มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 4/2558 (ครั้งที่ 4)
วันพฤหัสบดีที่ 17 กันยายน 2558 เวลา 09.30 น.
ณ ตึกสันติไมตรี (หลังใน) ทำเนียบรัฐบาล

---

1. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015)
2. แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2558 – 2579 (Oil Plan 2015)
3. แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 (Gas Plan 2015)
4. แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง
5. รายงานความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
6. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร

นายกรัฐมนตรี (พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายทวารัฐ สูตะบุตร) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015)

สรุปสาระสำคัญ

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้
1. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับกรอบระยะเวลาแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2555 - 2564 (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ให้มีระยะเวลาสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ซึ่งมีกรอบระยะเวลาเดียวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP 2015) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Plan: EEP 2015) คือ ระหว่างปี พ.ศ. 2558 – 2579

2. เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558 กพช. มีมติเห็นชอบ PDP 2015 ซึ่งได้วางแนวทางการจัดทำ AEDP 2015 ภายใต้แผน PDP 2015 ดังนี้ (1) ส่งเสริมพลังงานจากขยะ และตามด้วยพลังงานชีวภาพ ได้แก่ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ เป็นอันดับแรก (2) กำหนดเป้าหมายการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนตามรายภูมิภาค หรือการ Zoning ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและศักยภาพพลังงานหมุนเวียน (3) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์และลม เมื่อต้นทุนการผลิตสามารถแข่งขันได้กับการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเหลวหรือ LNG ที่นำเข้าจากต่างประเทศ และส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าที่เกิดการสร้างชุมชนที่เข้มแข็ง และการลดการนำเข้าพลังงานจากฟอสซิล และ (4) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธีการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) ตามแผน PDP 2015 โดยเพิ่มสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากร้อยละ 9 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 คิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมประมาณ 19,635 เมกะวัตต์ ต่อมาเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2558 กพช. มีมติเห็นชอบแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 - 2579 (EEP 2015) ที่กำหนดเป้าหมายจะลดความเข้มของการใช้พลังงาน (Energy Intensity; EI) ต่อหน่วยผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ในปี 2579 จากเดิมร้อยละ 25 เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 30 เมื่อเทียบกับปี 2553 โดยมีเป้าหมายในภาคขนส่งร้อยละ 46 อาคารขนาดใหญ่ร้อยละ 34 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 22 และอาคารขนาดเล็กและบ้านที่อยู่อาศัยร้อยละ 8

3. การจัดทำแผน AEDP 2015 มีการเปิดรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียผ่านการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น "ทิศทางพลังงานไทย" ของกระทรวงพลังงาน ในช่วงเดือนสิงหาคม - กันยายน 2557 ใน 4 ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (จังหวัดเชียงใหม่) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (จังหวัดขอนแก่น) ภาคใต้ (จังหวัดสุราษฎร์ธานี) และส่วนกลาง (กรุงเทพมหานคร) ต่อมาเมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2558 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้จัดสัมมนากลุ่มย่อย (Focus Group) เพื่อรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วน

ได้ส่วนเสียต่อร่างแผน AEDP 2015

4. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015) สรุปได้ดังนี้

4.1 กำหนดเป้าหมายส่งเสริมพลังงานทดแทนแต่ละประเภท ดังนี้

พลังงาน	สัดส่วนพลังงานทดแทน (ร้อยละ)		การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ณ ปี 2579 (ktoe)
	สถานภาพ ณ ปี 2557	เป้าหมาย ณ ปี 2579	
ไฟฟ้า : ไฟฟ้า	9	15 - 20	27,789
ความร้อน : ความร้อน	17	30 - 35	68,413
เชื้อเพลิงชีวภาพ : เชื้อเพลิง	7	20 - 25	34,798
พลังงานทดแทน : การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย	**12**	**30**	**131,000**

(1) เพื่อการผลิตไฟฟ้า พิจารณาศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนคงเหลือที่ผลิตไฟฟ้าได้ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายสถานีของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้สอดคล้องกับการใช้ไฟฟ้าขั้นสุดท้ายของประเทศที่หักแผนการอนุรักษ์พลังงานออก ตามด้วยความสามารถของสายส่งในการรองรับไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนรายสถานีไฟฟ้าและรายปี จัดสรรการผลิตไฟฟ้ารายพื้นที่โดยจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ตามนโยบายการส่งเสริมของรัฐบาลและตามความสามารถในการรองรับของสายส่ง (2) เพื่อการผลิตความร้อน จากการทราบการคาดการณ์การใช้พลังงานเพื่อการผลิตความร้อนตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ศึกษาศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนคงเหลือของแต่ละเทคโนโลยี โดยประเมินจากส่วนที่เหลือของเป้าหมายการผลิตไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมให้ผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีให้ได้เต็มตามศักยภาพตาม และ (3) เพื่อการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ ประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทน จากปริมาณวัตถุดิบตามยุทธศาสตร์ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ คือ ยุทธศาสตร์สินค้าเกษตรเป็นรายพืชเศรษฐกิจ 4 สินค้า (Roadmap) ได้แก่ ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน และอ้อย โดยพิจารณาวัตถุดิบที่เหลือจากการบริโภคมาผลิตเป็นพลังงานร่วมกับผลการศึกษาศักยภาพพื้นที่ที่เหมาะสมในการปลูกปาล์มเพื่อกำหนดเป้าหมายการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ พิจารณาความต้องการพลังงานในภาคขนส่ง (Demand) ได้แก่ ปริมาณความต้องการน้ำมันฟอสซิล น้ำมันเชื้อเพลิงชีวภาพ และความสามารถของเทคโนโลยียานยนต์ในการรองรับการผสมน้ำมันเชื้อเพลิงชีวภาพในสัดส่วนต่างๆ ที่สูงขึ้นรวมถึงผลกระทบต่อสมดุลการกลั่นน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินของประเทศด้วย

4.2 ยุทธศาสตร์เพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ในปี 2558 – 2579 มีดังนี้ (1) ยุทธศาสตร์ที่ 1 การเตรียมความพร้อมด้านวัตถุดิบและเทคโนโลยีพลังงานทดแทน มีเป้าประสงค์คือ การพัฒนาความสามารถในการผลิต บริหารจัดการวัตถุดิบ ด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม แบ่งเป็น 4 กลยุทธ์ ได้แก่ พัฒนาวัตถุดิบทางเลือกอื่น และพื้นที่ที่มีศักยภาพเพื่อผลิตพลังงานทดแทน พัฒนาการรูปแบบการบริหารจัดการและการใช้วัตถุดิบพลังงานทดแทนให้มีประสิทธิภาพ ส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีให้ที่เหมาะสมกับความสามารถการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน และปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการผลิตการใช้พลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม (2) ยุทธศาสตร์ที่ 2 การเพิ่มศักยภาพการผลิต การใช้และตลาดพลังงานทดแทน มีเป้าประสงค์คือ การผลักดันความสามารถในการผลิตและความต้องการพลังงานทดแทน แบ่งเป็น 4 กลยุทธ์ ได้แก่ สนับสนุนครัวเรือนและชุมชนให้มีส่วนร่วมในการผลิตการใช้พลังงานทดแทน ส่งเสริมให้เกิดการลงทุนด้านพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสมแก่ผู้ผลิตและผู้ใช้ทั้งในและต่างประเทศ ส่งเสริมการลดต้นทุนการผลิต และเพิ่มประสิทธิภาพธุรกิจพลังงานทดแทน และพัฒนากฎหมายด้านพลังงานทดแทน พร้อมทั้งเร่งรัดการปรับปรุงแก้ไขกฎหมายและกฎระเบียบเพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม (3) ยุทธศาสตร์ที่ 3 การสร้างจิตสำนึกและเข้าถึงองค์ความรู้ข้อเท็จจริงด้านพลังงานทดแทน มีเป้าประสงค์คือ การสร้างความตระหนักและความรู้ความเข้าใจต่อการผลิตการใช้พลังงานทดแทนอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน แบ่งเป็น 4 กลยุทธ์ ได้แก่ ระบบสารสนเทศเพื่อบริหารจัดการฐานข้อมูลด้านพลังงานทดแทน เผยแพร่ ประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสาร องค์ความรู้และข้อมูลสถิติพลังงานทดแทน พัฒนาบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจด้านพลังงานทดแทน เพื่อสร้างความสามารถในใช้ประโยชน์จากพลังงานทดแทนทั้งภาคทฤษฎีและภาคปฏิบัติ และพัฒนาเครือข่ายด้านพลังงานทดแทนที่เกี่ยวข้อง และสนับสนุนการมีส่วนร่วมของเครือข่ายทั้งในระดับประเทศและในระดับนานาชาติ

5. สรุปแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015)

5.1 ผลรวมเป้าหมายตาม AEDP 2015 สรุปได้ดังนี้

(1) เป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า

ประเภทพลังงาน	เป้าหมาย พ.ศ. 2579	
ไฟฟ้า	MW	ktoe
1. ขยะชุมชน	500	261.35
2. ขยะอุตสาหกรรม	50	26.13
3. ชีวมวล	5,570	2,910.37
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	600	313.50
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	376	115.07
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	680	395.91
7. พลังงานลม	3,002	403.35
8. พลังงานแสงอาทิตย์	6,000	716.58
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	2,906.40	446.07
รวม	**19,684.40**	**5,588.24**
การใช้พลังงานไฟฟ้าปี 2579 (ktoe)		**27,788.60**
สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก RE (%)		**20.11%**
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (ktoe)		**131,000**
สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (%)		**4.27%**

(2) เป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตความร้อน

ประเภทพลังงาน	เป้าหมาย พ.ศ. 2579
ความร้อน	ktoe
1. พลังงานขยะ	495
2. ชีวมวล	22,100
3. ก๊าซชีวภาพ	1,283
4. พลังงานแสงอาทิตย์	1,200
5. พลังงานความร้อนทางเลือกอื่น*	10
รวม	**25,088**
การใช้พลังงานความร้อนปี 2579 (ktoe)	**68,413.40**
สัดส่วนการผลิตความร้อนจาก RE (%)	**36.67%**
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (ktoe)	**131,000**
สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (%)	**19.15%**

* พลังงานทางเลือกอื่น เช่น พลังงานความร้อนใต้พิภพ น้ำมันจากยางรถยนต์ที่ใช้แล้ว

(3) เป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

ประเภทพลังงาน	เป้าหมาย พ.ศ. 2579	เป้าหมาย พ.ศ. 2579
เชื้อเพลิงชีวภาพ	ล้านลิตร/วัน	ktoe
1. ไบโอดีเซล	14.00	4,404.82
2. เอทานอล	11.30	2,103.50
3. น้ำมันไพโรไลซิส	0.53	170.87
4. ก๊าซไบโอมีเทนอัด (ตัน/วัน)	4,800.00	2,023.24
5. เชื้อเพลิงทางเลือกอื่น*		10.00
รวม		8,712.43
การใช้เชื้อเพลิง ปี 2579 (ktoe)		34,798.00
สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจาก RE (%)		25.04%
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (ktoe)		131,000
สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (%)		6.65%

* เชื้อเพลิงทางเลือกอื่น เช่น Bio-oil, Hydrogen เป็นต้น

(4) ผลรวมเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579

ผลรวมเป้าหมาย	ktoe
การใช้พลังงานทดแทน (ktoe)	39,388.67
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (ktoe)	131,000
สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (%)	30%

มติของที่ประชุม

1. เห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015) ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกควรมีการทบทวน เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของแผนฯ อย่างมีนัยสำคัญ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ใช้ดำเนินการต่อไป

2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) รายงานความคืบหน้าการดำเนินงานตามแผนฯ ต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ทุก 3 เดือน พร้อมทั้ง รับไปดำเนินการจัดทำแผนปฏิบัติการ (Action Plan) ของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015) ต่อไป

เรื่องที่ 2 แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2558 – 2579 (Oil Plan 2015)

สรุปสาระสำคัญ

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้
1. แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิงของประเทศระยะยาว ปี พ.ศ. 2558 - 2579 มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้กำหนดทิศทางการบริหารจัดการด้านน้ำมันเชื้อเพลิงให้สอดคล้องกับเป้าหมายที่ระบุภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยมีเป้าหมายเพื่อใช้เป็นกรอบการสำหรับการดำเนินนโยบายและการจัดทำแผนด้านน้ำมันเชื้อเพลิงในอนาคตโดยคำนึงถึงสภาพแวดล้อมต่างๆ รวมถึงความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตซึ่งอาจส่งผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมต่อการพัฒนาด้านพลังงานของประเทศ โดยเป็นการบูรณาการระหว่างแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 – 2579 (EEP 2015) กับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP 2015) เริ่มกระบวนการจัดทำแผนจากการพยากรณ์ปริมาณความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง โดยตั้งอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลปริมาณความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงเดียวกับแผนอนุรักษ์พลังงาน โดยให้นิยาม "น้ำมันเชื้อเพลิง" หมายความรวมถึง น้ำมันก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ และการจัดทำแผนจะมุ่งเน้นการบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง เนื่องจากเป็นภาคส่วนที่มีการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในสัดส่วนสูงที่สุด

2. จากแผนอนุรักษ์พลังงาน ในปี 2579 กรณีฐาน (Business as Usual: BAU) จะมีความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง 65,459 ktoe โดยได้กำหนดแนวทางมาตรการอนุรักษ์พลังงานในภาคขนส่ง เป็น 4

กลุ่ม ได้แก่ กลุ่มที่ 1 กำกับราคาเชื้อเพลิงในภาคขนส่งให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง กลุ่มที่ 2 เพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงในยานยนต์ กลุ่มที่ 3 ส่งเสริมการบริหารจัดการการใช้รถบรรทุกและรถโดยสาร และกลุ่มที่ 4 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานคมนาคมขนส่ง จากผลการพยากรณ์ข้อมูลปริมาณ ความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) ได้กำหนดเป็นหลักการจัดทำแผน 5 หลักการ ดังนี้

2.1 สนับสนุนมาตรการประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่งตามแผนอนุรักษ์พลังงาน โดยแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 - 2579 กำหนดเป้าหมายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี 2579 เมื่อเทียบกับปี 2553 หรือประมาณ 56,142 ktoe โดยมีมาตรการประหยัดพลังงานกับ 4 กลุ่มเศรษฐกิจ ได้แก่ ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม อาคารธุรกิจขนาดใหญ่ และอาคารธุรกิจขนาดเล็กและบ้านอยู่อาศัย สำหรับ ในภาคขนส่งมีเป้าหมายการประหยัดพลังงานอยู่ที่ 30,213 ktoe ประกอบด้วย 11 มาตรการย่อย ดังนี้ (1) การสนับสนุนการใช้ยานยนต์ประหยัดพลังงาน (2) โครงการติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงาน ในยางรถยนต์ (3) การบริหารจัดการขนส่งเพื่อการประหยัดพลังงาน (4) การขับขี่เพื่อการประหยัด (5) เงินทุนหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานโดยบริษัทจัดการพลังงาน (6) อุดหนุนผลการประหยัดพลังงานสำหรั ภาคขนส่ง (SOP+DSM) (7) การพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานคมนาคมขนส่ง รถไฟฟ้าขนส่งมวลชน (8) การพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานคมนาคมขนส่ง รถไฟรางคู่ (9) เพื่อประสิทธิภาพการขนส่งน้ำมัน ของประเทศ โดยพัฒนาระบบขนส่งน้ำมันทางท่อ (10) ผลจากนโยบายราคาดีเซล และ (11) ผลจากรถไฟฟ้า

