นข้อเสนอในปัจจุบัน ส่วนใหญ่จึงเป็นโครงการขนาดใหญ่ เนื่องจากโครงการขนาดเล็กและขนาดกลางในลักษณะการติดตั้งบนหลังคาบ้าน หรืออาคารพาณิชย์ ยังไม่คุ้มทุน โดยมีปัจจัยจากอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่ยังไม่เหมาะสมกับขนาดการลงทุน และวิธีการคิดค่าไฟฟ้าแบบหักลบหน่วย (Net Energy) ไม่เหมาะกับการผลิตไฟฟ้าและจ่ายไฟ ณ จุดใช้งาน

(3) เพื่อเป็นการส่งเสริมให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การส่งเสริมโครงการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านและอาคารพาณิชย์ จะช่วยลดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (Loss) ในระบบ เพราะมีการผลิตและใช้ ณ จุดที่ติดตั้งระบบ รวมทั้ง ไม่ต้องใช้พื้นที่จำนวนมาก ไม่เป็นการสูญเสียพื้นที่เพื่อการเกษตรและการปศุสัตว์ จึงควรให้การส่งเสริมในอัตราและรูปแบบสนับสนุนที่เหมาะสมสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์

10.2 ปัจจัยอื่นที่มีผลต่อปริมาณการยื่นข้อเสนอและผลตอบแทนการลงทุน

(1) พลังงานแสงอาทิตย์ : การกำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่เท่ากันทุกเทคโนโลยีในขณะที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแตกต่างกัน และค่าไฟฟ้าฐานที่โครงการได้รับจะแตกต่างกันตามช่วงเวลา คือ ช่วง Peak 9.00-22.00 น. วันจันทร์-ศุกร์ และช่วง off-peak 22.00-9.00 น. วันจันทร์-ศุกร์ วันเสาร์-อาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์ทั้งวัน ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าช่วง Peak กับ Off-Peak 60:40 ทำให้โครงการได้ประโยชน์จากอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่สูง และค่าไฟฟ้าฐานในช่วง Peak ซึ่งสูงกว่า Off-peak

(2) พลังงานลม : ผู้ลงทุนมีการทำการศึกษาความเป็นไปได้โครงการอย่างละเอียดและสามารถหาพื้นที่ที่มีศักยภาพความเร็วลมสูงกว่าค่าเกณฑ์เฉลี่ยที่ พพ. เคยศึกษาศักยภาพไว้ ทำให้ได้ผลตอบแทนการลงทุนที่สูงขึ้น จึงทำให้มีการลงทุนมากกว่าเป้าหมายที่วางไว้ อย่างไรก็ตาม พื้นที่ที่มีศักยภาพสูงนั้น มีพื้นที่จำกัด ตลอดจนหลายพื้นที่ที่มีศักยภาพยังมีข้อจำกัดด้านสถานที่ตั้ง เนื่องจากพื้นที่ดังกล่าวเป็นพื้นที่ป่าอนุรักษ์หรือพื้นที่ลุ่มน้ำเป็นส่วนใหญ่ ซึ่งต้องใช้เวลาในการดำเนินการ เพื่อขอใช้พื้นที่ตามระเบียบของหน่วยงานที่กำกับดูแลอยู่

10.3 มาตรการการส่งเสริมในรูปแบบอัตราส่วนเพิ่มฯ เป็นการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยที่ให้เพิ่มจากอัตราค่าไฟฟ้าฐานตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้ารวมกับค่า Ft โดยฝ่ายนโยบายเป็นผู้กำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่เหมาะสมในแต่ละเทคโนโลยีเพื่อจูงใจการลงทุนจากภาคเอกชน ในกลุ่มประเทศ European Union เรียกว่า

ลักษณะการให้ส่วนเพิ่มนี้ว่า premium tariff หรือ bonus ซึ่งมีใช้ใน 5 ประเทศ ได้แก่ สเปน สหพันธ์สาธารณรัฐเชค สโลเวเนีย เนเธอร์แลนด์ และเดนมาร์ก

ทั้งนี้ ภาระจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการส่วนเพิ่มฯ จะส่งผลทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น ในขณะเดียวกันค่าไฟฟ้าที่ผู้ประกอบการได้รับจะรวมค่า Ft ด้วย ทำให้ภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทั้งสองทาง ทางเลือกหนึ่งของมาตรการส่งเสริมที่มีการใช้อย่างแพร่หลายในหลายประเทศ คือ รูปแบบ Feed-in tariffs ซึ่งเป็นอัตราค่าไฟฟ้ารวมต่อหน่วยที่สอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละเทคโนโลยี มาตรการ Feed-in tariffs เป็นมาตรการที่ใช้ในกลุ่มประเทศ European Union ทั้งหมด 15 ประเทศ

เมื่อเปรียบเทียบมาตรการทั้งสองประเภท จะพบว่าราคาขายไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับภายใต้มาตรการส่วนเพิ่มฯ สามารถเปลี่ยนแปลงตามค่าไฟฐานและค่า Ft ที่เปลี่ยนไป ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับภายใต้มาตรการ Feed-in tariffs จะคงที่ตลอดอายุโครงการ ซึ่งจากแนวโน้มของค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ที่เพิ่มขึ้น จึงทำให้ผู้ลงทุนจำนวนมากมีความสนใจลงทุนในระบบพลังงานหมุนเวียนภายใต้มาตรการส่วนเพิ่มฯ ด้วยเหตุนี้มาตรการ Feed-in tariffs จึงมีความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟมากกว่า กล่าวคือ ทำให้จำนวนเงินสนับสนุนไม่เพิ่มขึ้นตามค่าไฟฐานและค่า Ft ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอนาคต และภาระทางด้านเม็ดเงินที่จะใช้ในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนมีความชัดเจน นอกจากนี้ การที่อัตราค่า Feed-in tariffs ไม่ผูกติดกับราคาก๊าซธรรมชาติผ่านกลไก Ft ทำให้เป็นทางเลือกทางด้านพลังงานอย่างแท้จริง ดังนั้นการส่งเสริมในรูปแบบ Feed-in tariffs ควรสะท้อนต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน

10.4 จากการประเมินผลการดำเนินงานการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบและประกาศการให้ส่วนเพิ่มฯ ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง พบว่า

(1) ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่สอดคล้องกับปริมาณที่จะรับซื้อตามแผนฯ 15 ปี และมติ ครม. วันที่ 24 มีนาคม 2552 ซึ่งกำหนดให้การไฟฟ้ารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ในปริมาณที่เกินกว่าเป้าหมายได้เท่าที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อค่า Ft (8 สตางค์ต่อหน่วย ตามแผนฯ PDP 2007) ซึ่งจะเป็นภาระต่อประชาชน

(2) การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ VSPP โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ใช้เกณฑ์ด้านขีดจำกัดของวงจรในระบบจำหน่ายแต่ละวงจรเป็นหลัก โดยยังไม่ได้พิจารณาในภาพรวมด้านผลกระทบต่อความมั่งคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ หากปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ VSPP เพิ่มมากขึ้น จะทำให้มีปัญหาด้านความมั่นคงของระบบส่งของ กฟผ. ซึ่งจะทำให้มีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศได้ นอกจากนี้ ยังอาจมีภาระการลงทุนที่อาจเพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ด้วยเหตุนี้ จึงมีความจำเป็นต้องปรับปรุงเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าจากแต่ละโครงการพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้ได้ประโยชน์ในภาพรวมมากที่สุด นอกจากนี้ ปัจจุบัน กฟผ. ไม่มีบทบาทในการร่วมพิจารณาการเชื่อมโยงระบบของ VSPP กับระบบส่งไฟฟ้า ทำ

ให้ไม่สามารถประเมินผลกระทบต่อระบบโดยรวมของประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งผลกระทบเรื่องระบบการผลิตไฟฟ้าสำรอง ซึ่ง กฟผ. เป็นผู้วางแผนและลงทุนในอนาคต

(3) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP มีข้อจำกัด ทำให้การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไม่สนองต่อนโยบาย ได้แก่ (1) การไฟฟ้าทั้ง3แห่งมีหลักเกณฑ์ เงื่อนไขการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าที่ต่างกัน (2) การพิจารณารับซื้อเป็นการตรวจสอบความครบถ้วนของเอกสารและขีดจำกัดของแต่ละวงจรเป็นหลักมากกว่าพิจารณาความเป็นไปได้ของโครงการ (3) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าใช้กับทุกประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี และกำหนดอายุสัญญาไม่สอดคล้องกับอายุโครงการกล่าวคือ ระยะเวลาสนับสนุน 7-10 ปี แต่อายุโครงการยาว 20-25 ปี (4) มีหลักเกณฑ์ง่าย สะดวก มีความเสี่ยงน้อย มีผู้ซื้อแน่นอน และยังขาดความรัดกุมและข้อกำหนดการลงโทษในกรณีที่ผู้ลงทุนไม่สามารถเริ่มจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามวัน SCOD

11. ข้อเสนอต่อที่ประชุม กพช.เพื่อพิจารณา ดังนี้

11.1 เพื่อให้การประสานและติดตามการดำเนินงานกำกับการส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย เห็นควรให้มีการดำเนินงานโดยคณะอนุกรรมการฯ พิจารณาแต่งตั้งต่อไป โดยองค์ประกอบของคณะอนุกรรมการฯ ประกอบด้วยผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานอัยการสูงสุด การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และ สนพ. เป็นฝ่ายเลขานุการ โดยมีอำนาจหน้าที่ในการศึกษา วิเคราะห์ และเสนออัตราสนับสนุน ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า กรอบแนวทางการดำเนินงาน การส่งเสริมและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ให้เป็นไปตามมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย และสอดคล้องกับแผนฯ 15 ปี โดยพิจารณาถึงผลกระทบต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน ตลอดจนผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และความพร้อมของระบบไฟฟ้าของประเทศโดยรวม

11.2 มาตรการดำเนินการสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการส่วนเพิ่มฯ

(1) เห็นควรให้คณะอนุกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นกำหนดแนวทางและมาตรการพิจารณาคัดเลือกโครงการให้มีความเข้มงวดมากขึ้น และคัดกรองผู้ประกอบการที่มีความพร้อมอย่างแท้จริง รวมทั้งให้มีการพิจารณาด้านเทคนิคร่วมกันระหว่าง 3 การไฟฟ้า ซึ่งจาการหารือกับผู้แทนสำนักงานอัยการสูงสุด มีแนวทางการดำเนินการ ดังนี้

1) กรณีมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว - หากมีการกำหนดเงื่อนไขวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่ผู้ประกอบการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้ตามที่กำหนดไว้ อาจมีผลกระทบต่อการไฟฟ้าในด้านการปฏิบัติและวางแผนจัดหาไฟฟ้า ก็สามารถบอกเลิกสัญญาได้ อย่างไรก็ตาม เพื่อเป็นการผ่อนผันระยะหนึ่ง เช่นเดียวกับกรณีการใช้สิทธิ์ตามกฎหมายแพ่ง การไฟฟ้าในฐานะคู่สัญญา มีสิทธิ์

กำหนดระเวลาผ่อนผันที่เหมาะสม พร้อมทั้งกำหนดเงื่อนไขให้แสดงผลการดำเนินงาน หากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามข้อกำหนดการผ่อนผันก็มีสิทธิ์ยกเลิกสัญญา

2) กรณีได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว - ควรพิจารณาตามเงื่อนไขในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าซึ่งใช้เป็นหลักเกณฑ์การพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า แต่สามารถกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่การไฟฟ้าพิจารณาก่อนลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้

