มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 2/2558 (ครั้งที่ 2)
วันพฤหัสบดีที่ 14 พฤษภาคม 2558 เวลา 09.00 น.

---

1. เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ 54/2557
2. ผลการดำเนินมาตรการโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ 1/2558
3. ความก้าวหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
4. รายงานความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
5. สถานะของระบบส่งไฟฟ้าที่เหลือเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
6. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีแอลเอ็นจีแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code: TPA Code)
7. รายงานประจำปี 2556 ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
8. การเลื่อนกำหนดออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ด้วยกลไกการแข่งขันด้านราคา
9. การสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน
10. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015)
11. กรอบแนวทางการบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สัมปทานที่จะสิ้นสุดอายุในปี พ.ศ. 2565-2566
12. บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) ขอขยายกำหนดเวลาจำหน่ายหุ้นให้กับประชาชน
13. แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง

นายกรัฐมนตรี (พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายชวลิต พิชาลัย) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ 54/2557</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. คณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) ได้มีคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติที่ 54/2557 เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ลงวันที่ 6 มิถุนายน 2557 โดยมีหัวหน้า คสช. เป็นประธานกรรมการ และมีผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นกรรมการและเลขานุการ ซึ่งการประชุม กพช. เป็นไปตามคำสั่ง คสช. ดังกล่าว ต่อมาเมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2557 ได้มีการแต่งตั้งคณะรัฐมนตรีเพื่อบริหารประเทศแทน คสช. สำนักงานเลขาธิการนายกรัฐมนตรี ได้มีหนังสือหารือสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (สคก.) เกี่ยวกับสถานะของประกาศและคำสั่งของ คสช. บางฉบับที่มิได้นำบทบัญญัติเกี่ยวกับองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการตามกฎหมายและระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีมาบังคับใช้ ซึ่ง สคก. ได้มีความเห็นว่าสมควรใช้คณะกรรมการตามที่กฎหมายกำหนดไว้ ส่วนคณะกรรมการตามคำสั่ง คสช. ให้หยุดปฏิบัติหน้าที่ไว้ก่อน ดังนั้น การประชุม กพช. จึงเป็นไปตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 และที่แก้ไขเพิ่มเติม โดยมีนายกรัฐมนตรีเป็นประธานกรรมการ

2. เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2557 สำนักงานเลขาธิการคณะรัฐมนตรี (สลค.) ได้มีหนังสือถึง สคก. แจ้งว่า หัวหน้า คสช. มีนโยบายให้คณะกรรมการที่แต่งตั้งขึ้นโดยประกาศหรือคำสั่งของ คสช. บางคณะ ประกอบด้วย คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน คณะกรรมการส่งเสริมวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน และคณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ยังคงสามารถปฏิบัติหน้าที่ต่อไป ดังนั้น สคก. จึงยกร่างพระราชบัญญัติเพื่อยกสถานะของคำสั่ง คสช. ซึ่งต่อมา พระราชบัญญัติการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการที่แต่งตั้งตามประกาศและคำสั่งของคณะรักษาความสงบแห่งชาติบางฉบับ พ.ศ. 2558 ได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา ลงวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2558 และมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 14 กุมภาพันธ์ 2558 ส่งผลให้ กพช. ตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติที่ 54/2557 เป็น กพช. แต่งตั้งขึ้นตามกฎหมายว่าด้วย กพช.

3. เพื่อให้ กพช. สามารถบริหารงานได้อย่างต่อเนื่องและสอดคล้องกับโครงสร้างการบริหารราชการ ในปัจจุบัน ฝ่ายเลขานุการฯ จึงได้เสนอหัวหน้า คสช. ขอเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบ กพช. ซึ่งหัวหน้า คสช. ได้ลงนามในคำสั่งหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติที่ 2/2558 เรื่อง เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติที่ 54/2557 แล้วเมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2558 โดยมีการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบ กพช. ดังนี้ (1) ประธานกรรมการ จากเดิม หัวหน้า คณะรักษาความสงบแห่งชาติ เป็น นายกรัฐมนตรี (2) รองประธานกรรมการ จากเดิม รองหัวหน้าคณะรักษา ความสงบแห่งชาติ (หัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ) เป็น รองนายกรัฐมนตรี (หม่อมราชวงศ์ปรีดิยาธร เทวกุล) (3) กรรมการมีการเปลี่ยนแปลงจากปลัดกระทรวงที่เกี่ยวข้อง เป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงที่เกี่ยวข้อง

จำนวน 11 ตำแหน่ง คือตำแหน่งที่ 3 – 9 และ 11 - 14 และ (4) เพิ่มเติมกรรมการ จำนวน 2 ตำแหน่ง คือ รัฐมนตรี ว่าการกระทรวงพลังงาน และเลขาธิการนายกรัฐมนตรี รวมทั้ง หัวหน้า คสช. ได้บัญชาให้ทุกการประชุม กพช. มีผู้แทนคณะกรรมการขับเคลื่อนยุทธศาสตร์ของคณะรักษาความสงบแห่งชาติเข้าร่วมประชุมด้วย เพื่อทราบนโยบายทุกเรื่อง นำไปสู่การขับเคลื่อนให้สอดคล้องกัน

มติของที่ประชุม

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 2 ผลการดำเนินมาตรการโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ 1/2558

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้

1. เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบและรับทราบตามมติคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 เรื่อง การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย โดยในหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ข้อ 6.8.7 ได้กำหนดให้มีอัตราค่าไฟฟ้าประเภทส่งเสริมการประหยัดการใช้ไฟฟ้าซึ่งเรียกว่า Demand Response Rate ที่ใช้หลักการที่ผู้ใช้ไฟฟ้า ลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่ระบบเกิดวิกฤต จะได้รับเงินเป็นค่าตอบแทน หรือได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้า

2. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เริ่มดำเนินโครงการนำร่อง Thailand Demand Response ตั้งแต่ปี 2557 โดยเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2556 กกพ. ได้มีมติเห็นชอบการดำเนินงานโครงการ นำร่องฯ ในช่วงวันที่ 8 - 10 มกราคม 2557 ทั่วประเทศ เวลา 13.00 ถึง 20.00 น. มีเป้าหมายลดการใช้กำลังไฟฟ้า 200 เมกะวัตต์ เพื่อลดความเสี่ยงจากการเกิดสภาวะขาดแคลนพลังไฟฟ้าในช่วงที่มีการหยุดซ่อมระบบส่งก๊าซธรรมชาติเยตากุน โดยได้รับความร่วมมือจากผู้ใช้ไฟฟ้า 305 มิเตอร์ ลดการใช้ไฟฟ้าได้ 2.05 ล้านหน่วย และลดการใช้กำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 70.7 เมกะวัตต์ ต่อมาเมื่อวันที่ 12 มิถุนายน 2557 กกพ. มีมติเห็นชอบให้ดำเนินมาตรการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าภาคใต้รองรับการ หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA-A18 โดยดำเนินการในช่วงวันที่ 19 - 26 มิถุนายน 2557 เฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ เวลา 18.30 ถึง 22.30 น. มีเป้าหมายลดการใช้กำลังไฟฟ้า 250 เมกะวัตต์ และจ่ายค่าชดเชยในอัตรา 4 บาทต่อหน่วย ให้ผู้ที่เข้าร่วมโครงการและมีมิเตอร์ในระบบอ่านมิเตอร์อัตโนมัติ (Automatic Meter Reading: AMR) ผลการดำเนินมาตรการได้รับความร่วมมือจากผู้ใช้ไฟฟ้า 334 มิเตอร์ ลดการใช้ไฟฟ้าลงได้ 2.32 ล้านหน่วย และลดการใช้กำลังไฟฟ้าไฟฟ้าได้สูงสุด 48 เมกะวัตต์ มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินมาตรการทั้งสิ้น 9.29 ล้านบาท ซึ่ง กกพ. ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 มีมติเห็นชอบให้ส่งผ่านค่าใช้จ่ายดังกล่าวเป็นองค์ประกอบของค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาลในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ

(Ft) ในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2558 โดยให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จ่ายค่าชดเชยให้แก่ผู้ประกอบการที่เข้าร่วมโครงการ

3. ในการประชุมเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2558 และวันที่ 11 มีนาคม 2558 กกพ. ได้มีมติให้ดำเนินมาตรการลดความต้องการใช้ไฟฟ้ารองรับการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติเดือนเมษายน 2558 เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับเหตุการณ์วิกฤตด้านความมั่นคงไฟฟ้า ในระหว่างวันที่ 10 17 18 และ 20 เมษายน 2558 โดยกำหนดเป้าหมายของหน่วยใช้ไฟฟ้าที่จะลดลงได้ 500 เมกะวัตต์ อัตราชดเชย 3 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยเป็นรายการค่าใช้จ่ายนโยบายภาครัฐ ซึ่งมีกลไกการส่งผ่านค่าใช้จ่ายผ่านสูตร Ft และให้ กฟผ. การไฟฟ้า นครหลวง (กฟน.) และ กฟภ. เป็นผู้รวบรวมการใช้ไฟฟ้า ติดตามและคำนวณผลการลดความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งค่าชดเชย ซึ่งมีภาคอุตสาหกรรม ห้างสรรพสินค้า Hypermart และโรงแรมทั่วประเทศ สมัครเข้าร่วมโครงการ 937 มิเตอร์ แบ่งเป็น กฟผ. 4 มิเตอร์ กฟน. 38 มิเตอร์ และ กฟภ. 895 มิเตอร์ มีผู้ที่ผ่านคุณสมบัติ 851 มิเตอร์ รวมกำลังไฟฟ้าเสนอลด 747.64 เมกะวัตต์ โดยในวันที่ 17 เมษายน 2558 ช่วงเวลา 14.00 ถึง 17.00 น. มีผู้เสนอลดกำลังไฟฟ้าสูงสุดถึง 741.56 เมกะวัตต์ สรุปการดำเนินมาตรการ 4 วัน ได้ดังนี้ (1) การลดความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมสูงสุด เกิดขึ้นในวันที่ 17 เมษายน 2558 ช่วงเวลา 10.00 น. ถึง 12.00 น. ลดลงได้สูงสุดประมาณ 507 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 101 ของเป้าหมาย (2) การลดการใช้กำลังไฟฟ้าตลอด 4 วันของโครงการ เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 322 เมกะวัตต์ และ (3) มีผู้ร่วมโครงการกว่า 800 มิเตอร์ สูงกว่าในเดือนมกราคม 2557 และลดการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ตามเป้าหมาย 500 เมกะวัตต์