2.2 บริหารจัดการชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิงให้เหมาะสม แบ่งเป็น (1) บริหารจัดการชนิดของเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับกลุ่มผู้ใช้ต่างๆ ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) จากปริมาณการใช้ที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยที่ความสามารถในการผลิต LPG ในประเทศไม่เพียงพอ ทำให้ต้องนำเข้าจากต่างประเทศมากเกินความจำเป็น จึงกำหนดมาตรการด้านราคาโดยให้ราคาสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงจากทุกแหล่งจัดหาและพิจารณาการเก็บภาษีสรรพสามิตตามค่าความร้อนเทียบเท่าน้ำมันเบนซิน-แก๊สโซฮอล เพื่อลดการบิดเบือนกลไกตลาด ในส่วนก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) จากความต้องการในภาคอุตสาหกรรม ขนส่ง และภาคไฟฟ้า มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ในอนาคตอาจต้องนำเข้าในรูปแบบ LNG (Liquefied Natural Gas) ซึ่งมีราคาสูงกว่า ก๊าซธรรมชาติในประเทศ จึงต้องกำหนดมาตรการด้านราคา ได้แก่ ปรับราคาขายปลีก NGV ให้สะท้อนต้นทุน ที่แท้จริง อุดหนุนราคาขายปลีก NGV สำหรับรถโดยสารสาธารณะและรถบรรทุก และเก็บภาษีสรรพสามิตเช่นเดียวกับน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่งชนิดอื่น ในส่วนมาตรการด้านสถานีบริการ ได้แก่ การสนับสนุนให้มีสถานีบริการเฉพาะตามแนวท่อก๊าซ และจัดตั้งศูนย์พักรถขนส่งสินค้าพร้อมสถานีบริการ (NGV Terminal Hub) รวมทั้งสนับสนุนให้ใช้ NGV เฉพาะในกลุ่มรถโดยสารสาธารณะและรถบรรทุก (2) การลดชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิง และการผลักดันให้มีการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงมาตรฐานเดียวกันและสอดคล้องกับมาตรฐานภูมิภาคอาเซียน (Harmonisation of ASEAN Fuel Quality Standards: HAFQS) ได้แก่ ลดชนิดน้ำมันเชื้อเพลิง ในกลุ่มแก๊สโซฮอล อี 10 โดยยกเลิกน้ำมันแก๊สโซฮอล อี 10 ออกเทน 91 เป็นลำดับแรก โดยจะต้องดำเนินการควบคู่ไปกับมาตรการด้านราคา คือ การปรับโครงสร้างราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล อี 10 ออกเทน 95 ให้สะท้อนต้นทุนการผลิต รวมทั้งกำหนดส่วนต่างราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอลชนิดต่างๆ ให้เหมาะสม นอกจากนี้ ยังต้องเตรียมความพร้อมการจัดหาน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ตลอดจนประชาสัมพันธ์ให้ผู้บริโภคเลือกใช้น้ำมัน แก๊สโซฮอลตามศักยภาพของรถยนต์ และผลักดันให้มีการจัดตั้งคณะทำงานด้านการกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคการขนส่งของอาเซียน

2.3 ปรับโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิงให้เหมาะสม สอดคล้องกับต้นทุนและมีภาระภาษี ที่เหมาะสมระหว่างน้ำมันเชื้อเพลิงต่างชนิดและผู้ใช้ต่างประเภท เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ได้แก่ (1) ปรับโครงสร้างราคาน้ำมัน โดยปรับอัตราภาษีสรรพสามิตของกลุ่มน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลให้ใกล้เคียงกันมากขึ้นอยู่ในช่วง 2.85 ถึง 5.55 บาทต่อลิตร ให้สะท้อนต้นทุนมลภาวะและถนนชำรุด กำหนดส่วนต่างของราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงที่เหมาะสม และค่าการตลาดของผู้ค้าน้ำมันเบนซินและดีเซลโดยเฉลี่ยควรอยู่ในระดับที่เหมาะสมและเป็นธรรม (2) ปรับโครงสร้างราคา LPG โดยกำหนดราคาต้นทุน LPG ให้สะท้อนต้นทุน ที่แท้จริงจากทุกแหล่งจัดหา และพิจารณาปรับอัตราภาษีสรรพสามิตตามค่าความร้อนเทียบเท่าน้ำมันเบนซิน-แก๊สโซฮอล เพื่อลดการบิดเบือนกลไกตลาด และ (3) ปรับโครงสร้างราคา NGV ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและพิจารณาจัดเก็บภาษีสรรพสามิต

2.4 ผลักดันการใช้เชื้อเพลิงเอทานอลและไบโอดีเซลตามแผน AEDP ได้แก่ (1) มาตรการส่งเสริมการใช้เอทานอลในภาคขนส่ง โดยประชาสัมพันธ์สร้างความเชื่อมั่นในการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล อี 20 และน้ำมันแก๊สโซฮอล อี 85 โครงการส่งเสริมการใช้รถยนต์และรถจักรยานยนต์ อี 85 ในส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจ กำหนดส่วนต่างราคาน้ำมันแก๊สโซฮอลให้จูงใจ รวมทั้งการส่งเสริมด้านภาษีสำหรับยานยนต์ที่ใช้เอทานอลเป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนสูง (2) มาตรการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลในภาคขนส่ง โดยส่งเสริมการใช้ บี 20 ในรถบรรทุกขนาดใหญ่เฉพาะกลุ่ม ใช้มาตรการทางภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลในสัดส่วนที่สูงขึ้นเพื่อรองรับโครงสร้างภาษีรถยนต์ใหม่ด้วยเทคโนโลยี H-FAME

2.5 สนับสนุนการลงทุนในระบบโครงสร้างพื้นฐานน้ำมันเชื้อเพลิง ได้แก่ (1) สนับสนุนระบบโลจิสติกส์ที่มีประสิทธิภาพโดยการพัฒนาระบบการขนส่งน้ำมันทางท่อ ซึ่งกระทรวงพลังงานเปิดให้เอกชนเป็นผู้ดำเนินการพัฒนาโครงการก่อสร้างระบบท่อขนส่งน้ำมันไปยังภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อให้เกิดการแข่งขันอย่างเสรี การขอความร่วมมือจากหน่วยงานราชการให้การสนับสนุนโดยอนุญาตให้วาง

ท่อขนส่งน้ำมันในเขตที่ดินของหน่วยงานราชการนั้นๆ ได้ เช่น กรมทางหลวง กรมทางหลวงชนบท การรถไฟ แห่งประเทศไทย กรมชลประทาน และ กฟผ. เพื่อจูงใจให้เอกชนมาลงทุน การร่วมกับภาคเอกชนที่สนใจลงทุนพิจารณาแนวท่อน้ำมัน จุดตั้งคลังน้ำมัน และปริมาณการขนส่งน้ำมันผ่านท่อ การกำหนดให้มีหน่วยงานกำกับดูแลการประกอบกิจการท่อขนส่งน้ำมัน โดยปัจจุบัน กกพ. เป็นผู้กำกับดูแลท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติอยู่แล้ว ในปัจจุบัน จึงควรมอบให้มีหน้าที่ในการกำกับดูแลท่อขนส่งน้ำมันด้วย และ (2) การสำรองน้ำมันทางยุทธศาสตร์ โดยการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการสำรองน้ำมันทางยุทธศาสตร์

