(ร่าง) รายงานการประชุมคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับ
สถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 2/2567
วันศุกร์ที่ 9 สิงหาคม 2567 เวลา 10.30 น. เป็นต้นไป
ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารบี กระทรวงพลังงาน

อนุกรรมการผู้เข้าประชุม

1. นายประเสริฐ สินสุขประเสริฐ — ประธานอนุกรรมการ
   ปลัดกระทรวงพลังงาน
2. นายสมภพ พัฒนอริยางกูล — รองประธานอนุกรรมการ
   รองปลัดกระทรวงพลังงาน
3. นายวรากร พรหโมบล — อนุกรรมการ
   อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. นางพัทธ์ธีรา สายประทุมทิพย์ — อนุกรรมการ
   รองอธิบดีกรมธุรกิจพลังงาน
5. นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท — อนุกรรมการ
   อธิบดีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
6. นายสาร์รัฐ ประกอบชาติ — อนุกรรมการ
   รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
7. นายภูวนารถ ชุณหปราณ — อนุกรรมการ
   ผู้ช่วยเลขาธิการ ด้านกำกับกิจการก๊าซธรรมชาติและส่งเสริมการแข่งขันในกิจการพลังงาน
   สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
8. นายณัฐวุฒิ ผลประเสริฐ — อนุกรรมการ
   รองผู้ว่าการระบบส่ง
   การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
9. นายคมกฤช โล่ห์เพ็ชร์ — อนุกรรมการ
   ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่วางแผน หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ
   บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
10. นางสาวพัชรี จงรักษ์ — อนุกรรมการ
    ผู้ช่วยปลัดกระทรวงพลังงาน
11. นายฉัตรชัย คุณโลหิต — อนุกรรมการและเลขานุการ
    ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน
    สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน

ผู้เข้าร่วมประชุม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.)

1. นางสาวจิรฎา จอมพุทธางกูร — วิศวกรปิโตรเลียมชำนาญการ

CONFIDENTIAL

กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.)

2. นายณัฐรุจ อนันตบวรวุฒิ นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการพิเศษ
3. นางสาวนิสาชล ปลื้มใจ นักวิเคราะห์นโยบายและแผนปฏิบัติการ

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

4. นายนันทนิษฎ์ วงศ์วัฒนา ผู้อำนวยการกองกำกับและอนุรักษ์พลังงาน
5. นางสุกมล ประกอบชาติ นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการพิเศษ
6. นางสาวจารุวรรณ พิพัฒน์พุทธพันธ์ นักวิทยาศาสตร์ชำนาญการพิเศษ
7. นายวิศรุต เมธาสิทธิ์ วิศวกรชำนาญการ
8. นายอภิวัฒน์ อภิสิทธิ์ศักดิ์ วิศวกรปฏิบัติการ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

9. นางสาวกรรณิการ์ วันบรรเจิด นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการพิเศษ
10. นายชาญณรงค์ รุ่งเรือง นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการพิเศษ
11. นายวัชรินทร์ ยกย่อง นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการ

สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน (สป.พน.)

12. นางสาวแทนวรรณ โตโพธิ์กลาง นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการพิเศษ
13. นายบุญทวี เลิศปัญญาพรชัย นักวิเคราะห์นโยบายและแผนชำนาญการ
14. นางสาวลลิตวดี พุ่มบุญฤทธิ์ นักวิเคราะห์นโยบายและแผนปฏิบัติการ
15. นางสาวธัญชนก เชิดชู นักวิเคราะห์นโยบายและแผนปฏิบัติการ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

16. นายจักรี ศิริมะณีวัฒนา ผู้อำนวยการฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า
17. นายฐนดล สังข์ทอง ผู้ช่วยผู้อำนวยการฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

18. นายฉัตรชัย สืบอินทร์ ผู้จัดการฝ่ายกลยุทธ์จัดหาและพัฒนาตลาดก๊าซธรรมชาติ
19. นายกฤษ ตุงคะธีรกุล ผู้จัดการส่วนบริหารการจัดส่งก๊าซธรรมชาติ
20. นางสาวจิตรวัสสิกา หงษ์ทอง ศิลปะกุล ผู้จัดการ สังกัดฝ่ายแผนและบริหารบริษัทในเครือ
21. นางสาวสุทิตา ประพันธ์ ผู้จัดการ สังกัดฝ่ายบริหารห่วงโซ่อุปทาน
22. นางสาวนัฏชา สาลาด นักวิเคราะห์และวางแผน
23. ดร.ณรงค์ชัย ใหญ่สว่าง นักวิเคราะห์และวางแผนอาวุโส

ศูนย์บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager)

24. นางสาวสุชีลา สุวรรณ ผู้อำนวยการศูนย์บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ
25. นายพรเทพ เทียบรัตน์ ผู้จัดการส่วนปฏิบัติการกลางก๊าซธรรมชาติ
26. นายเกียรติพงษ์ หนูแดง วิศวกรอาวุโส

เริ่มประชุมเวลา 10.30 น.

CONFIDENTIAL

ระเบียบวาระที่ 1 : เรื่องประธานแจ้งที่ประชุมทราบ

ไม่มี

ระเบียบวาระที่ 2 : เรื่องสรุปการประชุมและรับรองรายงานการประชุมคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 1/2567 (4 มีนาคม 2567)

1. ฝ่ายเลขานุการฯ ได้จัดทำและเวียนร่างรายงานการประชุมคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 1/2567 (4 มีนาคม 2567) และฝ่ายเลขานุการฯ ได้แก้ไขตามข้อเสนอแนะของผู้ช่วยปลัดกระทรวงพลังงาน สำนักงาน กกพ. ชธ. และ ปตท. แล้ว ดังนี้

1.1 แก้ไขข้อความ

- เพิ่มเติมและแก้ไขรายชื่อผู้เข้าร่วมประชุมของ ปตท.
- วาระที่ 3.1 ข้อ 1
- วาระที่ 3.3.1 ข้อ 1, 2.1, 3.1, 3.2, 3.4, และ 3.6
- วาระที่ 3.4 ข้อ 2.1

1.2 แก้ไขรายละเอียด

- วาระที่ 3.1 ข้อ 2 : ...จะลดลง (เทียบกับแผนปี พ.ศ. 2567 ที่ประมาณการเมื่อธันวาคม 2566) จากปัจจัยก๊าซแปลง JDA A-18 ผลิตได้ลดลง การซ่อมบำรุงแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) แปลง B8/32 ผลิตได้ลดลง ทำให้ช่วงเดือนเมษายน-พฤษภาคม 2567 ภาพรวมการผลิตมิได้เพิ่มขึ้นตามที่ตั้งเป้าหมายไว้แต่แรก แม้แปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ)...
- วาระที่ 3.3.1 ข้อ 1 : ...Regulated Market ซึ่งยังไม่ได้ดำเนินการเนื่องจากลูกค้าเลือกใช้ Pool Gas ที่ราคาถูกกว่า...