3) ยื่นคำร้องแล้วรอการพิจารณา - ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้ากำหนดหลักเกณฑ์ความครบถ้วนด้านเอกสารในการตอบรับซื้อไฟฟ้า แต่ในประกาศการให้ส่วนเพิ่มฯ ได้กำหนดหลักการพิจารณาผู้เสนอขอรับส่วนเพิ่มฯ ไว้แล้วว่าจะพิจารณาจากลำดับการยื่นข้อเสนอ และความพร้อมที่จะดำเนินการได้ตามแผนการดำเนินงานที่เสนอ รวมทั้งเอกสารหลักฐานที่ยื่นประกอบการพิจารณา ตลอดจนความสอดคล้องของวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบกับเป้าหมายในแผนฯ 15 ปี และผลกระทบต่อค่า Ft ดังนั้น การไฟฟ้าควรดำเนินการตามหลักการดังกล่าว

11.3 เห็นควรปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มฯ สำหรับผู้ประกอบการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ยังไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยกำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ใหม่ เป็น 6.50 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 10 ปีเช่นเดิม จะทำให้ IRR ของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้เทคโนโลยี PV ขนาดใหญ่ เท่ากับ 9.6% และ 12.8 % สำหรับเทคโนโลยี Thermal

ทั้งนี้ ผู้แทนสำนักงานอัยการสูงสุดได้เคยให้ความเห็นว่าการกำหนดมาตรการส่งเสริมใหม่ ควรใช้บังคับกับผู้ยื่นข้อเสนอรายใหม่เท่านั้น กรณีผู้ยื่นรายเก่าควรเจรจาเป็นรายๆ ไป ซึ่งกระทรวงพลังงานพิจารณาแล้ว เห็นว่าจากข้อมูลปริมาณไฟฟ้าเสนอขายจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเกินจากเป้าหมายมาก และผลกระทบต่อค่า Ft ที่จะเกิดขึ้นสูง รวมทั้ง ผลกระทบทางด้านเทคนิค หากยังคงใช้อัตราเดิมจะส่งผลต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนมาก จึงเห็นควรให้ปรับลดอัตราส่วนเพิ่มฯ สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ เป็น 6.50 บาทต่อหน่วย โดยคงระยะเวลาสนับสนุน 10 ปี เช่นเดิม ทั้งนี้ สำหรับผู้ประกอบการที่ยื่นคำร้องซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณา ให้ กกพ. กำกับให้ 3 การไฟฟ้าพิจารณารับซื้อไฟฟ้าตามอัตราใหม่ที่ กพช. เห็นชอบ โดยจะต้องไม่มีผลกระทบต่อค่า Ft และความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

12. มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff

12.1 เห็นควรให้ความเห็นชอบในหลักการปรับรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ Adder เป็นแบบ Feed-in Tariff โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน

12.2 เห็นควรให้คณะอนุกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นพิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์ พร้อมทั้งรายละเอียดการสนับสนุน และปริมาณที่จะส่งเสริม เพื่อเสนอ กพช. ต่อไป

12.3 มอบคณะอนุกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้ง หลักเกณฑ์แนวทางสนับสนุน และเสนอ กพช. ต่อไป

12.4 เห็นควรให้ความเห็นชอบในหลักการให้คณะอนุกรรมการฯทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ เพื่อให้นโยบายมีความยืดหยุ่น สามารถปรับได้ตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนไป เช่น สถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ สภาพเศรษฐกิจ ราคาอุปกรณ์ในตลาดโลก รวมถึงข้อตกลงระหว่างประเทศเรื่องพิธีสารเกียวโต

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางการประสานและติดตามการดำเนินการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เป็นไปตามนโยบาย โดยเห็นควรให้แต่งตั้งคณะกรรมการคณะหนึ่ง (คณะกรรมการฯ) ภายใต้ กพช. โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

- 1.1 องค์ประกอบของคณะกรรมการฯ ประกอบด้วยผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานอัยการสูงสุด การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และ สนพ. เป็นฝ่ายเลขานุการ
- 1.2 มีอำนาจหน้าที่ในการศึกษา วิเคราะห์ และเสนออัตราสนับสนุน ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า กรอบแนวทางการดำเนินงานการส่งเสริมและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ตามระเบียบและประกาศที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบ ทั้งนี้ เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย และสอดคล้องกับแผนฯ 15 ปี โดยพิจารณาถึงผลกระทบต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน ตลอดจนผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศโดยรวม และความพร้อมของระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.

2. เห็นชอบมาตรการการดำเนินการสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

เห็นควรให้หยุดการรับคำร้องขอขายไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ และมอบให้คณะกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นกำหนดแนวทาง และพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ตามระเบียบและประกาศที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบ รวมทั้งให้มีการพิจารณาด้านเทคนิคร่วมกันระหว่าง 3 การไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ ให้รับแนวทางที่ได้หารือกับผู้แทนสำนักงานอัยการสูงสุดไปประกอบการพิจารณาด้วย ดังนี้

- 2.1 กรณีมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว เห็นควรกำหนดอัตราส่วนเพิ่ม 8 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 10 ปี เช่นเดิม โดยในการพิจารณาดำเนินงานหากมีการกำหนดเงื่อนไขวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่ผู้ประกอบการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้ตามที่กำหนดไว้ อาจมี

ผลกระทบต่อการไฟฟ้าในด้านการปฏิบัติและวางแผนจัดหาไฟฟ้า ก็สามารถบอกเลิกสัญญาได้ โดยอาจพิจารณาให้การผ่อนผันที่เหมาะสมได้ระยะหนึ่ง พร้อมทั้งกำหนดเงื่อนไขให้แสดงผลการดำเนินงาน หากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามข้อกำหนดการผ่อนผันก็มีสิทธิ์ยกเลิกสัญญา