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 3 <u>ความก้าวหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน: เป้าหมายรวม 2,800 เมกะวัตต์ และ กพช. ได้มีมติให้รับซื้อเพิ่มสำหรับโครงการที่ยื่นเสนอขายไฟฟ้าไว้ก่อนที่จะปิดรับซื้อในเดือนมิถุนายน 2553 จำนวน 178 โครงการ ในอัตรารับซื้อแบบ Feed-in Tariff (FiT) ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย ระยะเวลา 25 ปี และกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในเดือนธันวาคม 2558 โดยโครงการส่วนที่สายส่งรองรับไม่ได้ ให้ยื่นขอเปลี่ยนจุดจำหน่ายไฟฟ้าจากพื้นที่ที่เสนอไว้เดิมได้ ซึ่งปัจจุบันได้ดำเนินการเปลี่ยนที่ตั้งแล้วเสร็จ ทั้งหมดแล้ว ดังนี้ (1) โครงการที่ผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า จากพลังงานหมุนเวียนให้ตอบรับซื้อได้มี 172 โครงการ รวมกำลังการผลิตติดตั้ง

989.675 เมกะวัตต์สูงสุด พร้อมสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า และ (2) มี 6 โครงการ รวม 23.7 เมกะวัตต์สูงสุด ที่ไม่เสนอให้ตอบรับซื้อ เนื่องจาก 3 โครงการยื่นเสนอขายไฟฟ้าหลังจากที่ กฟภ. ประกาศชะลอรับซื้อไฟฟ้าเมื่อวันที่ 9 เมษายน 2553 และอีก 3 โครงการติดปัญหาสายส่งและผังเมือง แต่ไม่มายื่นเปลี่ยนที่ตั้งภายในกำหนดวันที่ 31 มีนาคม 2558

2. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop): กพช. เห็นชอบให้เปิดรับซื้อไฟฟ้าประเภทโครงการขนาดเล็กสำหรับที่พักอาศัย ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ เพิ่มอีก 69.36 เมกะวัตต์ เพิ่มเติมให้เต็มเป้าหมายเดิม 100 เมกะวัตต์ อัตรา FiT 6.85 บาทต่อหน่วย กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในสิ้นเดือนธันวาคม 2558 ต่อมา กพช. เห็นชอบให้ขยายเวลากำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์สำหรับโครงการที่ผูกพันกับภาครัฐแล้ว 131 เมกะวัตต์ จากเดิมภายในเดือนธันวาคม 2556 เป็นภายในสิ้นเดือนมิถุนายน 2558 ซึ่ง สกพ. ได้ออกระเบียบรับซื้อไฟฟ้าในส่วนนี้และประกาศในราชกิจจานุเบกษาเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2558 รวมทั้งออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าในวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2558 โดยเริ่มให้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าได้ตั้งแต่วันที่ 9 กุมภาพันธ์ 2558 เป็นต้นไป ปัจจุบัน มีผู้สนใจยื่นเสนอโครงการ 2,543 ราย รวม 21.570 เมกะวัตต์สูงสุด แบ่งเป็น กฟน. ยื่นขอ 333 ราย 2.432 เมกะวัตต์ และตอบรับไปแล้ว 176 ราย 1.303 เมกะวัตต์ และ กฟภ. ยื่นขอ 2,210 ราย 19.139 เมกะวัตต์ ซึ่งยังไม่ตอบรับซื้อ

3. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร: ขนาดติดตั้งไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ต่อแห่ง รวม 800 เมกะวัตต์ อัตรา FIT 5.66 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี กำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในสิ้นเดือนธันวาคม 2558 และขยายไปจนถึงเดือนมิถุนายน 2559 ปัจจุบัน คณะกรรมการบริหารมาตรการฯ แต่งตั้งคณะอนุกรรมการกำหนดหลักเกณฑ์กลั่นกรอง และคัดเลือกโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร เมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2558 เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์เข้าร่วมโครงการและกลั่นกรองและคัดเลือกโครงการ ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการ คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในเดือนมิถุนายน 2558 และ สกพ. จัดทำระเบียบรับซื้อไฟฟ้าฯ แล้วเสร็จและลงประกาศในราชกิจจานุเบกษาแล้ว เมื่อวันที่ 13 มีนาคม 2558 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการจัดทำร่างประกาศรับซื้อไฟฟ้าฯ โดยรอหลักเกณฑ์จากคณะอนุกรรมการกำหนดหลักเกณฑ์ฯ

4. สรุปสถานภาพ ณ ปัจจุบัน แบ่งเป็น (1) ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว 761 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 1,558 เมกะวัตต์ (2) ลงนามในสัญญาแล้วแต่ยังไม่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ 2,431 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 223 เมกะวัตต์ (3) ตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ยังไม่ลงนามในสัญญาแบ่งเป็นแบบติดตั้งบนพื้นดิน 173 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 991 เมกะวัตต์ และแบบติดตั้งบนหลังคา 176 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 1.30 เมกะวัตต์ และ (4) ยื่นคำขอเสนอขายไฟฟ้าแต่ยังไม่ได้ตอบรับซื้อ 2,549 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 45.70 เมกะวัตต์ รวมทั้ง 4 ส่วน 2,819 เมกะวัตต์

<u>มติของที่ประชุม</u>

รับทราบและมอบหมายให้กระทรวงพลังงานและกระทรวงกลาโหมร่วมกันศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อความมั่นคง ภายใต้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร โดยให้ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในหน่วยงานเป็นหลักและให้ถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด

เรื่องที่ 4 <u>รายงานความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มีมติรับทราบความคืบหน้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วแต่ยังไม่ได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ และมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับไปดำเนินการต่อไป โดย กกพ. มีแนวทางการดำเนินการดังนี้ (1) โครงการที่เลยกำหนด COD แล้วจำนวน 72 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 366.20 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 281.22 เมกะวัตต์ จะกำกับให้การไฟฟ้าดำเนินการยกเลิกสัญญาตามขั้นตอนและระเบียบที่เกี่ยวข้อง และ (2) โครงการที่ยังไม่ถึงกำหนด COD จำนวน 91 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 1,523.43 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 1,351.31 เมกะวัตต์ จะกำกับให้การไฟฟ้าติดตามการดำเนินโครงการอย่างใกล้ชิดและให้รายงาน กกพ. เป็นระยะ ทั้งนี้ มีโครงการที่รอจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 6 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 31.75 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 29.50 เมกะวัตต์

2. กกพ. ได้กำกับการดำเนินของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งในฐานะคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยสรุปสถานภาพการดำเนินงาน ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2558 ได้ ดังนี้

> 2.1 โครงการที่รอจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 6 โครงการ แบ่งเป็น (1) COD แล้ว 1 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 20 เมกะวัตต์ และปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 18 เมกะวัตต์ (2) เลยกำหนด COD แล้ว 5 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 11.75 เมกะวัตต์ และปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 11.50 เมกะวัตต์
> 2.2 โครงการที่เลยกำหนด COD แล้ว 72 โครงการ แบ่งเป็น (1) COD แล้ว 4 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 137.73 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 98.63 เมกะวัตต์ (2) ยกเลิก PPA แล้ว 3 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 3.49 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 2.89 เมกะวัตต์ (3) โครงการคงเหลือ 65 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 224.98 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 179.70 เมกะวัตต์ โดยมี 38 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 110.73 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 88.05 เมกะวัตต์ ที่ครบกำหนดการหักหลักค้ำประกันแล้วและการไฟฟ้ายกเลิกสัญญาซื้อขายฯ และมีโครงการที่เลยกำหนด COD เพิ่มเติมอีก 34 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 129.51 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 99.84 เมกะวัตต์ ดังนั้น สรุปโครงการที่เลยกำหนด COD รวม 99 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 354.49 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 279.54 เมกะวัตต์

2.3 โครงการที่ยังไม่ถึงกำหนด COD 91 โครงการ แบ่งเป็น (1) COD แล้ว 2 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 75 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 62 เมกะวัตต์ (2) เลยกำหนด COD 29 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 117.76 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 88.34 เมกะวัตต์ (3) โครงการคงเหลือ 60 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 1,330.67 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 1,200.98 เมกะวัตต์ และ (4) มีโครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมจากที่ได้รายงาน กพช. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 อีก 23 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 162 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 140.2 เมกะวัตต์ ดังนั้น สรุปโครงการที่ยังไม่ถึงกำหนด COD รวม83 โครงการ กำลังผลิตติดตั้ง 1,492.67 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 1,341.18 เมกะวัตต์

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 5 <u>สถานะของระบบส่งไฟฟ้าที่เหลือเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 ได้มีมติมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) และประกาศรับข้อเสนอขอขายไฟฟ้าภายใต้ กลไกการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) ตลอดจนการดำเนินการในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบ Adder เป็น FiT

2. กกพ. ได้หารือร่วมกับกระทรวงพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้า นครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เพื่อจัดทำข้อมูลศักยภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้า ต่อมาเมื่อวันที่ 30 เมษายน 2558 กฟผ. ได้จัดส่งข้อมูลศักยภาพระบบโครงข่ายในระดับระบบส่งไฟฟ้าให้ กกพ. พิจารณา โดยมีสมมติฐานและศักยภาพระบบโครงข่าย ดังนี้