  ข้อ 2.5 : ...400 MMSCFD ออกจาก Pool Gas คาดว่าการจะลดนำเข้า LNG ของกลุ่ม Regulated Market ได้ประมาณ 4 ลำเรือต่อเดือน

  ข้อ 3.1 : ...(ที่ Margin ร้อยละ 1.75) เพราะ SPP มีรายได้เพิ่มเติมจาก Peak-Energy... แต่กลุ่มอุตสาหกรรมใช้ราคาก๊าซที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตาหรือ LPG ที่ไปทดแทนก๊าซ...

  ข้อ 3.4 : ...โดยผู้แทน ปตท. เสริมว่าการจัดหาลักษณะ Term LNG เหมาะสมกว่า เพื่อลดความเสี่ยงราคาที่ผันผวน และหากเกิดการไม่สมดุลของ Demand-Supply ทั้งกรณีปกติหรืออันเกิดจากเหตุสุดวิสัยให้สามารถนำ LNG ระหว่างกลุ่ม Regulated และ Partially Regulated มาใช้เพื่อลดโอกาสเกิด Take or Pay หรือการบริหาร Swing

  ข้อ 3.5 : ...ที่ผ่านมามีการเปลี่ยนสถานะก๊าซ (Regas) LNG สูงสุดเทียบเท่า 19 ล้านตัน LNG ในวันที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากอากาศร้อน...

  ข้อ 3.6 : ...อันเป็นผลจาก Demand LNG สูงขึ้นมาในภูมิภาคนี้

  ข้อ 4.2 : ...มีการเร่งผลิตก๊าซจากแหล่งอื่นมาทดแทนแปลง G1/61 อย่างเต็มที่ และปี พ.ศ. 2567 มีแหล่งที่ลดกำลังการผลิต

  ข้อ 4.3 : ...อชธ. มีความเห็นว่าก๊าซอ่าวไทยจำเป็นต้องเรียกผลิตตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและสัญญา PSC เนื่องจากสัญญา PSC เป็นสัญญาระหว่างรัฐ ซึ่งอาจมีผลกระทบ...
- วาระที่ 3.4 ข้อ 4.2 : ...โดยผู้แทน สำนักงาน กกพ. ชี้แจงว่า กรณีดำเนินการตามปกติ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นสามารถนำไปรวมในค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (OPEX) ได้...

CONFIDENTIAL

2. มติที่ประชุม

รับทราบและรับรองรายงานการประชุมคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 1/2567 (4 มีนาคม 2567)

ระเบียบวาระที่ 3 : เรื่องเพื่อทราบ

ระเบียบวาระที่ 3.1 : การแก้ไขปัญหาค่าใช้จ่ายการบริหารจัดการน้ำมันที่ใช้ผลิตไฟฟ้าตามมาตรการปี 2565 - 2566 (สป.พน.)

1. ฝ่ายเลขานุการฯ รายงานการแก้ไขปัญหาค่าใช้จ่ายการบริหารจัดการน้ำมันที่ใช้ผลิตไฟฟ้าตามมาตรการ ปี พ.ศ. 2565 – 2566 ดังนี้

1.1 การขนย้ายน้ำมันดีเซลอัตราภาษีศูนย์ของโรงไฟฟ้าวังน้อย 3 ไปยังโรงไฟฟ้าแม่เมาะ

- ตามที่คณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 1/2567 เมื่อวันที่ 4 มีนาคม 2567 มีมติเสนอแนะให้สำนักงาน กกพ. ขอยกเว้นเบี้ยปรับจากกรมสรรพสามิตนั้น สำนักงาน กกพ. ได้ดำเนินการตามข้อเสนอแนะแล้ว โดยเมื่อวันที่ 29 พฤษภาคม 2567 สำนักงาน กกพ. ส่งหนังสือแจ้งขอยกเว้นเบี้ยปรับแก่กรมสรรพสามิตและสำเนาแจ้งปลัดกระทรวงพลังงาน (ปพน.) ทราบด้วยแล้ว และเมื่อวันที่ 12 มิถุนายน 2567 สป.พน. ส่งสำเนาหนังสือ สำนักงาน กกพ. แจ้งให้ กฟผ. ทราบแล้ว
- กฟผ. มีการดำเนินการหลังจากนั้น ได้แก่ เมื่อวันที่ 4 กรกฎาคม 2567 กฟผ. ได้ชำระภาษีสรรพสามิต และภาษีมหาดไทย ผ่าน IRPC แล้ว และเมื่อวันที่ 11 กรกฎาคม 2567 โดย IRPC ยื่นหนังสือของดเว้นหรือลดเบี้ยปรับขจากสำนักงานสรรพสามิตพื้นที่ระยอง 1 ซึ่งขณะนี้ยังอยู่ระหว่างการพิจารณาโดยสำนักงานสรรพสามิตพื้นที่ระยอง 1 ทั้งนี้ กฟผ. จะขนย้ายน้ำมันดังกล่าวไปยังโรงไฟฟ้าแม่เมาะเมื่อกระบวนการภาษีทั้งหมดแล้วเสร็จ

1.2 การส่งผ่านค่าชดเชยรถขนส่งน้ำมันสำหรับผลิตไฟฟ้าเข้าค่าไฟฟ้า

- มติคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 1/2567 เมื่อวันที่ 4 มีนาคม 2567 เสนอแนะให้สำนักงาน กกพ. เสนอ กกพ. พิจารณาหลักเกณฑ์ส่งผ่านค่าขนส่งน้ำมันเข้าโครงสร้างค่าไฟฟ้าและรายงานผลความคืบหน้าแก่อนุกรรมการฯ ทราบในโอกาสแรก และที่ประชุมขอรับทราบความคืบหน้าจากสำนักงาน กกพ. ตามมติดังกล่าว
- ผู้แทน สำนักงาน กกพ. รายงานความคืบหน้าว่า ได้นำเสนอหลักเกณฑ์ส่งผ่านค่าขนส่งน้ำมันแก่ กกพ. พิจารณาแล้ว โดย กกพ. มีมติมอบหมายให้ฝ่ายกำกับอัตราค่าบริการพลังงาน สำนักงาน กกพ. พิจารณารายละเอียดแนวทางการหลักเกณฑ์การส่งผ่านค่าชดเชยต่อไป