- 2.2 กรณีได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว เห็นควรกำหนดอัตราส่วนเพิ่ม 8 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 10 ปี เช่นเดิม โดยพิจารณาการดำเนินการตามเงื่อนไขในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าซึ่งใช้เป็นหลักเกณฑ์การพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า แต่สามารถกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่การไฟฟ้าพิจารณาก่อนลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้
- 2.3 กรณียื่นคำร้องขายไฟฟ้าแล้วรอการพิจารณา เห็นควรปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มฯ สำหรับผู้ประกอบการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ยื่นคำร้องขายไฟฟ้าแล้วแต่ยังไม่ได้รับการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า ณ วันที่ กพช. มีมติเห็นชอบ ในอัตรา 6.50 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 10 ปี โดยในการพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มนี้ให้เป็นไปตามหลักการพิจารณาผู้เสนอขอรับส่วนเพิ่มฯ ในประกาศของการไฟฟ้า ซึ่งกำหนดไว้แล้วว่าจะพิจารณาจากลำดับการยื่นข้อเสนอ และความพร้อมที่จะดำเนินการได้ตามแผนการดำเนินงานที่เสนอ รวมทั้งเอกสารหลักฐานที่ยื่นประกอบการพิจารณาตลอดจนความสอดคล้องของวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบกับเป้าหมายในแผนฯ 15 ปี และผลกระทบต่อค่า Ft

ทั้งนี้ มอบให้คณะกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นรับไปดำเนินการให้เป็นไปตามนโยบายตามข้อ 2 ต่อไป

3. เห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff ดังนี้

- 3.1 เห็นชอบในหลักการปรับรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ Adder เป็นแบบ Feed-in Tariff โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน
- 3.2 เห็นควรให้คณะกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นพิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์ พร้อมทั้งรายละเอียดการสนับสนุน และปริมาณที่จะส่งเสริม เพื่อเสนอ กพช. ต่อไป
- 3.3 มอบคณะกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้ง หลักเกณฑ์แนวทางสนับสนุน และเสนอ กพช. ต่อไป
- 3.4 เห็นชอบในหลักการให้คณะกรรมการฯ ทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ เพื่อให้นโยบายมีความยืดหยุ่น สามารถปรับได้ตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนไป เช่น สถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ สภาพเศรษฐกิจ ราคาอุปกรณ์ในตลาดโลก รวมถึงข้อตกลงระหว่างประเทศเรื่องพิธีสารเกียวโต

เรื่องที่ 6 <u>แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) จัดตั้งขึ้นตามมติคณะรัฐมนตรี และมติ กพช. เมื่อปี 2550 ต่อมา กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ได้เห็นชอบนโยบายการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ตลอดจน แนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านไปสู่กองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยสามารถสรุปแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านได้ ดังนี้

1.1 ให้ กฟผ. ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า ตั้งแต่ระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงิน (ระเบียบฯ) กองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ ทั้งนี้ ให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้า (คณะกรรมการฯ) บริหารงานต่อไปจนครบวาระไม่เกิน 2 ปี หลังจากนั้นควรบริจาคเงินและทรัพย์สินให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อนำกลับไปใช้ในท้องถิ่นนั้นๆ เหมือนเดิม

1.2 ให้ผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนที่พระราชบัญญัติฯ มีผลบังคับใช้ จ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยให้การไฟฟ้าสามารถปรับราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามค่าใช้จ่ายจริงของผู้รับใบอนุญาตฯ ที่ต้องจ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า

2. เนื่องจากมีคณะกรรมการฯ ครบวาระ 2 ปีก่อนวันที่ระเบียบฯ กองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ ดังนั้น กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2552 จึงเห็นชอบให้คณะกรรมการฯ ที่ครบวาระ 2 ปี ยังบริหารงานต่อไปได้จนกว่าจะมีการแต่งตั้งคณะกรรมการชุดใหม่ตามระเบียบฯ กองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยให้กระทรวงพลังงานหารือสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาในการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้า ที่คณะกรรมการฯ ครบวาระการดำรงตำแหน่งอีกครั้งหนึ่งก่อนดำเนินการต่อไป

3. การดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้าในปัจจุบัน สรุปได้ดังนี้

3.1 ปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ขึ้นไป จำนวน 119 โรงไฟฟ้า โดยมีการจัดตั้งกองทุนรอบโรงไฟฟ้าแล้วเสร็จจำนวน 73 กองทุน (101 โรงไฟฟ้า) ใน 37 จังหวัด และมีโรงไฟฟ้า 18 แห่ง ที่ไม่ได้จัดตั้งกองทุนรอบโรงไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้เก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้าผ่านค่า F_t ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2550- เมษายน 2553 ประมาณ 5,083 ล้านบาท และโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่จัดตั้งแล้วเสร็จประมาณ 4,500 ล้านบาท (ไม่รวมดอกเบี้ยและภาษีหัก ณ ที่จ่ายร้อยละ 1)คงเหลือเงินที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ประมาณ 583 ล้านบาท ทั้งนี้ สนพ. ได้ประสานให้ กฟผ. ชะลอการโอนเงินให้กองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่คณะกรรมการฯ ครบวาระ 2 ปี ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2553 เป็นต้นมา โดยขณะนี้

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาได้แจ้งผลการหารือแนวทางการโอนเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าให้กับคณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่ กพช. มีมติขยายระยะเวลาการดำรงตำแหน่งว่าไม่มีประเด็นปัญหาข้อกฎหมาย เนื่องจากเป็นการใช้อำนาจบริหารมาตั้งแต่ต้น

3.2 ในปี 2551 และ 2552 มีการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้าประมาณ 1,340 และ 2,318 ล้านบาท ตามลำดับ รวม 3,658 ล้านบาท โดยจากรายงานผลการดำเนินงานและรายงานการเงินที่ สนพ. ได้รับในปัจจุบัน พบว่า กองทุนรอบโรงไฟฟ้าได้มีการใช้จ่ายเงินเพื่อดำเนินโครงการต่างๆ ตามวัตถุประสงค์ในการอุดหนุนหรือเงินช่วยเหลือชุมชนในการพัฒนาอาชีพและคุณภาพชีวิต สนับสนุนการศึกษา ศาสนา วัฒนธรรม สาธารณสุขและสิ่งแวดล้อมเป็นหลัก โดยที่ผ่านมามีการร้องเรียนเกี่ยวกับ (1) การบริหารงานและจัดสรรงบประมาณจำนวน 5 กองทุน (2) ขอให้โอนเงินให้กองทุนรอบโรงไฟฟ้าเพื่อบริหารงานต่อ 2 กองทุน (3) ขอให้ยุติการเรียกเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้าและคืนเงินที่เรียกเก็บ 1 ฉบับ และ (4) ขอให้ระงับการโอนเงินให้กองทุนรอบโรงไฟฟ้าจังหวัดลำปาง 1 ฉบับ ซึ่งได้มีการตอบข้อร้องเรียนแล้วจำนวนหนึ่งและอยู่ระหว่างการตรวจสอบอีกจำนวนหนึ่งซึ่งจะได้แจ้งให้ผู้ร้องเรียนทราบต่อไป