2.1 สมมติฐานที่ กฟผ. ใช้ในการศึกษา Grid Capacity ได้แก่ (1) ข้อมูลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานี และข้อมูลโรงไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP 2010 Rev.3 (2) ข้อมูล VSPP ที่ PEA ส่งให้เมื่อวันที่ 24 - 25 เมษายน 2558 (3) งานก่อสร้างและปรับปรุงระบบส่งของ กฟผ. กำหนดให้แล้วเสร็จ ตามแผน (4) พิจารณาการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าหลักจากเหตุผลด้านความมั่นคงและราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และ (5) การศึกษาเฉพาะการไหลของกำลังไฟฟ้าแต่ไม่ได้พิจารณาเรื่องค่ากระแสลัดวงจร
2.2 ศักยภาพระบบโครงข่ายในระดับระบบส่งในช่วงปี 2559 – 2561 แบ่งเป็น (1) รวมเขตภูมิภาค (ภาคเหนือ ภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาค

ตะวันออก รอบเขตกรุงเทพ ภาคใต้ และภาคตะวันตก) ปี 2559 – 2561 มีศักยภาพรวมอยู่ที่ 1,628 1,628 และ 2,008 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ทั้งนี้ สำหรับระบบสายส่งของภาคตะวันออกเฉียงเหนือในปี 2559 – 2560 มีศักยภาพเต็มแล้วเนื่องจากในช่วงที่ผ่านมามีการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนจำนวนมาก คงเหลือในปี 2561 รับได้ 240 เมกะวัตต์ และ (2) เขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลอยู่ที่ 1,767.2 1,815.3 และ 1,870.3 เมกะวัตต์ ตามลำดับ สรุปศักยภาพระบบโครงข่ายในระดับระบบส่งในช่วงปี 2559 – 2561 ของทั้งประเทศอยู่ที่ 3,395.2 3,443.3 และ 3,878.3 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ทั้งนี้ กกพ. จะนำข้อมูลศักยภาพระบบโครงข่ายในระดับระบบส่งไปใช้ประกอบการออกหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ FiT ภายใต้กลไกการแข่งขันด้านราคา โดยคาดว่าจะประกาศหลักเกณฑ์ดังกล่าวภายในเดือนกรกฎาคม 2558

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีแอลเอ็นจีแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code: TPA Code)</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 และวันที่ 22 ตุลาคม 2557 กพช. มีมติรับทราบการดำเนินการของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการจัดทำข้อบังคับว่าด้วยการจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีแอลเอ็นจีแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Regime: TPA Regime) และให้ประกาศใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีแอลเอ็นจีแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code: TPA Code) ได้ภายในเดือนมีนาคม 2558 ซึ่งเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2557 กกพ. ได้มีมติเห็นชอบ TPA Regime และแจ้งผู้รับใบอนุญาตที่เกี่ยวข้องให้จัดทำ TPA Code ภายใต้กรอบของ TPA Regime และเสนอ กกพ. พิจารณาก่อนการประกาศใช้ต่อไป ต่อมา TPA Code ได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 13 ตุลาคม 2557 เป็นต้นไป

2. เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2558 กกพ. ได้มีมติเห็นชอบ TPA Code ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) พร้อมให้ดำเนินงานตามแผนเตรียมความพร้อมการเปิด TPA Code โดยให้รายงานผลการดำเนินงานพร้อมทั้งปัญหาและอุปสรรคที่ต่อ กกพ. ทุก 3 เดือน ทั้งนี้ ปตท. และ PTTLNG ได้ประกาศใช้ TPA Code เรียบร้อยแล้ว เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2558

3. การดำเนินการที่สำคัญในระยะต่อไป มีดังนี้ (1) การเตรียมการของผู้รับใบอนุญาตเพื่อรองรับการเปิด TPA ในส่วนของ ปตท. ซึ่งเป็นผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ จะจัดทำและติดตั้งระบบปฏิบัติการในการบริหารจัดการรับส่งก๊าซ ระบบการจองความสามารถการให้บริการ การติดตั้งระบบการวัดคุณภาพและปริมาณก๊าซ การจัดทำระบบการขอเชื่อมต่อ การจัดทำคู่มือการปฏิบัติการ คู่มือการให้บริการ และคู่มืออื่นที่เกี่ยวข้อง การเตรียมความพร้อมสำหรับการเปิด TPA ท่อในทะเล และพัฒนาระบบปฏิบัติการที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งการจัดทำสัญญามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการเปิด TPA และในส่วนของ PTTLNG ซึ่งเป็นผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ จะเตรียมการระบบปฏิบัติการ จัดทำคู่มือการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้อง เตรียมการด้านสัญญามาตรฐานด้าน Code of Conduct และด้าน Open Season สำหรับผู้ใช้บริการรายใหม่ (2) การกำกับดูแล โดยให้รายงานผลการดำเนินงาน พร้อมปัญหาอุปสรรคจากการให้บริการตาม TPA Code ต่อ กกพ. รายไตรมาส มีการกำกับดูแลความสามารถ ในการให้บริการ (Capacity) ที่มีสัญญาผูกพันแล้ว และความสามารถในการให้บริการคงเหลือที่สามารถเปิดให้บุคคลที่สามเข้ามาใช้หรือเชื่อมต่อได้ ตลอดจนการกำกับดูแลสัญญามาตรฐาน และอัตราค่าบริการที่เกี่ยวข้องด้วย และ (3) กกพ. และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานอยู่ระหว่างการศึกษาทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อให้รองรับกับโครงสร้างการแข่งขันในอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติที่จะเกิดขึ้น

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 7 <u>รายงานประจำปี 2556 ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 46 กำหนดให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ต้องจัดทำรายงานประจำปี เสนอ กพช. คณะรัฐมนตรี สภาผู้แทนฯ และวุฒิสภา ทุกสิ้นปีงบประมาณ

2. ผลการดำเนินงานสำคัญในปี 2556 ประกอบด้วย มีการออกใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติรวม 165 ฉบับ (ประกอบกิจการไฟฟ้า 159 ฉบับและประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ 6 ฉบับ) ออกประกาศประมวลหลักการปฏิบัติ (COP) สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทเชื้อเพลิงแข็ง พิจารณาอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตร Ft ปี 2556 รวม 4 ครั้ง พิจารณาปรับอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ตามคู่มือของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กำกับการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ออกระเบียบว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2556 กำกับการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP กำลังการผลิตรวม 5,000 เมกะ

วัตต์ พิจารณาเรื่องร้องเรียนจากผู้ใช้พลังงานและผู้ที่ได้รับผลกระทบจากการประกอบกิจการพลังงาน แล้วเสร็จ 19 เรื่อง จาก 59 เรื่อง การบริหารจัดการกองทุนพัฒนาไฟฟ้า อนุมัติกรอบงบประมาณ ในการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นรอบโรงไฟฟ้าเป็นเงินประมาณ 2,600 ล้านบาท กำกับการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP SPP และ VSPP ให้เป็นไปตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (พ.ศ. 2555 - 2564) และจัดประชุมเครือข่ายความร่วมมือ ASEAN Energy Regulators' Network (AERN) ครั้งที่ 2 และในส่วนการรายงาน งบการเงินและบัญชีทำการปีงบประมาณ 2556 มีรายได้จากการดำเนินงาน 832,355,430.94 บาท ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 690,975,427.72 บาท และมีรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง 56,008,253.84 บาท

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 8 <u>การเลื่อนกำหนดออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ด้วยกลไกการแข่งขันด้านราคา</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 กพช. ได้มีมติมอบหมายให้ กกพ. รับไปดำเนินการประกาศหยุดรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder โดยให้มีผลถัดจากวันที่ กพช. มีมติ และให้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) และประกาศรับข้อเสนอขอขายไฟฟ้าภายใต้กลไกการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) ตลอดจนดำเนินการในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบ Adder เป็น FiT และเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2558 สำนักงาน กกพ. ได้มีหนังสือถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ให้ประกาศหยุดรับคำร้องขอขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder โดยให้มีผลถัดจากวันที่ กพช. มีมติ โดยการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้ออกประกาศหยุดรับคำร้องขอขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder เมื่อวันที่ 23 มกราคม 2558 ส่วนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกประกาศดังกล่าวเมื่อวันที่ 29 และ 30 มกราคม 2558 ต่อมาเมื่อวันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2558 กกพ. ได้ออกระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ Feed-in Tariff (ไม่รวมโครงการพลังงานแสงอาทิตย์) พ.ศ. 2558 โดยมีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 6 มีนาคม 2558

2. ปัจจุบัน กกพ. อยู่ระหว่างประสานกับกระทรวงพลังงานเพื่อขอรับทราบเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT ลำดับความสำคัญของแต่ละประเภทเชื้อเพลิง และการจัดทำศักยภาพระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าเพื่อประกอบการจัดทำหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าด้วยกลไกการแข่งขัน

ดังนั้น เพื่อให้การรับซื้อไฟฟ้าฯ สอดคล้องกับเป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและศักยภาพของระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ จึงจำเป็นต้องขยายเวลาการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ FiT ด้วยกลไกการแข่งขันด้านราคา และเนื่องจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทมีข้อจำกัดและคุณลักษณะเฉพาะที่แตกต่างกัน โดยเฉพาะน้ำที่มีเพียงบางพื้นที่ที่มีความเหมาะสมในการจัดทำโครงการและขยะที่รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากขยะเป็นการเฉพาะ ดังนั้น จึงเห็นควรให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำและขยะเป็นการเฉพาะแยกออกจากการรับซื้อไฟฟ้าฯ ในครั้งนี้ ดังนั้น กกพ. จึงขอความเห็นชอบให้เลื่อนกำหนดวันประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ FiT จากเดิมที่กำหนดให้ดำเนินการภายในไตรมาสแรกของปี 2558 เป็นภายในเดือนกรกฎาคม 2558 โดยไม่รวมพลังงานน้ำและขยะในการประกาศรับซื้อรอบนี้ อีกทั้งรัฐบาลมีแนวนโยบายที่จะให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นส่วนหนึ่งในการรองรับนโยบายอื่น เช่น Roadmap การจัดการขยะของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติฯ หรือโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อความมั่นคงของกระทรวงกลาโหม หรือโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งยังขาดข้อมูลบางประการที่จำเป็นต้องใช้ประกอบการพิจารณาออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าในอนาคต จึงเห็นสมควรให้มีการศึกษาเพิ่มเติมโดยนำเอาข้อมูลศักยภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Capacity) ไปใช้ประกอบการเตรียมการออกหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าตามนโยบายนี้ในอนาคตด้วย

3. การดำเนินการในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบ Adder เป็น FiT โดย กกพ. ได้ออกประกาศ ที่เกี่ยวข้องกับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น FiT รวม จำนวน 3 ฉบับ ดังนี้ (1) เมื่อวันที่ 23 มกราคม 2558 ออกประกาศเรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น FiT พ.ศ. 2558 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและยังไม่ได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ หรือได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าเมื่อปี 2557 หรือที่ได้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าแล้วก่อนวันที่ 16 ธันวาคม 2558 ที่มีความประสงค์จะเปลี่ยนจากแบบ Adder เป็นแบบ FiT (2) เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2558 ออกประกาศตามข้อ (1) เพิ่มเติมเพื่อใช้เป็นแนวทางดำเนินงานสำหรับผู้ที่ได้ยื่นความประสงค์ของเปลี่ยนจากแบบ Adder เป็น FiT และ (3) เมื่อวันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2558 ออกประกาศตามข้อ (1) เพิ่มเติมฉบับที่ 2 เพื่อขยายกรอบระยะเวลาการรับคำขอยกเลิกและคำขอขายไฟฟ้าใหม่จากวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2558 และ 27 กุมภาพันธ์ 2558 เป็นวันที่ 31 มีนาคม 2558 ทั้งนี้ เพื่อให้มีความชัดเจนและอำนวยความสะดวกแก่ผู้สนใจเข้าร่วมโครงการ กกพ. จะรวมประกาศทั้ง 3 ฉบับข้างต้นเป็นฉบับเดียว รวมทั้งเพื่อให้ผู้ที่ประสงค์จะเข้าร่วมโครงการมีโอกาสพิจารณาการเปลี่ยนจาก Adder เป็น FiT ได้มากขึ้น จึงเห็นควรให้ขยายระยะเวลาการยื่นคำขอยกเลิกและคำขอขายไฟฟ้าใหม่จากวันที่ 31 มีนาคม 2558 เป็นวันที่ 31 กรกฎาคม 2558

4. การยื่นคำขอยกเลิกและการยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ เพื่อเปลี่ยนจากแบบ Adder เป็น FiT ในช่วงวันที่ 26 มกราคม 2558 - 31 มีนาคม 2558 มีผู้มายื่นคำขอยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือคำขอขายไฟฟ้าเดิมในระบบ Adder รวม 124 โครงการ กำลังการผลิตติดตั้ง 667.83 เมกะวัตต์ และมีผู้มายื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ในแบบ FiT 122 โครงการ กำลังการผลิตติดตั้ง 652.50 เมกะวัตต์

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้เลื่อนกำหนดวันประกาศรับข้อเสนอขอขายไฟฟ้าภายใต้กลไกการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) จากเดิมที่กำหนดให้ดำเนินการภายในไตรมาสแรกของปี 2558 เป็นภายในเดือนกรกฎาคม 2558 สำหรับพลังงานน้ำและขยะให้ดำเนินการรับซื้อด้วยวิธีอื่น

2. เห็นชอบให้ศึกษาความสามารถในการรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติม ในอนาคตโดยเฉพาะโครงการภายใต้นโยบายของรัฐบาล เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าขยะตาม Roadmap ของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อความมั่นคงตามนโยบายของกระทรวงกลาโหม เป็นต้น รวมทั้งการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่อาจจะเปิดให้มีการรับซื้อในอนาคต

3. เห็นชอบให้ขยายระยะเวลาการยื่นคำขอยกเลิกและคำขอขายไฟฟ้าใหม่เพื่อขอเปลี่ยนจาก Adder เป็นแบบ FiT สำหรับโครงการที่ยังไม่ได้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว หรือโครงการที่ได้รับอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้าในปี 2557 จากวันที่ 31 มีนาคม 2558 เป็นวันที่ 31 กรกฎาคม 2558

4. เห็นชอบให้มีการส่งผ่านค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) เช่นเดียวกับการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder และการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ในแบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้พิจารณาส่วนต่างค่ารับซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT กับค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐใน Ft

5. มอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน รับไปแก้ไขปัญหาข้อร้องเรียนของโครงการพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder ที่หยุดรับซื้อไฟฟ้า ซึ่งมีผลถัดจากวันที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 ทำให้ผู้ยื่นขอขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder ไม่สามารถจะยื่นขอได้ทัน และเมื่อได้ข้อยุติแล้วให้นำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

เรื่องที่ 9 <u>การสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. พระราชบัญญัติน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2509 มีวัตถุประสงค์เพื่อควบคุมการกลั่นและค้าน้ำมันเชื้อเพลิงให้เป็นไปโดยเหมาะสม เกี่ยวกับคุณภาพของน้ำมันเชื้อเพลิงและการให้มีการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงไว้ มีปริมาณพอควร เพื่อประโยชน์แก่ประเทศและประชาชน ประเทศไทยจึงเริ่มสำรองน้ำมันเชื้อเพลิง โดยภาคเอกชน (ผู้ค้าน้ำมัน) ตั้งแต่ปี 2509 เป็นต้นมา โดยคำนวณจากระยะเวลาจัดหาน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลางถึงประเทศไทยและระยะเวลาในการกลั่นเป็นน้ำมันสำเร็จรูปใช้เวลา

รวมทั้งสิ้นประมาณ 18 วัน เมื่อคำนวณเปรียบเทียบกับการสำรองในระยะเวลา 1 ปี (365 วัน) ส่งผลให้มีอัตราสำรองเท่ากับร้อยละ 5 รัฐบาลในขณะนั้น จึงได้กำหนดให้สำรองทั้งน้ำมันดิบร้อยละ 5 (เพียงพอใช้ได้ 18 วัน) และน้ำมันสำเร็จรูป ร้อยละ 5 (เพียงพอใช้ได้ 18 วัน) ทำให้ประเทศมีน้ำมันเพียงพอใช้ได้รวมทั้งสิ้น 36 วัน ด้วยเหตุผลว่า การมีสำรองน้ำมันดิบเพื่อให้โรงกลั่นสามารถมีน้ำมันดิบเข้ากลั่นได้ตลอดเวลา และการสำรองน้ำมันสำเร็จรูปเพื่อให้ผู้บริโภค (ประชาชน) มีน้ำมันใช้ตลอดเวลาเช่นเดียวกัน

2. ในช่วงที่ผ่านมา น้ำมันสำรองได้มีการนำออกมาใช้ตามความจำเป็นในเหตุการณ์ต่างๆ เช่น กรณีน้ำมันดิบ เกิดเหตุท่าเรือส่งออกน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางปิดชั่วคราวเนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน มีคลื่นสูง เรือเลื่อนกำหนดถึงท่าเรือประเทศไทย เหตุท่อรับน้ำมันดิบรั่วในทะเล เป็นต้น ส่วนกรณีน้ำมันสำเร็จรูป เกิดไฟไหม้โรงกลั่นน้ำมันจำเป็นต้องหยุดซ่อมไม่น้อยกว่า 1 เดือน ไม่สามารถกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปได้ เหตุน้ำท่วมเขตปริมณฑลทำให้การรับส่งน้ำมันจากโรงกลั่นไปคลังน้ำมันหลักในภูมิภาคมีปัญหา ส่งผลให้ผู้ค้าน้ำมันที่รับน้ำมันสำเร็จรูปจากโรงกลั่นจำเป็นต้องขอลดสำรองน้ำมันสำเร็จรูป เพื่อนำน้ำมันสำรองดังกล่าว ไปจำหน่ายให้แก่ประชาชน นอกจากนี้ ในอดีตรัฐบาลก็เคยมีประกาศปรับลดและเพิ่มอัตราสำรองตามความเหมาะสมของสถานการณ์ เช่น ปรับอัตราสำรองลดลงในช่วงภาวะน้ำมันล้นตลาดสามารถจัดหาได้ง่ายขึ้น หรือปรับเพิ่มขึ้นในช่วงที่มีสถานการณ์สู้รบในตะวันออกกลาง ส่งผลต่อความไม่แน่นอนในการจัดหาน้ำมัน ในต่างประเทศ เกิดเหตุวินาศกรรมในสหรัฐอเมริกา เป็นต้น

3. ปัจจุบันประเทศมีการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิง 2 ส่วน คือ (1) น้ำมันดิบ อัตราสำรองร้อยละ 6 เทียบเท่าจำนวนวันสำรอง 21.5 วัน และ (2) น้ำมันสำเร็จรูป อัตราสำรองร้อยละ 6 เทียบเท่าจำนวนวันสำรอง 21.5 วัน โดยอัตราสำรองร้อยละ 6 เป็นอัตราสำรองที่ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อวันที่ 1 พฤศจิกายน 2556 ตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพื่อเพิ่มความมั่นคงทางด้านพลังงานให้แก่ประเทศ ส่งผลให้มีจำนวนวันสำรองเทียบเท่า 43 วัน ซึ่งในขณะนั้นราคาน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับประมาณ 100 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ทำให้ผู้ค้าน้ำมันในประเทศมีภาระต้นทุนที่สูงขึ้น โดยราคาต้นทุนสำรองสำหรับน้ำมันดิบประมาณ 1.5 สตางค์ต่อลิตร และน้ำมันสำเร็จรูปประมาณ 2.3 สตางค์ต่อลิตร (อัตราแลกเปลี่ยน 33 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ)