3. กระทรวงพลังงานได้จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นทั้งต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินการตามแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งในระดับกลุ่มย่อยและกลุ่มใหญ่ ดังนี้ (1) จัดประชุม รับฟังความคิดเห็นกับกลุ่มผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 แห่งพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 เมื่อเดือนเมษายน 2558 ในประเด็นของการกำหนดแนวทางการยกเลิกชนิดน้ำมันในกลุ่มเบนซิน-แก๊สโซฮอล และการจัดตั้งการสำรองน้ำมันทางยุทธศาสตร์ (2) จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นกับกลุ่มผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่ค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวในภาคขนส่ง เมื่อเดือนเมษายน 2558 ในประเด็นของการกำหนดแนวทางการใช้ ก๊าซปิโตรเลียมเหลวในภาคขนส่ง (3) จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นกับกลุ่มอุตสาหกรรมยานยนต์ เมื่อเดือนพฤษภาคม 2558 ในประเด็นของการกำหนดแนวทางการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ และ (4) จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นร่างแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อเดือนสิงหาคม 2558 กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 สมาคมธุรกิจก๊าซรถยนต์ไทย สมาคมผู้ผลิตเอทานอลไทย สมาคมผู้ผลิตไบโอดีเซลไทย หน่วยงานภายในกระทรวงพลังงาน และหน่วยงานราชการอื่นที่เกี่ยวข้อง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2558 – 2579 (Oil Plan 2015) ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ ควรมีการทบทวนแผนฯ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของแผนฯ อย่างมีนัยสำคัญ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องใช้ดำเนินการต่อไป

2. มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยกรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) รายงานความคืบหน้าการดำเนินงานตามแผนฯ ต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ทุก 3 เดือน

เรื่องที่ 3 <u>แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 (Gas Plan 2015)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้
1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2555 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555 โดยเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev.3) และให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับแผน PDP 2010 Rev.3 ต่อมากระทรวงพลังงานได้วางกรอบแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติระยะยาว ปี พ.ศ. 2558 - 2579 โดยจัดทำเป็น 5 แผนหลัก ได้แก่ (1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) (2) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) (3) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) (4) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และ (5) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan)

2. การจัดทำแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan 2015) ให้รองรับความต้องการใช้ ก๊าซธรรมชาติให้มีเพียงพอในอนาคต ได้วางเป้าหมายการดำเนินงาน 4 ด้านสำคัญ คือ (1) ลดการใช้ ก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนสูงขึ้นรวดเร็วจากการนำเข้า LNG (2) ยืดอายุแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติโดยกระตุ้นการสำรวจและพัฒนาแหล่งในประเทศและการใช้เทคโนโลยี เพื่อรักษาระดับการจัดหาให้ยาวนานขึ้น (3) การหาแหล่งและการบริหารจัดการ LNG ที่มีประสิทธิภาพ และ (4) มีโครงสร้างพื้นฐานและแนวทางด้านการแข่งขัน ทั้งทางกายภาพ (โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติและท่าเรือรับ LNG) และกติกาที่สอดรับกับแผนจัดหา (Third Party Access; TPA) โดยการดำเนินงานข้างต้นจะส่งผลให้สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับต่อความต้องการ และลดการนำเข้า LNG ในอนาคตได้ (ณ ปลายแผน ปี 2579 ลดลงกว่า 25 ล้านตันต่อปี) จากแผนเดิมต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติ 100% ในรูปของ LNG เพื่อสนองต่อความต้องการใช้ในประเทศ เป็นปริมาณกว่า 47 ล้านตันต่อปี (ประมาณ 6,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ในปี 2579 รวมทั้งวางกรอบแนวทางการจัดหาและบริหารจัดการ LNG ในอนาคตให้เกิดการแข่งขัน และเพื่อให้สอดคล้องกับแผน PDP 2015 จึงได้จัดทำแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว ภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 ใน 3 กรณี คือ

2.1 กรณีฐาน แบ่งเป็น (1) คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ (กรณีฐาน) ความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยยังคงขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยใน 5 ปี ที่ผ่านมา (ปี 2553 - 2557) มี

อัตราการขยายตัวเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.6 ต่อปี สำหรับในช่วง 10 ปีข้างหน้า ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มสูงขึ้นทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากวันละ 4,810 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียู ต่อ ก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ในปี 2558 เป็น 5,099 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2562 หรือคิดเป็นอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 1.6 ต่อปี แต่ในระยะยาวคาดว่าลดลงมาอยู่ที่ระดับวันละ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2579 เนื่องจากคาดว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจะลดลงจากนโยบายการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และ (2) แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (กรณีฐาน) ในปี 2557 ได้มีการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อสนองต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศรวมประมาณ 4,691 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยแบ่งออกเป็น การจัดหาจากแหล่งภายในประเทศทั้งบนบกและในทะเล (อ่าวไทย) รวมถึงพื้นที่พัฒนาร่วมระหว่างประเทศประมาณ 3,657 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือร้อยละ 78 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศเพื่อนบ้าน (สหภาพเมียนมา) ผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติประมาณ 843 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือร้อยละ 18 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด และการนำเข้า LNG ในปริมาณเทียบเท่าก๊าซธรรมชาติที่ 191 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือร้อยละ 4 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด แผนจัดหาก๊าซธรรมชาติได้พิจารณาถึงการจัดหาจากแหล่งปิโตรเลียม ในประเทศ โดยมาจากสัญญาฯ ที่มีในปัจจุบัน ทั้งแหล่งบนบก แหล่งในอ่าวไทย แหล่งในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะสิ้นสุดอายุสัมปทานในปี 2565 และ 2566 และพื้นที่ที่มีศักยภาพจากการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ รวมทั้งการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาและการนำเข้า LNG

2.2 กรณีที่ 2 (กรณีคิดความเสี่ยงด้านความต้องการใช้จากการชะลอโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหิน และความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผน AEDP และ EEDP ทำได้ 70%) แบ่งเป็น (1) คาดการณ์ ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ (กรณีที่ 2) โดยคาดว่าความต้องการจะเพิ่มขึ้นจากวันละ 4,810 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2558 เป็น 5,528 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2562 หรือคิดเป็นอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.5 ต่อปี และในระยะยาวคาดว่าสูงขึ้นอีกเล็กน้อย มาอยู่ที่ระดับวันละ 5,658 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2579 และ (2) แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (กรณีที่ 2) ได้พิจารณาการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ แหล่งในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะสิ้นสุดอายุสัมปทานในปี 2565 และ 2566 และพื้นที่ที่มีศักยภาพจากการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ รวมทั้งการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาและการนำเข้า LNG