2. ที่ประชุมพิจารณาแล้วมีข้อสังเกตดังนี้

2.1 การพิจารณาหลักเกณฑ์ส่งผ่านค่าขนส่งน้ำมันเข้าโครงสร้างค่าไฟฟ้า ปพน. เน้นย้ำว่าควรให้ความเป็นธรรมแก่เอกชนเรื่องภาระค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการดำเนินงานตามนโยบายภาครัฐตามมาตรการบริหารวิกฤติพลังงาน และขอเสนอแนะให้สำนักงาน กกพ. พิจารณาหลักเกณฑ์การส่งผ่านค่าชดเชยดังกล่าว และ รองอธิบดี ธพ. มีความเห็นสนับสนุนว่า การกำหนดหลักเกณฑ์ฯ จะเป็นหลักการที่ให้ภาคเอกชนเกิดความมั่นใจว่ามีการประกันความเสี่ยงในการดำเนินงานตามมาตรการสถานการณ์แก้ไขวิกฤติพลังงานและทำให้เกิดความร่วมมือจากภาคเอกชนที่ดีในอนาคต

CONFIDENTIAL

2.2 **การชำระเงินเพิ่มและรอผลการพิจารณายกเว้นเบี้ยปรับ** ผู้แทน กฟผ. แจ้งว่าได้นำเสนอบอร์ด กฟผ. ให้พิจารณาอนุมัติงบประมาณ กฟผ. เพื่อนำมาชำระเงินเพิ่มที่เกิดแล้ว ส่วนการงด/ยกเว้นเบี้ยปรับยังรอการพิจารณาจากกรมสรรพสามิตร ทั้งนี้ หากมีการดำเนินมาตรการลักษณะเดียวกันในอนาคต กฟผ. ขอความอนุเคราะห์ความชัดเจนประเด็นการส่งผ่านค่าใช้จ่ายด้านภาษีไปยังค่าโครงสร้างไฟฟ้าเพื่อไม่ให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายส่วนนี้ต่อไป

3. มติที่ประชุม

3.1 รับทราบรายงานการแก้ไขปัญหาค่าใช้จ่ายการบริหารจัดการน้ำมันที่ใช้ผลิตไฟฟ้าตามมาตรการปี พ.ศ. 2565 – 2566

ระเบียบวาระที่ 3.2 : ความคืบหน้าการรับซื้อคืนไฟฟ้าส่วนเกินโซลาร์หลังคาภาคอุตสาหกรรม 1 บาทต่อหน่วย (พพ.)

1. ผู้แทน พพ. รายงานการดำเนินงานตามมติคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ครั้งที่ 1/2567 เมื่อวันที่ 4 มีนาคม 2567 ที่มอบหมาย พพ. จัดทำรายละเอียดข้อเสนอมาตรการที่ปรับปรุงตามความเห็นของคณะอนุกรรมการฯ เช่น บทวิเคราะห์ความเหมาะสมของราคารับซื้อเพิ่มเติม หาก พพ. เห็นว่าข้อเสนอเหมาะสมและรายละเอียดประกอบการพิจารณามีความครบถ้วนแล้ว ก็ให้ปรึกษา สนพ. ถึงขั้นตอนการนำเสนอ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป โดย พพ. ได้ดำเนินงานตามมติดังกล่าว ดังนี้

1.1 การทบทวนข้อมูลปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (> 10 kW) ของการติดตั้ง Solar Rooftop พพ. ได้ประสานขอข้อมูลจากสำนักงาน กกพ. เพิ่มเติม ดังตาราง

รายการ	ข้อมูลนำเสนอคณะอนุกรรมการฯ วันที่ 4 มี.ค. 67	ข้อมูลของสำนักงาน กกพ. วันที่ 22 มี.ค. 67
ขนาดการผลิตติดตั้ง (kW)	≥ 50	> 10
จำนวนกลุ่มเป้าหมาย (ราย)	1,327	6,505
ปริมาณการติดตั้งรวม (เมกะวัตต์)	759.64	1,539.49
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ล้านหน่วยต่อปี)	998	2,000
ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะรับซื้อ 19 % (ล้านหน่วยต่อปี)	187	380

หมายเหตุ 1. โรงงานอุตสาหกรรมและอาคารธุรกิจที่ติดตั้งระบบ solar rooftop อยู่แล้ว ที่มีวัตถุประสงค์ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง หรือเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง หรือบริการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าอื่น
2. ข้อมูลปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง solar rooftop อ้างอิงจากสำนักงาน กกพ.
- ขนาดกำลังติดตั้ง < 1 MW สะสมตั้งแต่วันที่ 19 ก.ค. 65 - 31 มี.ค. 67
- ขนาดกำลังติดตั้ง ≥ 1 MW สะสมตั้งแต่วันที่ 19 ก.พ. 52 - 22 มี.ค. 67
3. ประเมินปริมาณที่คาดว่าจะรับซื้อ 19 %
- จำนวนวันหยุดนักขัตฤกษ์ โดยประมาณ 18 วัน/ปี อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทย
- วันหยุดประจำสัปดาห์ โดยประมาณ 52 วัน/ปี
4. ค่า Capacity factor ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา = 1,299.98 หน่วย/kWp/ปี โดยอ้างอิงจากสำนักงาน กกพ.

จากการเปิดรับซื้อไฟฟ้า Solar Rooftop ส่วนเกิน จำนวน 380 ล้านหน่วยต่อปี จะสามารถลดการนำเข้า LNG เพื่อผลิตไฟฟ้า 60,000 ตัน (ประมาณ 1 ลำเรือ) คิดเป็นมูลค่า 1,593 ล้านบาทต่อปี และผลกระทบค่า Ft ประมาณ 0.0016 บาทต่อหน่วย

1.2 ศึกษาอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมจากผลการศึกษาต่าง ๆ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2559 พพ. ได้ดำเนินโครงการศึกษาวิเคราะห์โครงการนำร่องการส่งเสริมติดตั้งโซล่าร์รูฟเสรี โดยผลการศึกษาความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) พบว่า กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมและอาคารธุรกิจ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นกิจการขนาด

กลางและขนาดใหญ่ กรณีมีการลงทุนติดตั้งใหม่ และภาครัฐรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน อยู่ที่ 1.00 บาท/หน่วย จะมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 – 12 ปี และ IRR > 10%

1.3 ผลการหารือ/ข้อคิดเห็นของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