4. จากสถานการณ์ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกได้ปรับตัวลดลงตั้งแต่ช่วงปลายปี 2557 ที่ระดับราคาประมาณ 100 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ต่อเนื่องมาจนถึงปัจจุบันราคาน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับราคาประมาณ 60 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เนื่องจากความไม่สมดุลของอุปสงค์และอุปทาน รวมทั้งโอเปคยังคงรักษาระดับกำลังการผลิตไว้ที่เดิม และไม่มีแนวโน้มลดกำลังการผลิตลง ส่งผลให้เกิดภาวะน้ำมันล้นตลาด สามารถจัดหาน้ำมันดิบง่ายขึ้น ดังนั้น เพื่อใช้โอกาสในช่วงสถานการณ์ราคาน้ำมันที่เป็นขาลงจึงเห็นควรผ่อนคลายระดับการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมาย โดยพิจารณาจากระยะเวลาการจัดหาน้ำมันดิบจากแหล่งในตะวันออกกลาง ที่ประมาณ 15 วัน และระยะเวลาในการจัดหาน้ำมันสำเร็จรูปที่จัดหาได้ง่ายขึ้นกว่าอดีตที่ประมาณ 7 วัน รวมระยะเวลาจัดหาสำเร็จรูปจากสิงคโปร์ประมาณ 4 วัน ดังนั้น เมื่อรวมกับการสำรองเพื่อ

การค้า (Working Stock) ของผู้ค้าน้ำมันเองอีกประมาณ 4 วัน รวมมีสำรองทั้งประเทศประมาณ 30 วัน ซึ่งน่าจะเพียงพอกับสถานการณ์ในขณะนี้

5. กระทรวงพลังงาน เห็นควรให้ลดอัตราสำรองน้ำมันตามกฎหมายลงเฉพาะน้ำมันสำเร็จรูปให้เหลือร้อยละ 1 ส่วนน้ำมันดิบยังคงเดิมไว้ที่ร้อยละ 6 เนื่องจากใช้ระยะเวลาในการจัดหานาน ซึ่งประโยชน์ที่ได้รับ มีดังนี้ (1) เกิดสภาพคล่องของน้ำมันในตลาดเพิ่มขึ้น ประชาชนจะได้ประโยชน์จากการแข่งขันด้านราคาน้ำมัน (2) ผู้ค้าน้ำมันมีพื้นที่ถังเก็บเพิ่มมากขึ้น สามารถนำไปใช้ให้เกิดประโยชน์ในทางธุรกิจอื่นได้ เพิ่มศักยภาพในการแข่งขันให้ผู้ประกอบการ และ (3) สามารถลดต้นทุนบางส่วนของผู้ค้าน้ำมันลงได้ ส่งผลให้ราคาขายปลีกลดลง ทั้งนี้ หากมีสถานการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดอันก่อให้เกิดความเสี่ยงภัยต่อการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงภายในประเทศ กระทรวงพลังงานจะเสนอให้ปรับอัตราสำรองเพิ่มขึ้นได้ทันที

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบในหลักการให้ลดอัตราสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมายให้เหลือจำนวนวันสำรองประมาณ 25 วัน โดยแบ่งเป็นอัตราสำรองน้ำมันดิบร้อยละ 6 และน้ำมันสำเร็จรูปร้อยละ 1

2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงานดำเนินการปรับลดอัตราสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมาย พร้อมทั้งกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการที่เหมาะสมต่อไป

เรื่องที่ 10 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015)</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 มีมติเห็นชอบแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP 2015) โดยให้มีระยะเวลาของแผนสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พร้อมทั้งจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ให้มีกรอบระยะเวลาของแผนระหว่างปี 2558 - 2579 เช่นเดียวกับแผน PDP 2015 ต่อมาเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 กพช. มีมติเห็นชอบหลักการ และแนวทางการจัดทำ PDP 2015 โดยมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ไปจัดทำร่างแผน PDP 2015 ในรายละเอียด และนำร่างแผน PDP 2015 ไปรับฟังความคิดเห็นก่อนนำเสนอ กพช. ต่อไป

2. กระทรวงพลังงานได้จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น "ทิศทางพลังงานไทย" 4 ภูมิภาค (สิงหาคมถึง กันยายน 2557) ในส่วนกลาง ณ กรุงเทพมหานคร และส่วน

ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ ณ จังหวัดเชียงใหม่ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ณ จังหวัดขอนแก่น และภาคใต้ ณ จังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อรวบรวมความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากการสัมมนามาพิจารณาประกอบการจัดทำร่างแผน PDP 2015

3. การพิจารณาค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวของประเทศ สมมติฐานและจัดทำร่างแผน PDP 2015 จะให้ความสำคัญในประเด็น ดังนี้ (1) เน้นความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ (Security) เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่ (2) ต้นทุนค่าไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เหมาะสม (Economy) ราคาค่าไฟฟ้ามีความเหมาะสม และมีเสถียรภาพประชาชนไม่แบกรับภาระสูงเกินไป รวมถึงจะต้องสะท้อนต้นทุนในการผลิตและจำหน่าย และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว และ (3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ปริมาณการปลดปล่อย CO2 ไม่สูงกว่าแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 รวมทั้งส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และส่งเสริมการมีส่วนร่วมเพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างยั่งยืน ต่อมากระทรวงพลังงาน ได้จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นกลุ่มย่อย (Focus Group) และสัมมนารับฟังความคิดเห็น (Public Hearing) จากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียต่อร่างแผน PDP 2015 เมื่อวันที่ 8 และ 28 เมษายน 2558 ตามลำดับ และได้นำความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากการสัมมนารับฟังความคิดเห็นทั้ง 2 ครั้ง มาประกอบการพิจารณาปรับปรุงร่างแผน PDP 2015

4. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP 2015)

4.1 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าระยะยาว : การจัดทำ PDP 2015 กำหนดสมมติฐานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว ดังนี้ (1) พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระดับจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) โดยใช้แบบจำลองของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ได้แก่ แบบจำลองทางเศรษฐมิติ (Econometric Model) และแบบจำลอง End – Use Model (2) ใช้ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เป็นค่าจริง 10 เดือนของปี 2557 เป็นฐานในการพยากรณ์ฯ (3) ใช้ค่าพยากรณ์การเติบโตทางเศรษฐกิจหรือผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) ปี 2557 - 2579 จาก สศช. เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2557 ซึ่งรวมโครงการโครงสร้างพื้นฐานของรัฐบาล มีอัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยในช่วงปี 2557 - 2579 อยู่ที่ร้อยละ 3.94 ต่อปี (4) ใช้จำนวนประชากรและข้อมูลการพยากรณ์จำนวนประชากรของประเทศจาก สศช. มีอัตราการเติบโตเฉลี่ยในช่วงปี 2557 - 2579 อยู่ที่ร้อยละ 0.03 ต่อปี (5) พยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) โดยใช้ Load Profile ปี 2556 (6) เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน AEDP ณ ปี 2579 เท่ากับ 19,635 เมกะวัตต์ และ (7) เป้าหมายการประหยัดพลังงานไฟฟ้าตามแผน EEDP ณ ปี 2579 เท่ากับ 89,672 ล้านหน่วย ทั้งนี้ ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามมติการประชุมคณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนา กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2558 โดยกรณีฐานพิจารณาที่ร้อยละ 100 ของแผนอนุรักษ์พลังงาน (EE100%)

4.2 แผนอนุรักษ์พลังงาน: การจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2579 (Energy Efficiency Development Plan: EEDP 2015 - 2036) ได้

ทบทวนแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 -2573) โดยปรับค่าพื้นฐานและสมมติฐานอื่นๆ ให้สอดคล้องกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและการพยากรณ์ความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง และปรับเป้าหมายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี 2579 เมื่อเทียบกับปี 2553 หรือประมาณ 56,142 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) ซึ่งปี 2556 ความเข้มการใช้พลังงานเมื่อเทียบกับปี 2553 ลดลงประมาณ 4,442 ktoe ทั้งนี้ ในช่วงปี 2558 - 2579 จะผลักดันมาตรการต่างๆ ให้เกิดผลประหยัดพลังงานอีกประมาณ 51,700 ktoe โดยร้อยละ 15 เป็นส่วนการลดการใช้พลังงานไฟฟ้า 7,641 ktoe หรือเทียบเท่า 89,672 ล้านหน่วย (GWh) และร้อยละ 85 เป็นส่วนการลดการใช้พลังงานความร้อน 44,059 ktoe พร้อมทั้งทบทวนแผนอนุรักษ์พลังงานใน 4 ภาคเศรษฐกิจ ได้แก่ บ้านที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม อาคารธุรกิจ และขนส่ง โดยมีแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้ (1) ยกเลิก/ทบทวนการอุดหนุนราคาพลังงาน เพื่อส่งสัญญาณให้ผู้บริโภคตระหนักเรื่องราคาให้เป็นไปตามกลไกตลาด (2) มาตรการทางภาษี สนับสนุนมาตรการภาษีเพื่อสนับสนุนอุปกรณ์ที่มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (3) เร่งรัดการสนับสนุนมาตรการด้านการเงิน เพื่อให้มีการเปลี่ยนอุปกรณ์ และเกิดการบริหารจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (4) มาตรฐานการใช้พลังงานในอาคารและโรงงาน (Building Energy Code: BEC) โดยประสานกับกระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงมหาดไทย เพื่อผลักดันให้เป็นมาตรการบังคับ (5) รณรงค์ด้านพฤติกรรมการใช้พลังงานและการปลูกจิตสำนึก (6) กำหนดให้ผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานให้ลูกค้า (Energy Efficiency Resources Standard: EERS)
จากมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานทั้งหมด 34 มาตรการ เมื่อพิจารณาตามแนวทางข้างต้น เฉพาะด้านไฟฟ้าจะมี 6 มาตรการที่มีศักยภาพและมีโอกาสเห็นสูงร้อยละ 100 ซึ่งคาดว่า จะปรับปรุงปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากกรณีปกติ ณ ปี 2579 ได้ 89,672 ล้านหน่วย ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาแยกเป็น รายภาคเศรษฐกิจจะได้ผลประหยัดจากภาคที่อยู่อาศัยเท่ากับ 13,633 ล้านหน่าย (คิดเป็นร้อยละ 15) ภาคอุตสาหกรรมเท่ากับ 31,843 ล้านหน่วย (คิดเป็นร้อยละ 36) ภาคอาคารธุรกิจเท่ากับ 37,052 ล้านหน่วย (คิดเป็นร้อยละ 41) และภาคอาคารรัฐเท่ากับ 7,144 ล้านหน่วย (คิดเป็นร้อยละ 8)
4.3 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก: แนวทางในการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015 - 2036) มียุทธศาสตร์ในการส่งเสริมพลังงานชีวภาพ ได้แก่ (1) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพให้ได้เต็มตามศักยภาพเป็นลำดับแรก โดยการสำรวจศักยภาพคงเหลือในปัจจุบันสามารถผลิตไฟฟ้าจากขยะได้ประมาณ 500 เมกะวัตต์ และผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลได้อีกประมาณ 2,500 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ได้ประสานงานร่วมกับนโยบาย Zoning ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ทำให้สามารถเพิ่มศักยภาพเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าได้อีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ (2) กำหนดเป้าหมายการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนตาม รายภูมิภาค โดย Zoning ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและศักยภาพพลังงานหมุนเวียน (3) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์และลมในลำดับถัดไป เมื่อ