2.3 กรณีที่ 3 (กรณีสัมปทานที่จะสิ้นสุดอายุในปี 2565 และ 2566 ผลิตไม่ต่อเนื่อง) แบ่งเป็น (1) คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ (กรณีที่ 3) โดยคาดว่าความต้องการจะลดลงจากวันละ 4,810 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2558 เป็น 4,688 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2562 เนื่องจากอัตราการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแปลงสัมปทานที่หมดอายุลดลงตั้งแต่ปี 2561 โดยเหตุผลเพราะผู้รับสัมปทานหยุดลงทุนในการเจาะหลุมและพัฒนาแท่นหลุมผลิต แต่หลังจากปี 2565 อัตราการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในอ่าวไทยจะเพิ่มขึ้นเมื่อมีการเปิดให้ผู้รับสัมปทานรายใหม่เข้ามาดำเนินการ และการคาดการณ์การใช้ระยะยาวจะเป็นเหมือนกรณีฐาน คือ ความต้องการใช้อยู่ที่วันละ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2579 และ (2) ประมาณการความต้องการ ก๊าซธรรมชาติรายภาค (กรณีสัมปทานที่จะสิ้นสุดอายุผลิตไม่ต่อเนื่อง) แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (กรณีที่ 3) ได้พิจารณาถึงการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ แหล่งในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะสิ้นสุดอายุสัมปทานในปี 2565 และ 2566 (ซึ่งไม่สามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่อง ในกรณีนี้) และพื้นที่ที่มีศักยภาพจากการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ รวมทั้งการจัดหา ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาและการนำเข้า LNG

3. แผนดำเนินงานเพื่อรองรับแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว

3.1 ลดการใช้ก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนสูงขึ้นรวดเร็วจากการนำเข้า LNG โดย (1) ส่งสัญญาณของราคา รวมถึงการปรับ Pool Pricing เพื่อให้ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติรายใหม่ๆ พิจารณาต้นทุนเศรษฐศาสตร์ของโครงการจากราคาก๊าซธรรมชาติที่อิงกับราคาก๊าซ LNG โดยแนวทางการปรับราคา Pool สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)/คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อยู่ในระหว่างดำเนินการศึกษา คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 1 ปี 2559 (2) ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติจากการกระจายเชื้อเพลิงตามแผน PDP 2015 ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า โดยดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2015 เน้นเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด เพิ่มการจัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศเป็น 9,543 เมกะวัตต์ ในปี 2579 และการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศ 19,634 เมกะวัตต์ ในปี 2579 (3) เร่งมาตรการประหยัดพลังงานของก๊าซธรรมชาติเพื่ออุตสาหกรรมตามแผน EEP 2015 ใน 6 มาตรการสำคัญ คาดว่าจะสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ทั้งสิ้น 89,672 ล้านหน่วย ในช่วงปี 2558 – 2579 และ (4) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ (NGV) สำหรับรถยนต์ขนส่งสาธารณะและรถบรรทุก

3.2 ยืดอายุแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติโดยกระตุ้นการสำรวจและพัฒนาแหล่งในประเทศและ การใช้เทคโนโลยี เพื่อรักษาระดับการจัดหาให้ยาวนานขึ้น ได้แก่ (1) การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ เพื่อสำรวจหาปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง คาดว่ามีปริมาณสำรองประมาณ 0.3 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และจากการประเมินเบื้องต้นคาดว่ามีปริมาณก๊าซธรรมชาติ 1 - 5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และ

น้ำมันดิบ 20 - 50 ล้านบาร์เรล และยังช่วยให้เกิดการลงทุนไม่น้อยกว่า 5,000 ล้านบาท (2) การบริหารจัดการสัญญาสัมปทานที่จะสิ้นสุด เพื่อรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้คงที่อย่างต่อเนื่อง อยู่ระหว่างการพิจารณาหาแนวทางบริหารจัดการแปลงดังกล่าวให้เหมาะสมภายในกรอบระยะเวลา 1 ปี (3) บริหารจัดการแหล่งก๊าซในอ่าวไทย ในระยะสั้นจะร่วมกับ ปตท. จัดทำแผนการลดปริมาณ Bypass Gas ที่โรงแยกก๊าซเพื่อช่วยยืดอายุแหล่งผลิตแหล่งในประเทศและใช้ประโยชน์ก๊าซจากอ่าวไทยให้ได้ประโยชน์สูงสุด ส่วนในระยะยาวจะสนับสนุนการพัฒนาแหล่งขนาดเล็กมาก (Marginal Field) และสนับสนุนการเพิ่ม Recovery Rate และ (4) พิจารณาพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติร่วมกับประเทศเพื่อนบ้าน

3.3 การหาแหล่งและการบริหารจัดการ LNG ที่มีประสิทธิภาพ ได้แก่ (1) เพิ่มจำนวนผู้จัดหาและจำหน่ายเพื่อสร้างการแข่งขันภายในประเทศ จากแนวโน้มต้องการนำเข้า LNG ถึง 24 ล้านตันต่อปี ในระยะ 20 ปีข้างหน้า ตามสถิติประเทศที่มีการนำเข้า LNG มากกว่า 3.5 ล้านตันต่อปี จะมีผู้นำเข้ามากกว่า 1 ราย เพื่อสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันในธุรกิจ LNG จึงต้องมีกรอบกฎหมายและการบริหารจัดการเพื่อรองรับการแข่งขันที่จะเกิดขึ้น โดยมีประเด็นพิจารณาที่สำคัญ คือ ปรับกลไกราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับตลาดใหม่จาก Pool Price เป็น LNG Market Price (อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาโดย สนพ./กกพ.) และกำหนดเงื่อนไข TPA สำหรับ LNG Terminal (2) เสริมสร้างความร่วมมือในการจัดหาก๊าซธรรมชาติระดับ AEC ผ่านทาง ASCOPE รวมทั้งพิจารณาจัดตั้ง AEC LNG Buyer Club และ (3) จัดตั้งสำนัก LNG เพื่อสนับสนุน และดูแลความเสี่ยงการจัดหา รวมถึงการจัดสร้างฐานข้อมูล และเครื่องมือการวิเคราะห์ในระยะ 20 ปีข้างหน้า รวมทั้งแนวนโยบายส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในด้านการจัดหา LNG ส่งผลให้จำนวนผู้จัดหาและผู้จำหน่ายเพิ่มขึ้นในอนาคต จึงต้องมีแนวทางกำกับด้านการจัดหาและบริหารจัดการ LNG ที่เหมาะสม

3.4 มีโครงสร้างพื้นฐานและแนวทางด้านการแข่งขันทั้งทางกายภาพ (โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติและท่าเรือรับ LNG) และกติกาที่สอดรับกับแผนจัดหา (Third Party Access, TPA) โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่และอยู่ระหว่างก่อสร้างอยู่ในปัจจุบัน (รับ LNG สูงสุดไม่เกิน 10 ล้านตันต่อปี) สามารถรองรับการจัดหา ก๊าซธรรมชาติโดยเฉพาะการนำเข้า LNG ได้จนถึงปี 2565 เพื่อให้สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติเพียงพอต่อความต้องการใช้ในอนาคต จึงจำเป็นต้องมีการวางแผนการลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ทั้งระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและท่าเรือรับ LNG อย่างเหมาะสม

4. จากแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว ทั้ง 3 กรณี แสดงว่า การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง ในประเทศมีแนวโน้มลดลงเนื่องจากปริมาณสำรองมีจำกัด โดยจะเริ่มลดลงตั้งแต่ปี 2567 อัตราการจัดหา ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมามีแนวโน้มลดลงเช่นกัน คาดว่าเริ่มลดลงตั้งแต่ปี 2560 ส่งผลให้การจัดหา LNG นำเข้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง คาดว่าจะอยู่ในช่วง 22 – 31 ล้านตันต่อปี ในปี 2579 จึงส่งผลกระทบต่อต้นทุนพลังงานของประเทศที่จะสูงขึ้น เนื่องจากโดยทั่วไปราคา LNG นำเข้า จะสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งในประเทศค่อนข้างมาก สำหรับแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว ได้จัดทำใน 3 กรณี ซึ่งกรณีฐานเป็นกรณีที่ใช้อ้างอิงสำหรับวางแผนการดำเนินงานในส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องต่อไป ดังนั้น กระทรวงพลังงานจำเป็นต้องดำเนินการโครงการสำคัญๆ ได้แก่ การสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แผน AEDP และแผน EEP การเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ การบริหารจัดการสัมปทานที่จะสิ้นสุดอายุ ฯลฯ ให้สำเร็จ รวมถึงการวางแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา ก๊าซธรรมชาติและการนำเข้า LNG ในอนาคต

5. เมื่อวันที่ 9 กันยายน 2558 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้มีความเห็นว่าเห็นควรสนับสนุนแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (พ.ศ. 2558 – 2579) เนื่องจากครอบคลุมการจัดหา ก๊าซธรรมชาติที่เพียงพอต่อปริมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติและสอดคล้องกับ PDP 2015 และมีประเด็นเพิ่มเติมดังนี้ (1) ควรมีการบริหารจัดการความเสี่ยงในการจัดหา LNG โดยการเร่งรัดการก่อสร้างสถานีเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ (สถานี LNG) และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 5 เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติตามแผน PDP 2015 ได้ทันตามกำหนด และลดความเสี่ยงอันอาจเกิดขึ้นจากกรณีต่างๆ ได้แก่ กรณีภาครัฐไม่สามารถบริหารจัดการสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุในปี 2565 และ 2566 ได้อย่างเหมาะสม หรือกรณีเกิดการชะลอโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหิน รวมทั้งกรณีการดำเนินงานไม่เป็นไปตามเป้าหมาย ทั้งจากแผน AEDP แผน EEP และการจัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศ (2) ควรมีการบริหารจัดการด้านผลกระทบด้านต้นทุนก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศจากการจัดหา LNG ที่เพิ่มมากขึ้นในอนาคต มีการกำกับดูแลด้านราคา LNG และให้มีหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบกำกับดูแลโดยตรง เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อราคาค่าไฟฟ้าจนเป็นภาระของผู้ใช้ไฟฟ้ามากเกินไป (3) ควรสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันในธุรกิจ ก๊าซธรรมชาติ โดยเปิดให้บุคคลที่สามสามารถใช้หรือเชื่อมต่อโครงสร้างพื้นฐานของกิจการก๊าซธรรมชาติ ในส่วนสถานี LNG และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติอย่างเต็มรูปแบบ ในการจัดทำแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง และแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (พ.ศ. 2558 - 2579) ควรมีการบูรณาการทั้งในด้านความสามารถของระบบที่จะรองรับและกรอบระยะเวลาในการจัดทำแผนทั้งสองฉบับให้มีความสอดคล้องกัน เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเกิดประโยชน์ต่อประเทศในภาพรวม

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 (Gas Plan 2015) ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ ควรมีการทบทวนแผนฯ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของแผนฯ อย่างมีนัยสำคัญ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องใช้ดำเนินการต่อไป

2. เห็นชอบกรอบหลักการการบริหารจัดการด้านการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ให้มีการแข่งขันเสรีและส่งเสริมการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานในอนาคต โดยเพิ่มจำนวนผู้จัดหาและจำหน่ายการเปิดให้บุคคลที่สามสามารถใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีแอลเอ็นจี (Third Party Access; TPA) และกำกับดูแลการจัดหา LNG ในระยะสั้น/ระยะยาว โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ร่วมกันศึกษาและจัดทำแนวทางการส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันเสรี และจัดทำแนวทางการกำกับดูแลด้านการจัดหา LNG ต่อไป

3. มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) รายงานความคืบหน้าการดำเนินงานตามแผนฯ ต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ทุก 3 เดือน

เรื่องที่ 4 <u>แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้
1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2558 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558 ในเรื่องแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) และแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง โดยเห็นชอบโครงการลงทุนในระยะที่ 1 ของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) (ส่วนที่ 1) โดยมอบหมายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) เป็นผู้ดำเนินการ จำนวน 3 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 13,900 ล้านบาท และเห็นชอบในหลักการสำหรับการดำเนินการลงทุนในระยะ ที่ 2 และ 3 ของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (ส่วนที่ 1) และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) (ส่วนที่ 2) โดยมอบหมายให้ ปตท. ไปศึกษารายละเอียดตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และนำผลการศึกษาเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพื่อให้ความเห็นชอบก่อนนำเสนอต่อ กพช. เพื่อทราบต่อไป

2. แผนระบบรับ-ส่งและโครงสร้างก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง ประกอบด้วย โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Nature Gas Pipeline Network) และ โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้า ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) โดยได้มีการดำเนินการสรุปได้ ดังนี้

2.1 ปตท. ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี ในการลงทุนระยะที่ 1 ของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จำนวน 3 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 13,900 ล้านบาท ประกอบด้วย (1) การปรับปรุงแท่นผลิตอุปกรณ์ และระบบท่อ เพื่อการรองรับการส่งก๊าซฯให้แก่โรงไฟฟ้าขนอมใหม่ เงินลงทุน 3,400 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2560 (2) โครงการระบบท่อส่งก๊าซฯในทะเล เชื่อมแหล่งอุบล (อ่าวไทย) เงินลงทุน 5,700 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2562 และ(3) โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ (Compressor) บนระบบท่อส่งก๊าซ วังน้อย-แก่งคอย เงินลงทุน 4,800 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2562

2.2 คณะรัฐมนตรี อนุมัติในหลักการให้ ปตท. ดำเนินการศึกษารายละเอียดเพิ่มเติมและปรับปรุงโครงการฯให้สอดคล้องกับความต้องการในระยะยาว ซึ่งมีผลการดำเนินการ ดังนี้ (1) โครงข่ายระบบ ท่อส่งก๊าซฯในระยะที่ 2 (ช่วงปี 2558 -2564) จำนวน 2 โครงการ มีการปรับลดขนาดท่อส่งก๊าซฯ ลง โดยสามารถลดการลงทุนลงได้ 7,000 ล้านบาท ทำให้วงเงินลงทุนเหลือ 110,100 ล้านบาท และกำหนดแล้วเสร็จ ปี 2564 คือ โครงการระบบท่อส่งก๊าซฯ บนบกเส้นที่ 5 จากระยอง ไปยัง ระบบท่อส่งก๊าซฯไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/พระนครใต้ ได้มีการลดขนาดท่อจาก 48 นิ้ว เหลือ 42 นิ้ว เงินลงทุนเหลือ 96,500 ล้านบาท และโครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก จากสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี-วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปยังจังหวัดราชบุรี ขนาดท่อ 30 นิ้ว เงินลงทุน 13,600 ล้านบาท (2) โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซฯในระยะที่ 3 (ช่วงปี 2564 -2570) จำนวน 2 โครงการ มีการเลื่อนเวลาดำเนินโครงการออกไป 6 – 10 ปี วงเงินการลงทุนรวม 12,000 ล้านบาท คือ (1) โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ(Compressor) บนระบบท่อส่งก๊าซฯ ราชบุรี-วังน้อย เงินลงทุน 5,500 ล้านบาท เลื่อนกำหนดเวลาแล้วเสร็จจากปี 2564 เป็นปี 2574 และ(2) โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ (Compressor) กลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซฯบนบกเส้นที่ 5 (Onshore #5 Midline Compressor) เงินลงทุน 6,500 ล้านบาท เลื่อนกำหนดเวลาแล้วเสร็จจากปี 2564 เป็นปี 2570 แต่เนื่องจาก กฟผ. ได้มีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) สำหรับจัดส่งก๊าซฯ ให้แก่โรงไฟฟ้าพระนครใต้ และโรงไฟฟ้าบางปะกง หากผลการศึกษาสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ ปตท. อาจไม่มีความจำเป็นในการดำเนินโครงการในระยะที่ 3 เพื่อเพิ่มความดันในท่อก๊าซฯ และ (3) โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว

(LNG Receiving Facilities) จำนวน 2 โครงการ วงเงินการลงทุนรวม 65,500 ล้านบาท คือ โครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จังหวัดระยอง เงินลงทุน 38,500 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2565 และโครงการ Floating Storage and Regasification Unit: FSRU ในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศ (พื้นที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา) เงินลงทุน 27,000 ล้านบาท กำหนดแล้วเสร็จปี 2567 โดยให้ไปศึกษาในรายละเอียดเพิ่มเติม

3. เมื่อวันที่ 7 กันยายน 2558 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้พิจารณาแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง และได้มีมติดังนี้ (1) เห็นชอบโครงการลงทุน ในส่วนที่ 1 ระยะที่ 2 ของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการโครงการ จำนวน 2 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 110,100 ล้านบาท ให้เข้าระบบภายในปี 2564 (2) เห็นชอบให้เลื่อนโครงการลงทุนในระยะที่ 3 ออกไป 6 - 10 ปี สำหรับโครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ จำนวน 2 โครงการ (ส่วนที่ 1 ระยะที่ 3) วงเงินลงทุนรวม 12,000 ล้านบาท โดยให้มีการติดตามและประเมินความจำเป็นของโครงการเป็นระยะ ๆ และ (3) ในส่วนของการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) (ส่วนที่ 2) 2 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 65,500 ล้านบาท มอบหมายให้กระทรวงพลังงานโดย สนพ. ชธ. ร่วมกับ กกพ. ปตท. และ กฟผ. ไปศึกษาเพิ่มเติมโดยให้คำนึงถึงแนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคตอย่างใกล้ชิด แล้วนำกลับมาเสนอ กบง. และ กพช. อีกครั้ง

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบโครงการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 2 ของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) โดยมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินการโครงการ จำนวน 2 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 110,100 ล้านบาท ให้เข้าระบบภายในปี 2564

2. เห็นชอบให้เลื่อนโครงการลงทุนในระยะที่ 3 ออกไป 6 - 10 ปี สำหรับโครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ จำนวน 2 โครงการ (ส่วนที่ 1 ระยะที่ 3) วงเงินลงทุนรวม 12,000 ล้านบาท โดยให้มีการติดตามและประเมินความจำเป็นของโครงการเป็นระยะ ๆ

3. ในส่วนของการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) (ส่วนที่ 2) จำนวน 2 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 65,500 ล้านบาท มอบหมายให้กระทรวงพลังงานโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ร่วมกับ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ไปศึกษาเพิ่มเติมเพื่อให้สอดคล้องกับแนวนโยบายที่จะให้มีการเปิดเสรีกิจการ LNG โดยให้คำนึงถึงแนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคตอย่างใกล้ชิด แล้วนำกลับมาเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานและคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติอีกครั้ง

เรื่องที่ 5 <u>รายงานความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้
1. ภาพรวมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 มีการรับซื้อไฟฟ้า จากพลังงานหมุนเวียนในโครงการที่มีพันธะผูกพันกับภาครัฐแล้ว รวม 11,068 โครงการ รวมกำลังการผลิต ติดตั้ง 8,686 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่ (1) ประเภทที่โครงการขายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า (COD) เรียบร้อยแล้ว 4,808 เมกะวัตต์ (2) ประเภทโครงการมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และอยู่ระหว่างการดำเนินการ และ/หรือรอ COD รวม 2,933 เมกะวัตต์ และ (3) ประเภทที่โครงการได้รับตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ยังไม่ได้ ลงนามในสัญญา 945 เมกะวัตต์

2. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) แบ่งเป็น (1) ภาพรวมการรับซื้อไฟฟ้า Solar PV Rooftop (200 เมกะวัตต์) ปัจจุบันมีการ รับซื้อไฟฟ้าจำนวน 2 รอบ จากโครงการ Solar PV Rooftop รอบปี 2556 และรอบปี 2558 รวม 10,038 ราย กำลังการผลิตติดตั้ง ประมาณ 173 เมกะวัตต์ และมีปริมาณคงเหลือโดยประมาณ 27 เมกะวัตต์ (2) การรับซื้อไฟฟ้า Solar PV Rooftop รอบปี 2556 โดยปัจจุบันมีการรับซื้อไฟฟ้ารวม 2,705 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 111 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นโครงการที่ COD แล้ว 1,047 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 82 เมกะวัตต์ และโครงการที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และอยู่ระหว่างรอ COD 1,658 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 29 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนด COD ภายในเดือนมิถุนายน 2558 และ (3) การรับซื้อไฟฟ้า Solar PV Rooftop รอบปี 2558 (ประเภทบ้านอยู่อาศัย)ปัจจุบันมีการรับซื้อไฟฟ้ารวม 7,333 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 62 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นโครงการที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และอยู่ระหว่างรอ COD 1,201 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 9 เมกะวัตต์ และโครงการที่ตอบ

รับซื้อแล้ว และยังไม่มาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 6,132 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 53 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ มติ กพช. ได้กำหนดกรอบระยะเวลาจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD) ของโครงการกลุ่มดังกล่าวภายในเดือนธันวาคม 2558

3. ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับ ผู้ที่ยื่นขอขายไฟฟ้าไว้ในระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เดิม รวมทั้งสิ้น 171 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 984 เมกะวัตต์ ปัจจุบันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD) แล้ว 2 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 16 เมกะวัตต์ โครงการที่มี PPA แล้วและอยู่ระหว่างรอ COD 168 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 967 เมกะวัตต์ และโครงการที่มีการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วและยังไม่ได้ลงนาม PPA 1 ราย กำลังผลิตติดตั้งประมาณ 1 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ จากการพิจารณาออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานต่างๆ พบว่ามีหลายโครงการประสบปัญหาเรื่องการประกาศ ผังเมืองรวม ทำให้ไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้ภายหลังการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว

4. การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธีการคัดเลือกโดยการแข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding) เป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าของกระทรวงพลังงาน ในปี 2559 - 2560 ไม่มีเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ Solar สำหรับหน่วยงานราชการฯ ในพื้นที่ภาคใต้ ในการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2558 เรื่อง มาตรการพิเศษส่งเสริมโรงไฟฟ้าชีวมวลและก๊าซชีวภาพในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา กกพ. จึงเห็นควรเปิดรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT Bidding ในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลาโดยไม่ต้องรอให้การคัดเลือกโครงการ Solar สำหรับหน่วยงานราชการฯ แล้วเสร็จ ซึ่งหลังจากที่คัดเลือกเจ้าของโครงการ Solar สำหรับหน่วยงานราชการฯ แล้วเสร็จจึงจะพิจารณาเปิดรับซื้อไฟฟ้า FiT Bidding ในพื้นที่อื่นๆ ในประเทศต่อไป ทั้งนี้ การรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT Bidding มีเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ และชีวมวล ประมาณ 600 เมกะวัตต์ จะเปิดการรับซื้อไฟฟ้าเป็น 2 ระยะ ดังนี้