- **สำนักงาน กกพ.** สนับสนุนหลักการการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนเกิน แต่ต้องไม่กระทบค่าไฟฟ้า และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าควรเป็นแบบสัญญาเสถียรระยะสั้น (Semi Firm) ทั้งนี้ การบริหารจัดการระบบผลิตไฟฟ้าและการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าควรอยู่ภายใต้การดำเนินงานของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operation: SO)
- **กฟผ.** พร้อมดำเนินการตามนโยบาย โดยการรับซื้อไฟฟ้าดังกล่าวจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เนื่องจากมีการติดตั้งและใช้งานอยู่แล้วในปัจจุบัน นอกจากนี้ยังเสนอแนะให้มีการกำหนดกรอบปริมาณพลังงานไฟฟ้าและคำนิยามของกลุ่มเป้าหมายให้ชัดเจน กำหนดให้มี Aggregators ทำหน้าที่รวบรวมปริมาณไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบจากหลายโครงการ ปริมาณรวมมากกว่า 10 MW และกำหนดให้ กฟผ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 MW
- **การประชุมหารือร่วมกับ กฟผ. การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เมื่อวันที่ 6 ส.ค. 67** ที่ประชุมเห็นควรให้ กฟน. กฟภ. และสำนักงาน กกพ. พิจารณา Grid Capacity ร่วมกัน ควรเปิดรับซื้อไฟฟ้าโดยใช้รูปแบบการรับคำขอขายไฟฟ้า เรียงลำดับก่อนหลังตามความพร้อม (First Come First Serve) และควรกำหนดคำนิยามกลุ่มเป้าหมายให้ชัดเจน เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง และประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ รวมถึงระบุความชัดเจนเกี่ยวกับแหล่งเชื้อเพลิงเสริม เช่น มีแบตเตอรี่/ไม่มีแบตเตอรี่ ทั้งนี้ ที่ประชุมมีความเห็นร่วมกันว่า กรณีขยายขอบเขตการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ทุกประเภท (บนพื้นดิน ลอยน้ำ และบนหลังคา) จะไม่ส่งผลกระทบต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าในภาพรวม และมีข้อเสนอแนะเพิ่มเติมจาก กฟน. เรื่องความเป็นไปได้ในการให้สิทธิ์ไปขอการรับรองคุณลักษณะพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียน (Green Attribute) แก่ กฟน. นำไปใช้ประโยชน์ได้

2. ที่ประชุมพิจารณาแล้วมีข้อสังเกตดังนี้

2.1 ผลประโยชน์มาตรการช่วยลดการนำเข้า Spot LNG ปพน. มีความเห็นว่ามาตรการจะช่วยลดการนำเข้า Spot LNG ซึ่งในปี พ.ศ. 2567 ยังนำเข้าถึง 97 ลำเรือ และจะเกิดประโยชน์จากการลดภาระต้นทุนไฟฟ้าทั้งในภาวะปกติและสถานการณ์ฉุกเฉิน นอกจากนี้ยังเห็นด้วยกับตามข้อเสนอการขยายขอบเขตการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์เป็นทุกประเภท ได้แก่ บนพื้นดิน ลอยน้ำ และบนหลังคา โดย รอง ผอ.สนพ. ให้ข้อมูลว่ามาตรการดังกล่าวเป็นมาตรการระยะสั้นจึงไม่ส่งกระทบต่อแผน PDP และนโยบายระยะยาว

2.2 การปรับปรุงข้อมูลผลกระทบต่อค่า Ft และระยะเวลาคืนทุนของมาตรการ ปพน. มีความเห็นว่าต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าของมาตรการต่ำกว่าราคาไฟฟ้าขายส่งและ Short Run Marginal Cost (SRMC) จึงไม่น่าจะส่งผลกระทบต่อการเพิ่มขึ้นของค่า Ft ตามที่ พพ. เสนอ ซึ่งผู้แทน กฟผ. ให้ข้อมูลสอดคล้องว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เพิ่มเติมที่มีในระบบอยู่แล้วที่ 1 บาท ราคาต่ำกว่าค่า SRMC ในระบบที่ประมาณ 2 บาท จึงไม่น่าส่งผลกระทบต่อต้นทุนค่าไฟฟ้า

นอกจากนี้ ปพน. มีข้อเสนอแนะว่า พพ. ควรปรับปรุงข้อมูลที่ใช้คำนวณระยะเวลาคืนทุนให้เป็นปัจจุบันมากขึ้นกว่าผลการศึกษาปี พ.ศ. 2559 เนื่องจากระยะเวลาคืนทุน 10 – 12 ปี อาจไม่สอดคล้องกับราคาต้นทุนอุปกรณ์ในตลาดปัจจุบัน

CONFIDENTIAL

2.3 การบริหารการการรับซื้อไฟฟ้าแสงอาทิตย์เพิ่มเติม ผู้แทน กฟผ. มีข้อห่วงกังวลว่าในช่วงวันสุดสัปดาห์ปกติต้องสั่งหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามสัญญาบางส่วนอยู่แล้ว การรับไฟฟ้าแสงอาทิตย์เพิ่มเติมซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าน้อยจึงต้องคำนึงถึงการบริหารจัดการการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างรอบคอบ โดย ปพน. มีความเห็นว่า ข้อจำกัดหลักอาจอยู่ที่ศักยภาพมิเตอร์รับซื้อไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอของการการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (หม้อแปลงเต็ม) จึงมีการกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ติดอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับตัด-ต่อวงจร (Relay) เพิ่มเติมป้องกันไฟไหลย้อน อย่างไรก็ตาม การรับซื้อไฟฟ้าแสงอาทิตย์เพิ่มเติมช่วง Off-peak ก็ยังน่าจะคุ้มค่าหากยังมีโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเดินเครื่อง

นอกจากนี้ กฟผ. มีข้อเสนอแนะเพิ่มเติมให้มีการกำหนดผู้กำกับดูแลภาพรวมมาตรการรับซื้อแสงอาทิตย์เพิ่มเติม เช่น ปริมาณมากกว่า 10 MW มอบหมาย กฟผ. และขนาดเล็ก VSPP มอบหมาย กฟภ./กฟน. และให้มีการนำส่งข้อมูลการรับซื้อดังกล่าวแก่ กฟผ. เพื่อใช้บริหารจัดการภาพรวมต่อไป

2.4 การเพิ่มแรงจูงใจเข้าร่วมมาตรการ ผู้แทน สำนักงาน กกพ. ชี้แจงข้อสอบถามของฝ่ายเลขานุการว่า แม้ผลการรับซื้อไฟฟ้ารับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นจากพลังงานทดแทน SPP/VSPP เพิ่มเติม ปี พ.ศ. 2567 มีสัดส่วนสูงกว่าแผน แต่เป็นโรงไฟฟ้า VSPP Solar Rooftop ในสัดส่วนน้อยมาก

อพพ. มีความเห็นว่าหากพิจารณาราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP/VSPP สัญญาเดิมที่0.50 บาทต่อหน่วย ซึ่งเคยได้รับอนุมัติแล้ว และกำหนดขยายระยะเวลาเพิ่มเติมก็จะสามารถดำเนินการได้ทันที ซึ่ง ปพน. มีข้อสังเกตว่าการเข้าร่วมมาตรการมีขั้นตอนที่ต้องขออนุญาตกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและข้อจำกัดทางเทคนิคที่ยุ่งยาก ควรปรับราคารับซื้อเพิ่มเติมให้จูงใจมากขึ้นเพื่อส่งเสริมให้มีผู้เข้าร่วมมาตรการเพิ่มขึ้นตามเป้าหมาย