ต้นทุนสามารถแข่งขันได้กับการผลิตไฟฟ้าจาก LNG และส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าที่เกิดการสร้างชุมชนที่เข้มแข็ง และการลดการนำเข้าพลังงานจากฟอสซิล และ (4) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธีการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมทั้งผู้ผลิตและผู้บริโภค ทั้งนี้ ได้มีการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 คิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งสิ้นประมาณ 19,635 เมกะวัตต์

4.4 สมมติฐานการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

1) ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในแผน PDP 2015 กรณีฐาน ตามที่คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศพิจารณาในวันที่ 9 มกราคม 2558 โดยได้พิจารณาถึงเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน และเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

2) คำนึงถึงแผนอนุรักษ์พลังงานซึ่งจะปรับลดความเข้มการใช้พลังงานให้ลดลงร้อยละ 30 เทียบกับปี 2556 โดยในส่วนการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าคิดเป็น 89,672 ล้านหน่วย

3) ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า: (1) พิจารณาเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า บริเวณที่มีจุดเสี่ยงและมีความสำคัญของประเทศ ได้แก่ ระบบไฟฟ้าภาคใต้ และระบบไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพฯ (2) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (3) การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยกำหนดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสอดคล้องกับมติ กพช. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 กำหนดโรงไฟฟ้าที่มีภาระผูกพันแล้วและไม่ต่ออายุการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ที่จะหมดอายุสัญญาในช่วงปี 2558 - 2579 เว้นแต่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการและโรงไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูง โดยยึดแนวทางการดำเนินการตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยปลายแผนกำหนดให้ ไม่เกินร้อยละ 40 จากปัจจุบันอยู่ที่ร้อยละ 65 เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมในปี 2579 คิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้า รวมประมาณ 19,635 เมกะวัตต์ เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด และในส่วนการจัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศให้คำนึงถึงศักยภาพที่สามารถจัดหาได้และมีราคาที่เหมาะสม โดยกระจายแหล่งผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้านหลายประเทศ กำหนดไม่เกินร้อยละ 20 ของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ นอกจากนี้ กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ไว้ปลายแผนไม่เกินร้อยละ 5 หรือ 2,000 เมกะวัตต์ ของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ และ (4) กำหนดให้การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงร้อยละ 20 เทียบกับ ปี 2556 (การปลดปล่อย CO_2 ปี 2556 มีค่าเท่ากับ 0.506 $kgCO_2/kWh$)

4) แผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานของระบบไฟฟ้า: (1) การพัฒนาระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า การจัดทำแผน PDP2015 ให้สอดรับกับการพัฒนา

ระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (AEC) โดยเชื่อมโยงกับประเทศเพื่อนบ้าน และเป็นจุดเริ่มในการพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ (Bilateral trading) ของประเทศในกลุ่ม GMS รวมถึงรองรับการพัฒนาพลังงานทดแทน และ (2) ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในแผน PDP 2015 จะให้ความสำคัญกับการพัฒนาระบบ Smart grid เพื่อรองรับการพัฒนาระบบไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Generation: DG) และรองรับการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

5. สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP 2015)

5.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในช่วง ปี 2558 - 2579: พยากรณ์ความต้องพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ (Energy) และพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิ (Peak) ของประเทศมีค่าเท่ากับ 326,119 ล้านหน่วย และ 49,655 เมกะวัตต์ ตามลำดับ
5.2 ภาพรวมของกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2558 - 2579 : ณ ธันวาคม 2557 มีกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 37,612 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558 - 2579 มีกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ตามแผน PDP2015 อยู่ที่ 57,459 เมกะวัตต์ มีการปลดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเก่าออกจากระบบ 24,736 เมกะวัตต์ ดังนั้น กำลังผลิตไฟฟ้ารวมสุทธิถึงปี 2579 อยู่ที่ 70,335 เมกะวัตต์
5.3 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2558 - 2579 รวม 57,459 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้าได้ดังนี้ (1) ถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด 7,390 เมกะวัตต์ (2) ความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ) 17,478 เมกะวัตต์ (3) พลังงานนิวเคลียร์ 2,000 เมกะวัตต์ (4) กังหันแก๊ส 1,250 เมกะวัตต์ (5) ระบบ Cogeneration 4,119 เมกะวัตต์ (6) พลังงานหมุนเวียน 12,105 เมกะวัตต์ (7) พลังน้ำสูบกลับ 2,101 เมกะวัตต์ และ (8) รับซื้อจากต่างประเทศ 11,016 เมกะวัตต์
5.4 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง แบ่งเป็น (1) พลังงานหมุนเวียน (รวมพลังน้ำในประเทศ) ร้อยละ 20 (2) พลังน้ำต่างประเทศ ร้อยละ 15 (3) ก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 37 (4) ถ่านหินและลิกไนต์ ร้อยละ 23 และ (5) นิวเคลียร์ ร้อยละ 5
5.5 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2): เมื่อเทียบการปลดปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าในปี 2573 ของแผนเดิมและแผนใหม่อยู่ที่ 0.385 และ 0.342 $kgCO_2/kWh$ ตามลำดับ และการปลดปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าของปี 2579 อยู่ที่ 0.319 $kgCO_2/kWh$ หรือคิดเป็นการปลดปล่อย CO_2 ประมาณ 104,075 พันตัน
5.6 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserved Margin: RM) ณ ปลายแผน PDP 2015 ในปี 2579 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ที่ร้อยละ 15.3 ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด
5.7 ประมาณการค่าไฟฟ้าขายปลีก: ราคาค่าไฟฟ้าขายปลีกจะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.89 ต่อปี โดยมี Levelised price ปี 2558 - 2579 เท่ากับ 4.587 บาทต่อหน่วย (Discount Rate 10%)

5.8 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า จะมีการดำเนินการโครงการระบบส่งไฟฟ้าตามแผน PDP 2015 ประกอบด้วยโครงการหลักต่างๆ 6 ส่วน ได้แก่ (1) โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น (2) โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า (3) โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน (4) โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า (5) โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ และ (6) โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid)

6. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้มีความเห็นต่อร่างแผน PDP 2015 สรุปได้ดังนี้ (1) การวางแผนการจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าควรสอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วง โดยอาจกำหนดให้มีการศึกษารูปแบบ แนวทาง หลักเกณฑ์ และราคารับซื้อไฟฟ้าเพื่อรองรับ Base Load Intermediate Load และ Peak Load ของประเทศ (2) ควรให้ความสำคัญกับการใช้ประโยชน์จากโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้วของระบบไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบท่อก๊าซธรรมชาติให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เพื่อประหยัดค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างแหล่งผลิต (3) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวโดยนำเป้าหมายการประหยัดพลังงานตามแผน EEDP (EE100%) ณ ปี 2579 มาใช้จำนวน 89,672 ล้านหน่วย ควรมีแผนประเมินผลการดำเนินมาตรการและแผนติดตามเป็นระยะ ๆ และควรพิจารณาภาระค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเทียบกับผลการประหยัดพลังงาน (4) การจัดทำแผน AEDP ที่เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงจากร้อยละ 8 ในปัจจุบัน เป็นร้อยละ 20 ในปี 2579 จะต้องคำนึงถึงความพึ่งพาได้ของพลังงานหมุนเวียนบางประเภท เช่น พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยพิจารณาจัดหาพลังงานสำรองจากเชื้อเพลิงอื่นที่เหมาะสม นอกจากนี้ ควรคำนึงถึงความมั่นคงของการจัดหาพลังงานและความเชื่อมโยงกับแผนพัฒนาระบบโครงข่ายด้วย และ (5) ควรจัดให้มีรายละเอียดเกี่ยวกับแผนพัฒนาระบบส่งและแผนการพัฒนาระบบ Smart Grid อย่างเป็นรูปธรรม

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฯ ควรมีการทบทวนเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงปัจจัย ที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของแผนอย่างมีนัยสำคัญ

2. มอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน รับไปบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ (Reserved Margin) ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมต่อไป