4.1 ระยะที่ 1 ในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา รับซื้อตามปริมาณกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 46 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และชีวมวลไม่เกิน 36 เมกะวัตต์ ในพิจารณารับซื้อจะดำเนินการแยกประเภทเชื้อเพลิงในการรับซื้อตามลำดับความสำคัญของเชื้อเพลิงที่กระทรวงพลังงานกำหนดไว้ โดยจะรับข้อเสนอและคัดเลือกประเภทก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) ให้แล้วเสร็จ แล้วจึงเปิดประกาศรับซื้อและคัดเลือกประเภทชีวมวล ดังนี้ (1) ประเภท ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) เปิดให้ยื่นข้อเสนอขอขายไฟฟ้าในช่วงวันที่ 19 – 22 ตุลาคม 2558 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้ที่ได้รับคัดเลือกลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2559 และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในปี 2560 และ (2) ประเภทชีวมวล เปิดให้ยื่นข้อเสนอขอขายไฟฟ้าในช่วงวันที่ 30 พฤศจิกายน – 4 ธันวาคม 2558 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้ที่ได้รับคัดเลือกลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเดือนเมษายน 2559 และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในปี 2560

4.2 ระยะที่ 2 การรับซื้อไฟฟ้าในพื้นที่อื่นๆ ยกเว้น 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อำเภอ ในจังหวัดสงขลา กำหนดเป้าหมายการรับซื้อตามกำลังผลิตติดตั้งประมาณ 554 เมกะวัตต์ โดยจะออกประกาศรับซื้อต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

ฝ่ายเลขานุการฯ ได้สรุปรายงานให้ที่ประชุมทราบ ดังนี้
1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 เห็นชอบให้รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร ขนาดติดตั้งไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ต่อแห่ง รวม 800 เมกะวัตต์ ในอัตรา FiT 5.66 บาท ต่อหน่วย และเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 กพช. เห็นชอบให้ขยายวัน SCOD ของโครงการฯ จากสิ้นเดือนธันวาคม 2558 เป็นภายในวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ต่อมาเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2558 กพช. รับทราบร่างหลักเกณฑ์การเข้าร่วมโครงการ การกลั่นกรองและคัดเลือกโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร ตามที่คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ความเห็นชอบและมอบหมายให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป รวมทั้งเห็นชอบการเลื่อนกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ หรือ SCOD ของโครงการฯ ออกไปจากเดิมภายในวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เป็นให้มีการทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

เชิงพาณิชย์เป็นระยะๆ โดยกำหนด SCOD ครั้งแรกภายในวันที่ 30 กันยายน 2559 สำหรับพื้นที่ที่มีความพร้อมด้านระบบส่งไฟฟ้า และไม่เกินภายในวันที่ 30 มิถุนายน 2561 สำหรับพื้นที่ที่เหลือ และให้ปรับปรุงการกำหนดเป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าตามกลุ่มเป้าหมายให้ชัดเจน เช่น 400 เมกะวัตต์ สำหรับกลุ่มสหกรณ์ภาคการเกษตร และอีก 400 เมกะวัตต์ สำหรับหน่วยงานราชการ หรือกลุ่มละประมาณกึ่งหนึ่งของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าโดยรวมของโครงการ

2. เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2558 กกพ. ได้เห็นชอบระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร โดยมีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 14 มีนาคม 2558 ต่อมาเมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2558 ได้เห็นชอบร่างประกาศ กกพ. เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร และร่างหลักเกณฑ์การเข้าร่วมโครงการ การกลั่นกรอง และคัดเลือก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร และให้สำนักงาน กกพ. ไปปรับปรุงแก้ไขให้สอดคล้องกับ มติ กพช. เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2558 โดยได้กำหนดการรับซื้อเป็น 2 ระยะ ระยะที่ 1 กำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ไม่เกินวันที่ 30 กันยายน 2559 (กฟน. 200 เมกะวัตต์ กฟภ. 389 เมกะวัตต์ และกิจการไฟฟ้า สัมปทานกองทัพเรือ 11 เมกะวัตต์) และระยะที่ 2 กำหนด SCOD ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2561 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2561 และเปิดรับฟังความคิดเห็นผ่านทางเว็บไซต์และเอกสาร ระหว่างวันที่ 25 ถึงวันที่ 31 สิงหาคม 2558 และต่อมาประธาน กกพ. ได้ลงนามในระเบียบและประกาศฯ ทั้ง 2 ฉบับ เมื่อวันที่ 14 กันยายน 2558 แต่ยังมิได้เผยแพร่เป็นการทั่วไปอย่างเป็นทางการ

3. กกพ. ได้ยกร่างหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้า โดยคำนึงถึงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และความสามารถรองรับของระบบส่ง ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 และข้อมูลเป้าหมายการรับซื้อในแต่ละเชื้อเพลิงและพื้นที่ใช้ประโยชน์ ซึ่งได้รับจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และได้พิจารณาประเด็นเพิ่มเติม ดังนี้ (1) ความสามารถของระบบส่งและการกระจายโอกาสให้ทั่วถึง โดยแบ่งการรับซื้อเป็นสองระยะ คือ ระยะที่ 1 พิจารณาตามศักยภาพของสายส่ง (Grid Capacity) ที่มีอยู่ ซึ่งในปี 2559 สายส่งในภาคตะวันออกเฉียงเหนือไม่สามารถรองรับการซื้อไฟฟ้าได้ เมื่อ กฟผ. ได้ก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติมแล้วเสร็จในปี 2561 จึงเปิดรับซื้อในระยะที่ 2 ได้ทุกพื้นที่ทั่วประเทศ โดยเฉพาะในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สำหรับในเขตนครหลวง (กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ) หากยังไม่สามารถรับซื้อได้เต็มตามเป้าหมายในระยะที่ 1 สามารถจัดสรรปริมาณรับซื้อส่วนที่เหลือไปยังส่วนภูมิภาคในระยะสองต่อไปได้ (2) ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและการจัดสรรเชื้อเพลิง หากมีนโยบายเร่งดำเนินการรับซื้อให้ครบ 800 เมกะวัตต์ ในระยะเดียว จะส่งผลกระทบต่อศักยภาพของสายส่ง (Grid) เนื่องจากจะถูกจัดสรรให้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นส่วนใหญ่ไม่สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) มีการกระจายการรับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ ในแต่ละภาคไม่ทั่วถึง โดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะไม่ได้รับจัดสรร รวมทั้งหากรับซื้อจากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นแหล่งเชื้อเพลิงที่ไม่เสถียรในปริมาณทั้งหมดในระยะเดียวจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้า (3) ความจำเป็นในการจัดสรรสายส่งไฟฟ้าสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล และชีวภาพ โดย กพช. ได้กำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าแบบ Competitive Bidding ตามศักยภาพของระบบส่งไฟฟ้า และมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 ซึ่งจะต้องมีสายส่งรองรับตามแผนการรับซื้อไฟฟ้า อย่างไรก็ตามการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล ชีวภาพ ต้องใช้ระยะเวลานาน ผู้ประกอบการจึงจำเป็นต้องทราบเป้าหมายและระยะเวลาการรับซื้อล่วงหน้าทำให้ต้องจัดสรรสายส่งให้โรงไฟฟ้าชีวมวล ชีวภาพดังกล่าวล่วงหน้า เพื่อให้ จ่ายไฟฟ้าได้ทันตามกำหนดในปี 2560

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ ขอให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับข้อสั่งการของประธานฯ ไปประกอบการดำเนินการ ที่เกี่ยวข้องต่อไป