2.5 การกำหนดผู้ได้รับผลประโยชน์จาก Green Attribute ปพน. เห็นว่าไม่สมควรดำเนินการเรื่องการให้สิทธิ์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไปขอการรับรองคุณลักษณะพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนส่วนเกิน แต่ควรให้เป็นสิทธิ์แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าโรงงานอาคารเดิม โดยผู้แทน สำนักงาน กกพ. เห็นด้วย และให้ข้อมูลว่าหากไม่มีการกำหนดในระเบียบข้อบังคับชัดเจนเหมือนที่เคยกำหนดไว้ในกรณีการรับซื้อไฟฟ้า 5,200 MW ก็ไม่ควรนำผลประโยชน์จาก Green Attribute มาเป็นของรัฐ เพราะอาจเสี่ยงต่อการถูกฟ้องร้องและการขอรับรองสิทธิ์ RECs กับ กฟผ. อาจไม่คุ้มสำหรับผู้ผลิตรายเล็กมาก ซึ่ง ผู้แทน กฟผ. ให้ข้อมูลสนับสนุนว่ากลุ่มอาคารพานิชย์รายใหญ่หลายแห่งที่มี Solar Rooftop ได้มาจดขอรับรอง RECs กับ กฟผ. แล้ว จึงไม่ควรกำหนดการนำสิทธิ์มาเป็นของรัฐ

3. มติที่ประชุม

3.1 รับทราบความคืบหน้าการรับซื้อคืนไฟฟ้าส่วนเกินโซลาร์หลังคาภาคอุตสาหกรรม 1 บาทต่อหน่วย

3.2 มอบหมาย พพ. ประสานหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทบทวนข้อมูลระยะเวลาคืนทุน ตัวเลขผลกระทบมาตรการต่อค่า Ft และปรับปรุงรายละเอียดมาตรการตามข้อเสนอแนะของที่ประชุม

3.3 มอบหมาย พพ. จัดทำรายละเอียดมาตรการรับซื้อคืนไฟฟ้าส่วนเกินโซลาร์หลังคาภาคอุตสาหกรรม 1 บาทต่อหน่วย ระยะเวลามาตรการ 2 ปี และประสาน สนพ. เพื่อนำเสนอ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

ระเบียบวาระที่ 3.3 : (ร่าง) แผนปฏิบัติการด้านการเตรียมพร้อมและการบริหารวิกฤตการณ์พลังงาน (พ.ศ. 2567 – 2570) (สป.พน.)

1. ฝ่ายเลขานุการฯ รายงานการจัดทำ (ร่าง) แผนปฏิบัติการด้านการเตรียมพร้อมและการบริหารวิกฤตการณ์พลังงาน (พ.ศ. 2567 – 2570) ดังนี้

CONFIDENTIAL

1.1 ผู้จัดทำ แผนปฏิบัติการฯ จัดทำโดยคณะทำงานจัดทำแผนปฏิบัติการด้านการเตรียมพร้อมและการบริหารวิกฤตการณ์พลังงาน (พ.ศ. 2566 – 2570) ที่มีรองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายสมภพ พัฒนอริยางกูล) (รปพน.) เป็นประธานคณะทำงาน ประกอบด้วยผู้แทนหน่วยงานภายในกระทรวงพลังงาน และ 3 การไฟฟ้า โดยมีผู้แทนกองยุทธศาสตร์และแผนงาน สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นคณะทำงานและเลขานุการ

1.2 เหตุผลความจำเป็น แผนปฏิบัติการฯ มีความสอดคล้องกับแผนเตรียมพร้อมแห่งชาติและแผนบริหารวิกฤตการณ์ (พ.ศ. 2566 – 2570) ตามพระราชบัญญัติสภาความมั่นคงแห่งชาติ พ.ศ. 2559 โดยมีหลักการจัดทำ ดังนี้

- ถอดบทเรียนการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านราคาพลังงาน พ.ศ. 2565 – ปัจจุบัน
- ขับเคลื่อนข้อเสนอแนะเชิงนโยบายจากการฝึกซ้อมแผนเตรียมพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงานที่ผ่านมา
- บูรณาการข้อมูลจากแผนภายในหน่วยงาน คู่มือ และแนวทางรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินของหน่วยงานพลังงาน

เมื่อจัดทำแผนปฏิบัติการฯ และรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียแล้วเสร็จ จะเสนอแผนปฏิบัติการฯ แก่ กบง. พิจารณาเห็นชอบภายในเดือนกันยายน 2567 เพื่อใช้เป็นกรอบในการเตรียมพร้อมและบริหารวิกฤตการณ์พลังงานต่อไป

1.3 สาระสำคัญของแผน ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก คือ

ส่วนประเด็นภัยคุกคามและความเสี่ยงด้านพลังงาน จัดทำระดับความรุนแรงสถานการณ์ฉุกเฉินและสัญญาณบ่งชี้การใช้แผน (Trigger Points) แยกตามเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน ไฟฟ้า รวมถึงการประเมินระดับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงานต่อการจัดหาและราคาพลังงาน

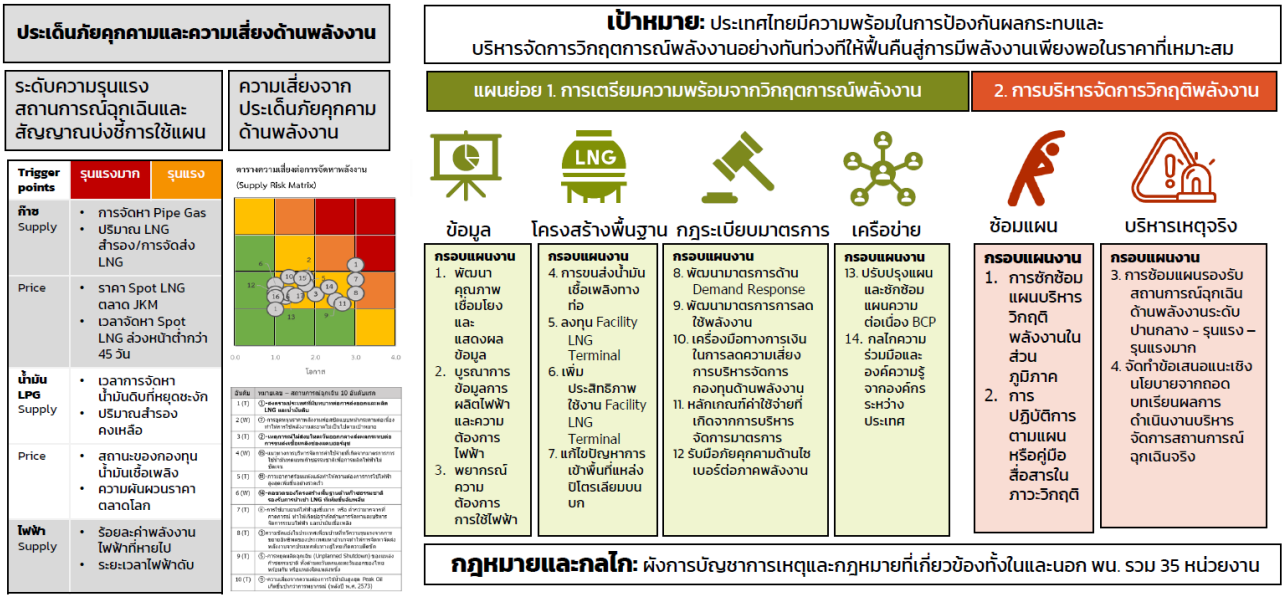
ส่วนเป้าหมายภาพรวมของแผน ประกอบด้วยแผนย่อย 2 แผนคือ