เรื่องที่ 11 <u>กรอบแนวทางการบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สัมปทานที่จะสิ้นสุดอายุในปี พ.ศ. 2565-2566</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. ผู้รับสัมปทานภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ที่เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศมี 2 ราย คือ (1) แปลงสำรวจหมายเลข B10, B11, B12 และ B13 (สัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 1/2515/5 และ 2/2515/6) ของกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณและใกล้เคียง ปัจจุบันดำเนินงานโดยบริษัท เชฟรอน สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (ปัจจุบันผลิตอยู่ที่อัตรา DCQ เท่ากับ 1,240 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) และ (2) แปลงสำรวจหมายเลข B15, B16 และ B17 (สัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 3/2515/7 และ 5/2515/9) ของแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช ดำเนินงานโดยบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปัจจุบันผลิตอยู่ที่อัตรา DCQ เท่ากับ 870 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ซึ่งปัจจุบันทั้งสองรายการเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติหลักที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศและใช้เป็นวัตถุดิบต้นทางของอุตสาหกรรม ปิโตรเคมีและก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) รวมกำลังผลิตเฉลี่ยปี 2557 ประมาณ 2,214 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือประมาณร้อยละ 76 ของปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (ไม่รวมก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย)

2. สัมปทานปิโตรเลียม (4 สัมปทานใน 7 แปลงสำรวจ) ทั้งสองรายการดังกล่าวกำลังจะสิ้นสุดอายุสัมปทานลงในเดือนเมษายน 2565 และมีนาคม 2566 ภายหลังจากที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตเป็นเวลา 10 ปีไปแล้วหนึ่งครั้ง (เมื่อปี 2555 และ 2556) ทั้งนี้ตามกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมจะไม่สามารถต่ออายุสัมปทานได้อีก โดยบรรดาทรัพย์สินที่จะตกเป็นทรัพย์สินของรัฐ อย่างไรก็ดี แหล่งก๊าซธรรมชาติในสัมปทานที่จะสิ้นอายุในปี 2565 - 2566 เชื่อว่าจะยังมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตขึ้นมาใช้ได้ต่อไปอีกประมาณ 10 ปี

3. ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากสัมปทานที่กำลังจะสิ้นสุดอายุนี้ เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศไทย ดังนั้น ความต่อเนื่องในการผลิตของแหล่งทั้งสองจึงมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อความมั่นคงด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ การพิจารณาตัดสินใจของรัฐบาลเกี่ยวกับแนวทางการบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติในแปลงสัมปทานที่จะสิ้นสุดอายุจึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีความชัดเจน อย่างช้าภายในปี 2560 (หรือ 5 ปีก่อนสิ้นอายุสัมปทาน) เพื่อไม่ให้กระทบต่อการลงทุนเพื่อพัฒนาแหล่งผลิต และรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติไม่ให้ลดต่ำลง

4. กรอบแนวทางการดำเนินงาน : สามารถสรุปกรอบแนวทางการบริหารจัดการในพื้นที่สัมปทานดังกล่าว ได้ดังนี้ (1) ความต่อเนื่องในการดำเนินการพัฒนาแหล่งก๊าซเพื่อรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติไม่ให้ลดต่ำลงถือเป็นประเด็นที่มีความสำคัญอย่างมาก แต่ทั้งนี้ก็จำเป็นจะต้องเปิดให้มีการเจรจาหาผู้ดำเนินงานปรับปรุงเพิ่มสัดส่วนการถือครองของในแหล่งก๊าซธรรมชาติ การปรับปรุงระบบการจัดเก็บผลประโยชน์เข้ารัฐให้เหมาะสม รวมถึงการพิจารณาราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติไปพร้อมกันด้วย (2) ระบบการบริหารจัดการฯ จัดเก็บผลประโยชน์เข้ารัฐ ในเบื้องต้นสามารถเป็นได้ทั้งระบบสัมปทานตามกฎหมายปิโตรเลียม หรือระบบสัญญาอื่นๆ ได้แก่ ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract: PSC) ซึ่งทุกแนวทางจะต้องมีการแก้ไขกฎหมายเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด อนึ่งหากจะนำระบบ PSC มาใช้ก็อาจต้องมีการปรับโครงสร้างองค์กรของรัฐ และจะต้องเตรียมความพร้อมของบุคลากรควบคู่ไปด้วย และ (3) การเพิ่มสัดส่วนของรัฐในการถือครองแหล่งก๊าซ

ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและเป็นธรรม โดยนำศักยภาพปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ยังเหลืออยู่ในพื้นที่ผลิต รวมทั้งสิ่งก่อสร้างและอุปกรณ์การผลิตที่จะตกเป็นของรัฐตามกฎหมายเมื่อสิ้นสุดอายุสัมปทาน มาประกอบการพิจารณาด้วย ซึ่งอาจเจรจาเพื่อการลดสัดส่วนการถือสิทธิของผู้รับสัมปทานและเพิ่มการถือสิทธิของรัฐในพื้นที่แหล่งผลิต หรือการเรียกเก็บโบนัสการลงนามหรือโบนัสการผลิตต่างๆ เพิ่มขึ้น

5. การเตรียมการของกระทรวงพลังงาน: ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาในประเด็นต่างๆ ดังนี้ (1) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ว่าจ้างบริษัทผู้เชี่ยวชาญที่ปรึกษาเพื่อทำการประเมินปริมาณสำรอง และปริมาณทรัพยากรของกลุ่มแหล่งก๊าซเอราวัณ และแหล่งก๊าซบงกช (2) ชธ. จัดทำบัญชีสิ่งติดตั้ง/อุปกรณ์ การผลิต โดยแยกสิ่งติดตั้งที่เป็นของผู้รับสัมปทาน กับสิ่งติดตั้ง/อุปกรณ์การผลิตที่เป็นการเช่าเพื่อใช้งาน เพื่อพิจารณาว่าส่วนใดบ้างจะต้องเป็นของรัฐ และ (3) คณะกรรมการปิโตรเลียมได้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการเพื่อศึกษาพิจารณาเสนอแนะแนวทางดำเนินการคัดเลือกผู้ดำเนินงานและระบบบริหารจัดการที่เหมาะสม รวมถึงการปรับแก้ไขกฎหมาย กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องเพื่อเสนอกระทรวงพลังงานและคณะรัฐมนตรีพิจารณาตามกรอบแนวทางการดำเนินงานในข้อ 4

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบการดำเนินการบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สัมปทานจะสิ้นอายุตามกรอบแนวทาง การดำเนินงานรวมทั้งรับทราบการเตรียมการของกระทรวงพลังงาน และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานและคณะกรรมการปิโตรเลียมรับไปพิจารณาดำเนินการให้ได้ข้อยุติที่เป็นรูปธรรมภายในหนึ่งปี

เรื่องที่ 12 <u>บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) ขอขยายกำหนดเวลาจำหน่ายหุ้นให้กับประชาชน</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. คณะรัฐมนตรีมีมติเมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2557 รับทราบมติ กพช. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 ที่เห็นชอบ (ร่าง) สัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) "สัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม" และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานดำเนินการทำสัญญากับ บริษัท สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) (SPRC) รวมทั้งเห็นชอบให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ลดสัดส่วนการถือหุ้นในโรงกลั่น SPRC ลงเพื่อจำหน่ายให้กับประชาชนไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของทุนจดทะเบียน โดยให้ SPRC จำหน่ายหุ้นให้กับประชาชนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยภายในไตรมาสที่ 2 ของปี 2558 หรือ ภายใน 6 เดือน ภายหลังจากวันที่ลงนามในสัญญา แล้วแต่ระยะเวลาใดจะสิ้นสุดช้ากว่า ต่อมาเมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2558 กระทรวงพลังงาน ได้ทำสัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) "สัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม" กับ SPRC

2. SPRC ไม่สามารถดำเนินการเพื่อจำหน่ายหุ้นให้กับประชาชนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ให้แล้วเสร็จภายใน 6 เดือนได้ เนื่องจากกระบวนการพิจารณาอนุมัติการเสนอขายหลักทรัพย์ฯ ได้เปลี่ยนแปลงไป และปัจจุบันคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ (ก.ล.ต.) จะต้องใช้เวลาตรวจสอบเอกสาร คำร้องเพื่อเสนอขายหลักทรัพย์ฯ ประมาณ 4 - 6 เดือน จากเดิมที่ประมาณการว่าจะใช้เวลาเพียง 2 เดือน ดังนั้น จึงจำเป็นต้องใช้ระยะเวลาดำเนินการอย่างน้อย 8 เดือน ในการเสนอขายหลักทรัพย์ฯ ให้แล้วเสร็จ

3. SPRC วางแผนจะยื่นคำขอและเอกสารประกอบคำขอจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ต่อ ก.ล.ต. ในช่วงต้นเดือนมิถุนายน 2558 จึงจำเป็นต้องแก้ไขสัญญาให้แล้วเสร็จภายในเดือนพฤษภาคม 2558 มิเช่นนั้นจะมีผลต่อการจัดทำข้อมูลเพื่อเปิดเผยในหนังสือชี้ชวนในเรื่องการเปิดเผยความเสี่ยงในกรณีที่ SPRC อาจผิดสัญญาไม่สามารถทำการเสนอขายหลักทรัพย์ฯ ได้ภายในกำหนด SPRC จึงมีหนังสือถึงกระทรวงพลังงาน ขอแก้ไขสัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) สัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม โดยขอขยายกำหนดเวลาจำหน่ายหุ้นให้กับประชาชนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยออกไปเป็นภายในปี 2558

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบให้ขยายระยะเวลาการจำหน่ายหุ้นของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) (SPRC) ให้แก่ประชาชนเป็นภายในปี พ.ศ. 2558 และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานดำเนินการแก้ไขสัญญาจัดสร้างและประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียมต่อไป