3.3 กกพ. ได้มีหนังสือลงวันที่ 23 มิถุนายน 2553 แจ้งว่า อยู่ระหว่างดำเนินการร่างระเบียบฯ กองทุนพัฒนาไฟฟ้า คาดว่าจะประกาศใช้ในเดือนสิงหาคม 2553 และสรรหาคณะกรรมการชุดใหม่ภายในเดือนพฤศจิกายน 2553 ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความชัดเจนในการปฏิบัติงาน และสร้างความเป็นธรรมต่อผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า จึงขอเสนอความเห็นต่อ กพช. ในประเด็น ดังนี้

3.3.1 การนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าในช่วงระหว่างการผลิตไฟฟ้า เห็นควรให้ (1) ผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ นำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าในอัตรา 1 สตางค์ต่อหน่วย เท่ากับเชื้อเพลิงชีวมวล (2) ให้คำนวณเงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่ายและที่ใช้เอง โดยไม่รวมส่วนที่ใช้ในกระบวนการผลิตภายในโรงไฟฟ้า (Station Service) ซึ่งเป็นพลังงานไฟฟ้าที่จำเป็นต้องใช้ในโรงไฟฟ้าและมีสัดส่วนที่แตกต่างกันตามประเภทเชื้อเพลิง เทคโนโลยี และมาตรฐานการดูแลสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้า

3.3.2 การปรับปรุงค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าของผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า เห็นควรให้ (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) และค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จากการปรับราคารับซื้อไฟฟ้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สามารถส่งผ่านในค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) และ (2) การปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้ครอบคลุมถึงผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและผู้ที่ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าก่อนวันที่ระเบียบฯ กองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้และได้นำไปสู่การเป็นผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ ให้

การไฟฟ้าปรับราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนเงินที่นำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเฉพาะปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้า

4. ข้อเสนอแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า: เพื่อให้การดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า มีการบริหารงานที่มีประสิทธิภาพและต่อเนื่อง ฝ่ายเลขานุการฯ จึงเห็นควรเสนอแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ดังนี้

4.1 แนวทางการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้า: เห็นควรให้มีการโอนเงินให้กับคณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าบริหารงานต่อเพื่อให้การบริหารงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้าเป็นไปอย่างต่อเนื่อง โดยให้ กฟผ. ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้าตั้งแต่เดือนถัดจากวันที่ระเบียบฯ กองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้

4.2 แนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน: เห็นควรกำหนดแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้

4.2.1 มอบหมายให้คณะอนุกรรมการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า พิจารณากำหนดแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในการบริจาคเงินและทรัพย์สิน จัดทำบัญชี และการปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล เพื่อแจ้งให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าดำเนินการต่อไป

4.2.2 ให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้า ยุติการใช้จ่ายเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าภายในปี 2553 โดยให้จัดสรรงบประมาณไว้ส่วนหนึ่งสำหรับการจัดทำรายงานผลการดำเนินงาน รายงานการเงินประจำปี และการขอปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล หลังจากนั้น ให้ดำเนินการบริจาคเงินและทรัพย์สินที่ประสงค์จะบริจาคให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าให้แล้วเสร็จภายใน 1 ปี

4.3 นโยบายการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า:

4.3.1 เห็นควรให้ กฟผ. ในฐานะผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าที่เก็บรักษาเงินในส่วนของชุมชนรอบโรงไฟฟ้าที่ยังไม่มีการจัดตั้งกองทุนรอบโรงไฟฟ้า นำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อจัดสรรให้กับกิจการตามมาตรา 97 (3) โดยให้ กกพ. จัดสรรเงินดังกล่าวกลับไปให้ชุมชนที่อยู่รอบโรงไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์ในการจัดตั้งกองทุนรอบโรงไฟฟ้าเดิมต่อไป

4.3.2 เห็นควรปรับปรุงอัตราเงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ในระหว่างการผลิตไฟฟ้า ดังนี้ (1) ให้นำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่ายและใช้เอง โดยไม่รวมถึงพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการผลิตภายในโรงไฟฟ้า (Station Service) และ (2) กำหนดอัตราเงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในอัตรา 1 สตางค์/หน่วย

4.4 การปรับค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า: เห็นควรให้มีการส่งผ่านค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า และการกำกับดูแล ดังนี้

4.4.1 ค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง และค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นของ กฟน. และ กฟภ. จากการปรับราคารับซื้อไฟฟ้าให้กับ VSPP ให้สามารถส่งผ่านในค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

4.4.2 ผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและผู้ที่ยื่นข้อเสนอเพื่อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าก่อนวันที่ระเบียบฯ กองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ ที่ยังไม่ได้คำนึงถึงภาระค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าไว้ในราคารับซื้อไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าสามารถปรับราคารับซื้อไฟฟ้าได้ตามจำนวนเงินที่นำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเฉพาะปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้า

4.4.3 มอบหมายให้ กกพ. รับไปพิจารณาแนวทางปฏิบัติในการส่งผ่านค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าข้างต้น โดยคำนึงความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแนวทางการโอนเงินให้กับกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าตามข้อ 4.1
2. เห็นชอบแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน ตามข้อ 4.2
3. เห็นชอบนโยบายการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามข้อ 4.3
4. เห็นชอบแนวทางการปรับค่าใช้จ่ายในการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ตามข้อ 4.4

เรื่องที่ 7 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยมี 3 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (ขนาดกำลังผลิต 187 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (ขนาดกำลังผลิต 126 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำเทิน 2 (ขนาดกำลังผลิต 920 เมกะวัตต์) และอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำงึม 2 (ขนาดกำลังผลิต 615 เมกะวัตต์) และโครงการ