- **แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 1 เรื่องการเตรียมความพร้อมจากวิกฤตการณ์พลังงาน** แบ่งเป็น 4 แนวทางการพัฒนา (ด้านข้อมูล โครงสร้างพื้นฐาน การพัฒนากฎระเบียบมาตรการ และการสร้างเครือข่าย) ข้อเสนอริเริ่มแผนงานโครงการ 14 กรอบแผนงาน ได้แก่ 1. พัฒนาคุณภาพเชื่อมโยงและแสดงผลข้อมูล 2. บูรณาการข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้า 3. พยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้า 4. การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงทางท่อ 5. ลงทุน Facility LNG Terminal 6. เพิ่มประสิทธิภาพใช้งาน Facility LNG Terminal 7. แก้ไขปัญหาการเข้าพื้นที่แหล่งปิโตรเลียมบนบก 8. พัฒนามาตรการด้าน Demand Response 9. พัฒนามาตรการการลดใช้พลังงาน 10. เครื่องมือทางการเงินในการลดความเสี่ยงการบริหารจัดการกองทุนด้านพลังงาน 11. หลักเกณฑ์ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการบริหารจัดการมาตรการ 12. รับมือภัยคุกคามด้านไซเบอร์ต่อภาคพลังงาน 13.ปรับปรุงแผนและซักซ้อมแผนความต่อเนื่อง BCP และ 14. กลไกความร่วมมือและองค์ความรู้จากองค์กรระหว่างประเทศ
- **แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 2 เรื่องการบริหารจัดการวิกฤติพลังงาน** แบ่งเป็น 2 แนวทางการพัฒนา (การซ้อมแผน และการบริหารเหตุการณ์จริง) มีข้อเสนอริเริ่มแผนงานโครงการจำนวน 4 กรอบแผนงาน ได้แก่ 1. การซักซ้อมแผนบริหารวิกฤติพลังงานในส่วนภูมิภาค 2. การปฏิบัติการตามแผนหรือคู่มือสื่อสารในภาวะวิกฤติ 3. การซ้อมแผนรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงานระดับปานกลาง – รุนแรง – รุนแรงมาก และ 4. จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายจากถอดบทเรียนผลการดำเนินงานบริหารจัดการสถานการณ์ฉุกเฉินจริง

CONFIDENTIAL

ส่วนกฎหมายและกลไกการขับเคลื่อน รวบรวมกฎหมายทั้งของหน่วยงานสังกัดกระทรวงพลังงาน หน่วยงานภายนอก และผังการบัญชาการเหตุการณ์ในระดับปานกลาง – รุนแรง – รุนแรงมาก พร้อมบทบาทหน้าที่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องรวม 35 หน่วยงาน

ทั้งนี้ สามารถสรุปสาระสำคัญของแผนปฏิบัติการฯ ได้ ดังแผนภาพ



2. ที่ประชุมพิจารณาแล้วมีข้อสังเกตดังนี้

2.1 เจ้าภาพกรอบแผนงานด้าน Demand Response อพพ. ให้ข้อมูลว่าที่ผ่านมา สนพ. เคยดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response (DR) ด้วยงบประมาณกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และพยายามพัฒนาการดำเนินการมาตรการตอบสนองด้านโหลดไปสู่แบบอัตโนมัติ (Auto DR) แต่ยังมีข้อจำกัดไม่สามารถนำ DR เข้าโครงสร้างค่าไฟฟ้าตาม พ.ร.บ. กำกับกิจการพลังงาน ได้ จึงเห็นสมควรให้กำหนดหน่วยงานเจ้าภาพหลักเป็น สำนักงาน กกพ. เพื่อให้เกิดความชัดเจนในการเร่งขับเคลื่อนเนื่องจาก DR เป็นมาตรการสำคัญทั้งภาวะปกติและภาวะวิกฤติ ซึ่ง ปพน. เห็นด้วยว่ามาตรการ DR หรือการลดการใช้พลังงานช่วงราคาไฟฟ้าสูงสุด (Peak) เป็นมาตรการที่มีประสิทธิภาพในการลดการนำเข้า Spot LNG มากที่สุด

ผู้แทน สำนักงาน กกพ. รายงานว่าได้เสนอแนวทางดำเนินการ Demand Response ระยะยาว และแนวทางการส่งผ่านสู่โครงสร้างค่าไฟฟ้าแก่ กกพ. แล้ว ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณา

ผู้แทน กฟผ. ให้ข้อมูลเพิ่มเติมว่าจากการถอดบทเรียน DR ระยะนำร่อง เห็นว่าควรกำหนดนิยาม DR ให้ชัดเจนในกฎหมายการกำกับกิจการพลังงานเพื่อให้อำนาจ กกพ. ในการกำหนดเป็นอัตราค่าไฟฟ้าประเภทหนึ่ง

3. มติที่ประชุม

3.1 รับทราบรายงาน (ร่าง) แผนปฏิบัติการด้านการเตรียมพร้อมและการบริหารวิกฤตการณ์พลังงาน (พ.ศ. 2567 – 2570)

CONFIDENTIAL

ระเบียบวาระที่ 4 : เรื่องเพื่อติดตาม

ระเบียบวาระที่ 4.1: แผนงาน ผลการดำเนินงาน และผลประหยัดของมาตรการบริหารจัดการพลังงานในสถานการณ์วิกฤตราคาพลังงาน ณ 31 กรกฎาคม 2567

1. ฝ่ายเลขานุการรายงานแผนและผลการบริหารจัดการพลังงานในสถานการณ์วิกฤตราคาพลังงานตามมาตรการ 7 มาตรการ ระหว่างเดือนมกราคม – เดือนกรกฎาคม 2567 และผลประโยชน์ทางการเงินจากมาตรการสะสมระหว่างเดือนมกราคม – เดือนกรกฎาคม 2567 รวม 5,911 ล้านบาท รายละเอียดดังตาราง