2. ในกรณีที่สภาวะตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยในช่วงเวลาสิ้นปี พ.ศ. 2558 ไม่เอื้ออำนวยให้ได้ราคาหุ้นที่สะท้อนมูลค่าที่แท้จริง มอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับไปเจรจากับ SPRC เพื่อกำหนดระยะเวลาเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและจำหน่ายหุ้นที่เหมาะสมขึ้นใหม่ และดำเนินการแก้ไขสัญญาฯ ต่อไป

เรื่องที่ 13 <u>แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง</u>

<u>ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้</u>

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เรื่อง แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว และแผนโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 รวมทั้งแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 2 เพื่อให้สามารถส่งก๊าซธรรมชาติรองรับกับความต้องการที่เพิ่มขึ้น โดยให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินโครงการ ต่อมา เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2558 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 เรื่อง หลักการและแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP 2015) โดยมอบหมายให้ไปจัดทำร่างแผน PDP 2015

พร้อมทั้งรับฟังความคิดเห็นก่อนนำเสนอต่อ กพช. ต่อไป ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้จัดรับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP 2015 เมื่อวันที่ 28 เมษายน 2558 ซึ่งร่างแผน PDP 2015 ได้ส่งผลต่อการประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ

2. ประมาณการความต้องการก๊าซธรรมชาติและการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ในระยะยาว (ปี 2558 - 2579) ของประเทศไทย

2.1 ประมาณการความต้องการก๊าซธรรมชาติ: ในช่วงปี 2553 – 2557 มีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.6 ต่อปี และในปี 2557 อยู่ที่ 4,714 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ส่วนใหญ่อยู่ในภาคการผลิตไฟฟ้า และในช่วงปี 2558 – 2562 ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มสูงขึ้นทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง ซึ่งโดยรวมคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจาก 4,714 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 5,099 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2562 หรืออัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 1.6 ต่อปี สำหรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว คาดว่าจะลดลงจากภาครัฐมีนโยบายลดการพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ปี 2579 สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับผลิตไฟฟ้าจะลดลงเหลือประมาณร้อยละ 37 (ตามร่างแผน PDP 2015) จากปี 2557 ที่มีสัดส่วนอยู่ที่ร้อยละ 59 จากสมมติฐานดังกล่าว ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว (ปี 2563 - 2579) ของประเทศจะลดลง โดยในปี 2563 คาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวม (กรณีฐาน หรือ Base case) จะอยู่ประมาณ 4,915 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และในช่วงท้ายแผนในปี 2579 จะลดลงอยู่ที่ประมาณ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ ในกรณีที่โรงไฟฟ้าถ่านหินที่ระบุในร่างแผน PDP 2015 อาจไม่สามารถดำเนินการได้ตามกำหนด รวมถึงแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) ที่อาจไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมาย ดังนั้น จึงพิจารณาความเป็นไปได้ของปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในกรณีที่มีความเป็นไปได้สูงที่สุด (Most likely case) สำหรับใช้ผลิตไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มสูงขึ้นจากกรณีฐาน เนื่องจากนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามกำหนดรวมทั้งสิ้นประมาณ 3,340 เมกะวัตต์ และความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มสูงขึ้น จากการนำไปใช้ผลิตไฟฟ้าทดแทนในกรณีที่แผน AEDP และ EEDP สามารถดำเนินการตามเป้าหมายได้เพียงร้อยละ 70 ทั้งนี้ ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติในปี 2579 ของกรณี Most likely case จะปรับเพิ่มขึ้นจากกรณีฐานที่ระดับ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นที่ระดับประมาณ 5,652 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2.2 การจัดหาก๊าซธรรมชาติ: แบ่งเป็น 3 ส่วน ได้แก่ (1) แหล่งก๊าซธรรมชาติภายในประเทศทั้งบนบกและในทะเล (อ่าวไทย) รวมถึงพื้นที่พัฒนาร่วมระหว่างประเทศ ผ่านทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (2) นำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศเพื่อนบ้าน (ประเทศสหภาพเมียนมา) ผ่านทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และ (3) นำเข้าในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas: LNG) โดยในปี 2557 จัดหาก๊าซธรรมชาติรวม

4,691 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แบ่งเป็น จัดหาจากแหล่งภายในประเทศฯ ประมาณ 3,657 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 78) การนำเข้าจากแหล่งในประเทศเพื่อนบ้านฯ ประมาณ 843 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 18) และการนำเข้า LNG ที่ 191 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 4) สำหรับในระยะยาวยังคงต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่เดิมและจากสัญญาใหม่จากทั้ง 2 แหล่ง นอกจากนี้ยังจำเป็นต้องนำเข้า LNG อย่างต่อเนื่อง และมีแนวโน้มที่จะปรับเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของแหล่งในประเทศมีจำกัดและลดลงตามอายุการผลิต ประกอบกับเมียนมามีนโยบายที่จะไม่ส่งออกก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทยเพิ่มเติม ทำให้ในปี 2579 คาดว่าจะต้องนำเข้า LNG สูงถึงประมาณ 31.4 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 4,400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ภายใต้กรณีที่มีความเป็นไปได้สูงที่สุด หรือ Most likely case)

3. แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง แบ่งเป็น 2 ส่วน ดังนี้

3.1 โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงในการจัดหาและจัดส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ เงินลงทุนรวม 143,000 ล้านบาท ประกอบด้วย (1) ระยะที่ 1 เงินลงทุน 13,900 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จภายในปี 2560 – 2562 ได้แก่ โครงการเกี่ยวกับการปรับปรุงแท่นผลิต อุปกรณ์และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้โรงไฟฟ้าขนอมใหม่ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลเชื่อมแหล่งอุบล และสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติวังน้อย-แก่งคอย (2) ระยะที่ 2 เงินลงทุน 117,100 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2564 ได้แก่ โครงการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บนบกเส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย–โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/พระนครใต้ และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติราชบุรี-วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปจังหวัดราชบุรี และ (3) ระยะที่ 3 เงินลงทุน 12,000 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2564 ได้แก่ โครงการเกี่ยวกับสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี-วังน้อย และสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติกลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บนบกเส้นที่ 5
3.2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) เพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้า LNG ในปริมาณที่สูงกว่า 10 ล้านตันต่อปี ซึ่งเป็นการเตรียมความพร้อมสำหรับการจัดหา LNG มาทดแทนการจัดหาก๊าซธรรมชาติผ่านทางโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติทั้งจากในประเทศ (แหล่งในอ่าวไทยและแหล่งบนบก) และนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ที่มีแนวโน้มลดลงและหมดไปในอนาคต เงินลงทุนรวม 65,000 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2565 – 2567 ได้แก่ โครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จังหวัดระยอง และโครงการ FSRU ในพื้นที่ภาคใต้ (อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา)

4. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้มีความเห็นต่อแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานฯ ดังนี้ (1) เห็นควรสนับสนุนแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐาน

ก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง ช่วยเสริมสร้างความมั่นคงของระบบโครงข่ายพลังงานของประเทศในระยะยาว (2) เห็นควรให้ ปตท. ศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติจากการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาในรูปแบบ LNG ผ่าน Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) กับการก่อสร้างโครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี – วังน้อย โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติกลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 5 และโครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก จากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติราชบุรี – วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปยังจังหวัดราชบุรี เพื่อความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ สำหรับการผันก๊าซธรรมชาติจากฝั่งตะวันออกไปยังฝั่งตะวันตก (กรณีที่ไม่สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาได้) และ (3) เห็นควรให้ ปตท. จัดทำแผนการบริหารจัดการความเสี่ยงของการดำเนินโครงการตามแผนฯ และพิจารณาให้ความสำคัญกับการประเมินและศึกษาผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการ ในกรณีที่ไม่สามารถดำเนินการได้ทันตามแผนฯ

5. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้มีความเห็นดังนี้ (1) เห็นควรให้ ปตท. เร่งดำเนินโครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ วังน้อย-แก่งคอย เพื่อใช้จัดส่งก๊าซธรรมชาติให้โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (ทดแทน) ชุดที่ 1 ของ กฟผ. ที่จะดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนเมษายน 2562 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2561 เนื่องจากมีความสำคัญต่อความมั่นคงของระบบการผลิตและจ่ายไฟฟ้าของพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล และ (2) เพื่อให้โครงการเร่งด่วนดังกล่าวแล้วเสร็จตามกำหนดการ จำเป็นต้องขอความร่วมมือและขอความสนับสนุนจากหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องทุกหน่วยงานในกระบวนการขออนุญาตต่างๆ จากภาครัฐ เช่น กระบวนการพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ กระบวนการส่งมอบพื้นที่เพื่อเข้าดำเนินการก่อสร้างทั้งในส่วนของภาครัฐและเอกชน กระบวนการพิจารณาค่าทดแทนทรัพย์สิน/ค่ารอนสิทธิ์ในการใช้พื้นที่เพื่อดำเนินโครงการจาก กกพ. เป็นต้น

<u>มติของที่ประชุม</u>

เห็นชอบแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

1. เห็นชอบโครงการลงทุนในระยะที่ 1 ของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) โดยมอบหมายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินการโครงการ จำนวน 3 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 13,900 ล้านบาท

2. เห็นชอบในหลักการสำหรับการดำเนินการลงทุนในระยะที่ 2 และ 3 ของโครงข่ายระบบท่อส่ง ก๊าซธรรมชาติ (ส่วนที่ 1) และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) (ส่วนที่ 2) มอบหมายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ไปดำเนินการศึกษารายละเอียดตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และให้นำผลการดำเนินการเสนอต่อคณะ

กรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทราบต่อไป

3. มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้การสนับสนุนในกระบวนการขออนุญาตต่างๆ ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม คณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เพื่อให้โครงการแล้วเสร็จตามแผนระบบรับส่งและแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติต่อไป