เทิน-หินบุนส่วนขยาย (ขนาดกำลังผลิต 220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2554 และมีนาคม 2555 ตามลำดับ

2. กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (คณะอนุกรรมการประสานฯ) จนกระทั่งได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และ ได้มีการจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ในรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU ที่เคยผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบโดยสำนักงานอัยการสูงสุด คณะอนุกรรมการประสานฯ กพช. และ ครม. แล้ว ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการประสานฯ ในการประชุมเมื่อวันที่ 22 มิถุนายน 2553 ได้ให้ความเห็นชอบข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้าและร่าง MOU ของโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยแล้ว

3. ผู้พัฒนาโครงการประกอบด้วย บริษัท SK Engineering & Construction จำกัด (26%) บริษัท Korea Western Power จำกัด (25%) บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (25%) และ Lao Holding State Enterprise (LHSE) (24%) โครงการนี้ตั้งอยู่ในแขวงจำปาสัก ทางตอนใต้ของ สปป. ลาว เป็นเขื่อนชนิด Concrete Rockfill มีกำลังการผลิตติดตั้ง 390 เมกะวัตต์ (3 x 130 เมกะวัตต์) และมีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) 1,552 ล้านหน่วย Secondary Energy (SE) 23 ล้านหน่วย โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ระบบส่งไฟฟ้าที่มีการศึกษาคือ ระบบส่ง 230 kV จากโครงการถึง สฟ. ปากเซ ระยะทาง 110 กม. และระบบส่ง 500 kV จาก สฟ. ปากเซ ถึงจุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว ระยะทาง 60 กม. และเชื่อมเข้ากับระบบส่งใหม่ขนาด 500 kV ของ กฟผ. ที่ สฟ. อุบลราชธานี 3 ความยาวสายส่งฝั่งไทย 75 กม.สัญญาฯ มีอายุ 27 ปี โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date :SCOD) ในเดือนมกราคม 2561

4. ร่าง Tariff MOU โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ได้จัดทำขึ้นโดยใช้รูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการไซยะบุรีที่คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ได้เคยพิจารณาให้ความเห็นชอบและอัยการสูงสุดได้เคยตรวจร่างแล้ว โดยมีการปรับเนื้อหาบางส่วนให้มีความเหมาะสมกับลักษณะเขื่อนประเภท Storage ซึ่งมีรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการน้ำงึม 3 ที่เคยลงนามแล้ว สรุปสาระสำคัญของ Tariff MOU โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ได้ดังนี้

4.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. กับบริษัท SKEC บริษัท KOWEPO และบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (รวมเรียกว่า Sponsors)

4.2 กฟผ. จะขอความเห็นชอบ MOU จาก กพช. และบริษัทฯ จะขอความเห็นชอบ MOU จากกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ของรัฐบาล สปป. ลาว โดยทั้งสองฝ่ายจะขอความเห็นชอบการลงนาม MOU ดังกล่าวภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนามและจะแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นลายลักษณ์อักษร โดยMOU จะมีผลบังคับใช้หลังจากที่ทั้ง

สองฝ่ายได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานภาครัฐตามที่ระบุข้างต้น ยกเว้นเงื่อนไขเรื่องหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จะมีผลบังคับใช้นับจากวันลงนาม MOU

4.3 โครงการมีกำลังผลิตติดตั้ง 390 เมกะวัตต์ และมีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) 1,552 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) 23 ล้านหน่วย โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ทั้งนี้ PE คือพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ แจ้งและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมง/วัน (06.00-22.00 น.) วันจันทร์ถึงวันเสาร์ ส่วน SE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกิน PE ไม่เกินวันละ 5.35 ชั่วโมง (วันจันทร์ถึงวันเสาร์) และวันอาทิตย์ไม่เกิน 21.35 ชั่วโมง ในส่วน EE คือพลังงานไฟฟ้านอกเหนือจาก PE และ SE

4.4 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดนมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

- Primary Energy (PE) Tariff = 2.447 บาท/หน่วย
- Secondary Energy (SE) Tariff = 1.468 บาท/หน่วย
- Unit Operation Energy Tariff (Pre - COD) = 75% ของอัตราค่าไฟฟ้าหลัง COD

(ณ อัตราแลกเปลี่ยน 33 บาท/ดอลลาร์สหรัฐฯ)

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

4.6 ทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำงึม 3 ฉบับที่ได้ลงนามย่อกำกับไว้เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 ผนวกกับข้อความที่ได้แก้ไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าหงสาลิกไนต์ตามความเห็นของสำนักงานอัยการสูงสุด เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

4.7 MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือ MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป หรือทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนครบกำหนด

4.8 Sponsors จะต้องวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จำนวน 39 ล้านบาท ก่อนหรือในวันที่ลงนาม MOU

4.9 แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายจากการกระทำของอีกฝ่ายหนึ่งได้ รวมถึงการยกเลิก MOU ยกเว้นหลักทรัพย์ค้ำประกันที่ Sponsorsวางไว้หากไม่สามารถเจรจาเพื่อลงนามใน PPA ได้ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ใน MOU

4.10 MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย และมอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำร่างบันทึกความเข้าใจฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป
2. เห็นชอบในหลักการให้ กฟผ. สามารถปรับปรุงเงื่อนไขใน Tariff MOU โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ในขั้นการจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม แต่ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า

เรื่องที่ 8 สถานการณ์การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันและผลกระทบต่อแผน PDP 2010

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP2010) เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553

2. แผน PDP2010 ประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2553 ไว้ 22,690 เมกะวัตต์ และเมื่อรวมปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะมีค่า 23,249 เมกะวัตต์ ขณะที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในระบบ กฟผ. ช่วง 5 เดือนแรกของปี 2553 (มกราคม-พฤษภาคม) มีค่า 24,009.9 เมกะวัตต์ หากเปรียบเทียบกับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบ กฟผ. ปี 2552 (22,044.9 เมกะวัตต์) จะเพิ่มขึ้น 1,965 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.9 ขณะที่ความต้องการด้านพลังงานไฟฟ้าตลอด 5 เดือน เทียบกับปี 2552 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 15.3

3. จากสถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงมากกว่าที่ได้ประมาณการไว้ใน PDP 2010 กฟผ. จึงได้ทำการศึกษาผลกระทบของสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าต่อแผน PDP2010 ดังนี้

3.1 ข้อสมมติฐาน (1) ประเมินสถานการณ์การใช้ไฟฟ้า โดยปรับค่าประมาณการการใช้ไฟฟ้าปี 2553 เท่ากับค่าสูงสุดของเดือน พฤษภาคม 2553 และตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป ประมาณการให้อัตราเพิ่มเท่ากับชุดที่ได้จัดทำแผน PDP2010 จากการประเมินค่าพยากรณ์ความต้องการใหม่ในช่วงปี 2553 - 2560 มีค่าความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 1,460 เมกะวัตต์ และ (2) กรณีโรงไฟฟ้าของเอกชน 2 รายคือ บริษัท สยาม เอ็นเนอร์จี จำกัด (Siam Energy) ขนาด 1,600 เมกะวัตต์ และบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด ขนาด 540 เมกะวัตต์ เลื่อนกำหนดเข้าระบบช้าออกไป 2 ปี จากแผนเดิมกำหนดในปี 2556-2557 เลื่อนเป็นปี 2558 - 2559

3.2 ผลกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแผน PDP2010 จากการประเมินความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับการเลื่อนกำหนดเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้าของเอกชน 2 โครงการดังกล่าว ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในปี 2557 ลดลงเหลือร้อยละ 9.7

3.3 แนวทางแก้ไข (1) เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และเอกชน ให้สามารถ ผลิตไฟฟ้าเข้าระบบได้เร็วขึ้นกว่ากำหนด เช่น โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4 (800 เมกะวัตต์) และโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) (2) เลื่อนกำหนดปลดโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ออกไป เช่น โรงไฟฟ้าบางปะกง เครื่องที่ 1 - 2 (2x550 เมกะวัตต์) และนำโรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบเมื่อต้นปี 2552 มาซ่อมบำรุงรักษาเท่าที่จำเป็น เพื่อเป็นกำลังผลิตสำรองกรณีฉุกเฉิน เช่น โรงไฟฟ้าพระนครใต้ เครื่องที่ 4-5 (2x300 เมกะวัตต์) (3) ปรับปรุงโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบและมีประสิทธิภาพดี ให้มีกำลังผลิตเพิ่มขึ้น (4) ประสานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ให้มีการติดตามและเร่งรัดให้ SPP-Cogeneration ที่ได้รับอนุมัติไปแล้วในช่วงปี 2553-2557 จำนวน 1,644 เมกะวัตต์ ให้เป็นไปตามแผน PDP 2010 และ (5) ส่วนในประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP-Cogeneration รอบใหม่ในช่วงปี 2558 - 2564 จำนวน 2,000 เมกะวัตต์ กฟผ. จำเป็นต้องปรับปรุงระบบส่งเพิ่มเติมเพื่อรองรับปริมาณพลังไฟฟ้าดังกล่าว จึงขอให้ กกพ. รับไปพิจารณาดำเนินการก่อนออกประกาศรับซื้อด้วย

3.4 ปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้น ปัจจุบันคณะกรรมการแก้ไขปัญหาการปฏิบัติตามรัฐธรรมนูญ มาตรา 67 วรรค 2 หรือคณะกรรมการ 4 ฝ่ายอยู่ระหว่างพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงว่ามีความจำเป็นต้องจัดทำ HIA หรือไม่ หากต้องจัดทำ HIA โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างก่อสร้างและกำลังขออนุมัติก่อสร้างจะต้องใช้เวลาศึกษา HIA เพิ่มขึ้น ซึ่งอาจจะทำให้การพัฒนาโรงไฟฟ้าต้องล่าช้าออกไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 9 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) กรณีแผนสำรอง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 คณะรัฐมนตรี มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 ดังนี้ 1) เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) 2) เห็นควรให้ บมจ. ปตท. จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) และนำเสนอต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป และ 3) เห็นควรให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานไปศึกษาทบทวนอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)ให้สอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น และนำเสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป ทั้งนี้ ให้กระทรวงพลังงานรับไปจัดทำแผนสำรองเพื่อรองรับกรณี ไม่มีการดำเนินการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ เพื่อเป็นแนวทางในกรณีที่ PDP 2010 (แผนหลัก) ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมาย

2. กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนสำรองเพื่อรองรับกรณีไม่มีการดำเนินการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ตามที่ กพช. มอบหมายแล้ว

3. สาระสำคัญของ PDP 2010: กรณีแผนสำรอง สรุปได้ดังนี้

3.1 PDP 2010: แผนสำรอง จัดทำเป็น 2 แผน ดังนี้ (1) แผนสำรองที่ 1 : เลื่อนแผนการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 2 ปี และ (2) แผนสำรองที่ 2 : ไม่มีการดำเนินการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

ตาม PDP2010 (แผนหลัก) มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ บรรจุในแผนฯ จำนวน 5 โรง โดยเครื่องที่ 1 จะเข้าระบบในปี 2563 เครื่องที่ 2 3 4 และ 5 เข้าระบบในปี 2564 2567 2568 และ 2571 ตามลำดับ เพื่อให้ความรู้ ความเข้าใจ การศึกษาแก่ชุมชนและเพื่อให้สังคมยอมรับในโครงการ กระทรวงพลังงานได้ศึกษาเพิ่มเติมกรณีเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ช้าออกไป 2 ปี โดยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เครื่องที่ 1 จะเข้าระบบในปี 2565 เครื่องที่ 2 3 4 และ 5 เข้าระบบ ในปี 2566 2569 2570 และ 2573 ตามลำดับ สำหรับ กรณีแผนสำรองที่ 1 (เลื่อนโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ช้าออกไป 2 ปี) ในปี 2563 และ 2564 จะมีโรงไฟฟ้าของ กฟผ. คือ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 2 และโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 4 เข้าระบบแทน ซึ่งโรงไฟฟ้าทั้ง 2 จะก่อสร้างในสถานที่เดิมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม กรณีเลื่อนโรงไฟฟ้า นิวเคลียร์เข้าระบบช้าออกไป 2 ปี เมื่อสิ้นแผนปี 2573 กำลังผลิตรวมทั้งระบบยังคงเท่ากับแผน PDP2010 (แผนหลัก) คือ 65,547 เมกะวัตต์ ในขณะที่กรณีแผนสำรองที่ 2 (ไม่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) กำลังผลิตรวมทั้งระบบเมื่อสิ้นแผนปี 2573 จะเท่ากับ 65,617 เมกะวัตต์