กลุ่มมาตรการ	มาตรการ (ผู้รับผิดชอบ)	มกราคม – กรกฎาคม 2567		
		แผน	ผล	ร้อยละ
การปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิง	1. การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 8 (กฟผ.)	1,297 GWh	1,239 GWh	96%
	2. การนำโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 4 กลับมาผลิตไฟฟ้า (กฟผ.)	416.9 GWh	462.9 GWh	111%
	3. การรับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นจากพลังงานทดแทน SPP/VSPP เพิ่มเติม (สำนักงาน กกพ.)	105.9 GWh	224.9 GWh	212%
	4. การรับซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำระยะสั้นเพิ่มเติม จาก สปป.ลาว (โครงการเทินหินบุน) (กฟผ.)	44.6 GWh	15.7 GWh	35%
	5. การรับซื้อไฟฟ้าโซลาร์หลังคาภาคอุตสาหกรรมเพิ่มเติม (พพ. / สำนักงาน กกพ.)	n/a		
การลด Demand	6. มาตรการขอความร่วมมือประหยัดพลังงานภาคธุรกิจ/อุตสาหกรรม (พพ.)	450 GWh	492 GWh	109%
การเพิ่ม Supply	7. จัดหาก๊าซในประเทศและเพื่อนบ้านเพิ่มเติมให้ได้มากที่สุด (ชธ.) (มกราคม – มีนาคม 2567)	0.120 ล้านตัน LNG	0.160 ล้านตัน LNG	133%

จากผลการดำเนินงานทำให้เกิดผลประโยชน์ทางการเงินจากมาตรการ ดังนี้

มาตรการ (หน่วยงานรับผิดชอบ)	ต้นทุนมาตรการ (ล้านบาท)	ต้นทุนกรณีใช้ Spot LNG (ล้านบาท)	ผลประโยชน์ทางการเงิน (ล้านบาท)
เดือนที่มีการดำเนินมาตรการในปี พ.ศ. 2567			
ม.ค. ก.พ. มี.ค. เม.ย. พ.ค. มิ.ย. ก.ค. ส.ค. ก.ย. ต.ค. พ.ย. ธ.ค.	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1. เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 (กฟผ.)	904.50	3,384.14	2,479.64
2. การนำโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 4 กลับมาผลิตไฟฟ้า (กฟผ.)	379.87	1,265.29	885.41
3. รับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นจากพลังงานทดแทน SPP/VSPP เพิ่มเติม (สำนักงาน กกพ.)	494.82	568.78	73.95
4. รับซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำระยะสั้นเพิ่มเติม จาก สปป.ลาว (โครงการเทินหินบุน) (กฟผ.)	30.82	37.44	6.63
5. การรับซื้อไฟฟ้าโซลาร์หลังคาภาคอุตสาหกรรมเพิ่มเติม (พพ. / สำนักงาน กกพ.)			
6. มาตรการขอความร่วมมือประหยัดพลังงานในภาคธุรกิจ/อุตสาหกรรม (พพ.)	-	-	635.94
7. จัดหาก๊าซในประเทศและเพื่อนบ้านให้ได้มากที่สุด (ชธ.)	1,698.58	3,528.67	1,830.09
รวม	**3,508.59**	**9,420.26**	**5,911.66**

CONFIDENTIAL

2. มติที่ประชุม

2.1 รับทราบแผน-ผลการบริหารจัดการพลังงานในสถานการณ์วิกฤตราคาพลังงานสะสมระหว่างเดือนมกราคม – เดือนกรกฎาคม 2567

2.2 มอบหมายฝ่ายเลขานุการรายงานผลการดำเนินงานปี พ.ศ. 2567 แก่ กบง. ทราบด้วย

ระเบียบวาระที่ 4.2: แผนการผลิตก๊าซธรรมชาติและนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบตลาดจร ปี 2567

1. สถานการณ์จัดหาก๊าซธรรมชาติและ LNG

1.1 ผู้แทนสำนักงาน กกพ. รายงานแผนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบตลาดจร ปี พ.ศ. 2567 และสถานะการจัดหา LNG ตามที่นำเสนอในคณะ PPM (คณะอนุกรรมการกำกับการจัดหาและบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศ/Regulatory Sub-Committee for Pool Gas Provision and Management: PPM) ครั้งที่ 6/2567 ณ วันที่ 11 กรกฎาคม 2567 ว่าประเทศมีความต้องการ LNG ส่วนเพิ่ม 97 ลำเรือ โดย กกพ. มีมติให้จัดหา Term LNG (Short Term) 20 ลำเรือ ดังนั้นประเทศต้องจัดหา Spot LNG เพิ่มเติม 77 ลำเรือ ซึ่ง กกพ. ได้อนุมัติจัดหา Spot LNG ระหว่างเดือนมกราคม – ตุลาคม 2567 แล้วจำนวน 69 ลำเรือ โดยมีการจัดหาแล้วเสร็จจำนวน 63 ลำเรือ รายละเอียดดังตาราง

เดือน	มติ กกพ. ที่อนุมัติ (วันที่มีมติ และ จำนวนลำเรือ)	ลำเรือ		
		จำนวนที่ กกพ. ให้จัดหา	จัดหาแล้วเสร็จ	คงเหลือที่ต้องจัดหาเพิ่มเติม
มกราคม	• 18 ต.ค. 66: 5 ลำเรือ • 20 ธ.ค. 66: 1 ลำเรือ	6	6	-
กุมภาพันธ์	• 15 พ.ย. 66: 6 ลำเรือ • 17 ม.ค. 67: 1 ลำเรือ	7	7	-
มีนาคม	• 20 ธ.ค. 66: 8 ลำเรือ	8	8	-
เมษายน	• 17 ม.ค. 67: 3 ลำเรือ • 21 ก.พ. 67: 2 ลำเรือ • 6 มี.ค. 67 : 1 ลำเรือ	6	6	-
พฤษภาคม	• 21 ก.พ. 67: 6 ลำเรือ • 27 มี.ค. 67: 3 ลำเรือ • 24 เม.ย. 67: 1 ลำเรือ	10	10	-
มิถุนายน	• 27 มี.ค. 67: 7 ลำเรือ	7	7	-
กรกฎาคม	• 24 เม.ย. 67 : 8 ลำเรือ • 29 พ.ค. 67 : 1 ลำเรือ	9	9	-
สิงหาคม	• 29 พ.ค. 67 : 4 ลำเรือ • 12 มิ.ย. 67 : 2 ลำเรือ	6	6	-
กันยายน	• 12 มิ.ย. 67: 5 ลำเรือ	5	4	1
ตุลาคม	• 17 ก.ค. 67 : 5 ลำเรือ	5	-	5
	รวม	69	63	6

CONFIDENTIAL

ด้านแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งตะวันออกรวมรายเดือนระหว่างเดือนกรกฎาคม – ตุลาคม 2567 อยู่ที่ระดับ 2,306 – 2,607 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ต่ำลงจากช่วงก่อนหน้า เดือนกรกฎาคม – สิงหาคม แหล่ง JDA A-18 ผลิตได้ต่ำกว่าแผนจากการปิดซ่อมบำรุง แม้แหล่งเอราวัณ (G1/61) จะกลับมาผลิตได้ตามแผนตั้งแต่เดือนเมษายน 2567 ก็ตาม