3.2 สมมติฐานในการจัดทำแผนสำรองจะพิจารณาในช่วงปี 2563 - 2573 เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด โดย (1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ LNG มีราคาแพง จะพิจารณาเฉพาะที่ทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าในสถานที่เดิม และ (2) โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด กำหนดปริมาณตามกำลังผลิตส่วนที่เหลือ

ทั้งนี้ การไม่นำพลังงานทดแทนมาพิจารณาเนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ถอดออกจากแผน เป็นโรงไฟฟ้าฐานมีความมั่นคงสูง (ราคาไม่แพง) การนำพลังงานหมุนเวียนที่ยังพอมีศักยภาพเหลือคือ แสงอาทิตย์มาทดแทนจะพึ่งได้เฉพาะช่วงกลางวันและมีราคาแพง ซึ่งอาจต้องสร้างทดแทนในปริมาณที่มากกว่า 6-7 เท่า

3.3 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573 ได้ดังนี้

3.3.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2553-2573 ของ PDP 2010 (แผนหลัก) เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,006 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ดังนี้ กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2552 จำนวน 29,212 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ จำนวน 54,006 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก จำนวน -17,671 เมกะวัตต์ และรวมกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573 จำนวน 65,547 เมกะวัตต์

ในส่วนของแผนสำรองที่ 1 (เลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 2 ปี) กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2553 - 2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,006 เมกะวัตต์ ดังนี้

กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2552 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก จำนวน 29,212 54,006 และ -17,671 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และรวมกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573 จำนวน 65,547 เมกะวัตต์

ในขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2553-2573 ของแผนสำรองที่ 2 (ไม่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) เพิ่มขึ้นจากกำลังผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,076 เมกะวัตต์ ดังนี้ กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2552 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก จำนวน 29,212 54,076 และ -17,671 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และรวมกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573 จำนวน 65,617 เมกะวัตต์

3.3.2 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในปี 2553 - 2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า และปริมาณ CO_2Emission ต่อหน่วยไฟฟ้า ดังนี้

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 (แผนหลัก)	แผนสำรองที่ 1 (เลื่อน รฟ. นิวเคลียร์ 2 ปี)	แผนสำรองที่ 2 (ไม่มี รฟ. นิวเคลียร์)
· จำนวนโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่			-
- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 1,000 MW	5 โรง	5 โรง	- (ลดลง 5 โรง)
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 800 MW	13 โรง	13 โรง	14 โรง (เพิ่มขึ้น 1 โรง)
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน 800 MW	9 โรง	9 โรง	13 โรง (เพิ่มขึ้น 4 โรง)
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส 250 MW	- โรง	- โรง	5 โรง (เพิ่มขึ้น 5 โรง)
· สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วย Gas ปี 2573	39%	39%	43%
· สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยถ่านหินปี 2573	21%	21%	28%
· ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2(kg CO_2/kWh) ในปี 2573	0.368	0.368	0.477

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 10 การใช้ประโยชน์ที่ดินในเขตปฏิรูปที่ดินเพื่อกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

เรื่องที่ 11 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

เรื่องที่ 12 การดำเนินนโยบายด้านพลังงานนิวเคลียร์และพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

เรื่องที่ 13 รายงานของผู้สอบบัญชีและงบการเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2552 และ 2551 ที่สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินตรวจสอบรับรองแล้ว

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 14 เรื่องอื่นๆ

1. รัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงการคลัง (นายมั่น พัธโนทัย) ได้เสนอแนวทางลดราคาน้ำมันดีเซล 2 บาท/ลิตร เนื่องจากกรมสรรพสามิตสามารถเก็บภาษีสรรพสามิตน้ำมันเชื้อเพลิงได้เกินเป้าหมาย ที่กำหนดไว้ประมาณ 4,000 ล้านบาท จากที่กำหนดไว้ 149,000 ล้านบาท ตั้งแต่สิ้นเดือนพฤษภาคม 2553 ถ้าหากถึงสิ้นปีจะสามารถเก็บได้เกินประมาณ 7,000 - 8,000 ล้านบาท ดังนั้นจึงเป็นแนวทางหนึ่งที่สามารถลดราคาน้ำมันดีเซลได้ซึ่งจะใช้เงินประมาณ 20,000 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันยังลดได้ในส่วน ค่าการกลั่น ค่าการตลาด และค่าขนส่ง หากภาครัฐจะดำเนินการเอง เช่น กระทรวงการคลังเป็นผู้สั่งซื้อน้ำมันดิบโดยว่าจ้างโรงกลั่นเป็นผู้กลั่นน้ำมันให้ และกำไรที่เกิดขึ้นนำเข้ากองทุนน้ำมันฯ

2. ประธานฯ มีความเห็นว่า เห็นด้วยกับแนวทางการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นการชั่วคราว แต่ขอให้รัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงการคลังหารือกับรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังก่อน และในส่วนการลดราคาน้ำมันโดยวิธีการอื่นๆ ให้กระทรวงการคลังจัดทำข้อเสนอโดยนำเสนอผ่านทางฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ทั้งนี้ประธานได้ให้ความเห็นเพิ่มเติมว่า การที่รัฐจะลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเชื้อเพลิงหรือกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ควรวิเคราะห์แนวโน้มและสถานการณ์ราคาน้ำมันให้รอบคอบ