ด้านความต้องการการใช้ก๊าซธรรมชาติช่วงเดือนกรกฎาคมสูงกว่าการจัดหาเท่าระดับเดือนก่อนหน้าที่ประมาณ 6 – 10 ลำเรือ และเริ่มลดลงเหลือการจัดหา Spot LNG เพิ่มเติมที่ 3 – 4 ลำเรือ ระหว่างเดือนสิงหาคม – ธันวาคม 2567

2. แนวทางการบริหารจัดการ Bypass Gas

2.1 ผู้แทนสำนักงาน กกพ. แจ้งแนวทางการบริหารจัดการ Bypass Gas ว่า ตามที่แหล่ง G1/61 เพิ่มกำลังการผลิตตั้งแต่ปลายเดือนมีนาคม 2567 ส่งผลให้จำเป็นต้องผ่อนผันการดำเนินการตามประกาศ กกพ. เรื่องหลักเกณฑ์การกำกับดูแลการบริหารจัดการ Bypass Gas ปี พ.ศ. 2565 โดยที่ต่อมา กกพ. มีมติเมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2567 แจ้งไปยัง ปตท. เรียกรับก๊าซที่ปริมาณ DCQ (Daily Contract Quantity) ตามสัญญาในกรณีที่โรงแยกก๊าซ (GSP) ดำเนินงานตามปกติ และพิจารณาเรียกรับก๊าซมากกว่า DCQ ได้ในกรณีที่ DCQ ไม่เพียงพอต่อ GSP เพื่อเก็บปริมาณ Swing gas ไว้บริหารในสถานการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งในระยะต่อมาตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2567 จึงปรับลดการเรียกรับก๊าซอ่าวเพื่อรักษาระดับ Bypass Gas ตามหลักการ

2.2 ผู้แทน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) รายงานว่าได้ดำเนินการตามผลการหารือระหว่าง สำนักงาน กกพ. ชธ. ปตท. เมื่อวันที่ 24 เมษายน 2567 และ มติ กกพ. วันที่ 23 พฤษภาคม 2567 ตามแนวทางการบริหารจัดการ Bypass Gas ในกรณีที่ GSP หยุดซ่อมบำรุงและมีความต้องการต่ำกว่า DCQ ให้มี Bypass Gas ได้ โดยต้องแจ้งเหตุผลและความจำเป็นต่อ กกพ. ก่อนดำเนินเนินการเพิ่มปริมาณ Bypass Gas สูงกกว่าหลักเกณฑ์ ซึ่งมีการดำเนินการช่วงเดือนมีนาคม – เดือนกรกฎาคม 2567 อย่างไรก็ตาม ปริมาณ Bypass ตั้งแต่เดือนมิถุนายน – เดือนธันวาคม 2567 จะลดระดับ Bypass Gas ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ ทำให้เรียกรับก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยลดลงประมาณ 60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ดังภาพ) คิดเป็นความต้องการใช้ LNG เพิ่มขึ้น 4 ลำเรือ มูลค่าประมาณ 2,400 ล้านบาท ทั้งนี้ การปรับหลักเกณฑ์ Bypass Gas ให้มีความยืดหยุ่นมากอาจเป็นประโยชน์ต่อการลดการนำเข้า Spot LNG ซึ่งจำเป็นต้องเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป

กรณีรับก๊าซอ่าวไทยเต็มความสามารถ	Unit : MMscfd	มิ.ย.-67	ก.ค.-67	ส.ค.-67	ก.ย.-67	ต.ค.-67	พ.ย.-67	ธ.ค.-67	เฉลี่ย
	LNG	1417	1226	1161	1046	865	1043	858	1088
	Bypass gas	221	222	52	13	54	17	69	93

กรณีรับก๊าซตามหลักเกณฑ์ Bypass gas	Unit : MMscfd	มิ.ย.-67	ก.ค.-67	ส.ค.-67	ก.ย.-67	ต.ค.-67	พ.ย.-67	ธ.ค.-67	เฉลี่ย
	LNG	1525	1365	1194	1057	913	1059	913	1147
	Bypass gas	113	88	15	0	0	0	0	31

CONFIDENTIAL

3. การบริหารจัดการช่วงแหล่ง JDA-A18 หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติ

3.1 ผู้แทน กฟผ. รายงานต่อที่ประชุมว่าผู้ผลิตก๊าซฯ แหล่ง JDA-A18 และ บริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซีย จำกัด (TTM) แจ้งขอหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ระยะเวลาตั้งแต่วันที่ 29 กรกฎาคม – 13 สิงหาคม 2567 รวม 16 วัน ส่งผลกระทบให้ไม่สามารถส่งจ่ายก๊าซไปยังอำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา และจังหวัดระยองได้ ทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะไม่สามารถเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงก๊าซ ทั้งนี้ กฟผ. ได้ดำเนินการตามมาตรการ 5 ข้อ เพื่อรองรับในช่วงเวลาหยุดจ่ายก๊าซฯ JDA-A18 ปี พ.ศ. 2567 ดังนี้

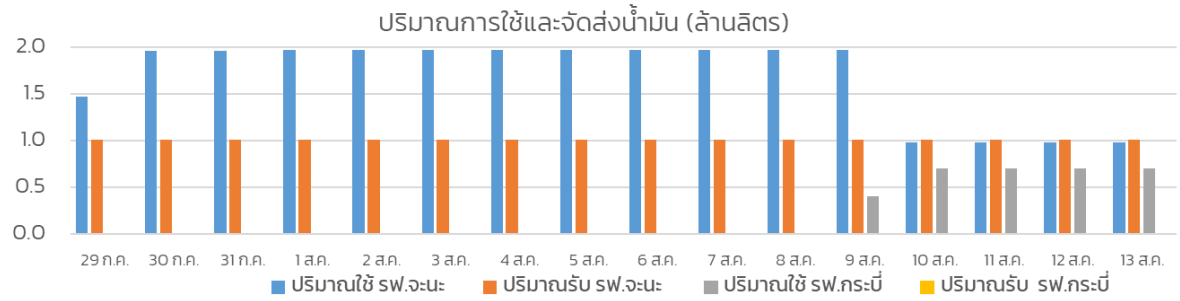
1) **ด้านเชื้อเพลิง** สำรองน้ำมันให้เพียงพอต่อความต้องการใช้งานในช่วงเวลาหยุดจ่ายก๊าซฯ รองรับหากการซ่อมบำรุงล่าช้ากว่ากำหนด
2) **ด้านระบบผลิต** เตรียมโรงไฟฟ้าจะนะให้สามารถเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล พร้อมประสานโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ให้มีความพร้อมเดินเครื่อง รายละเอียดดังตาราง

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	เชื้อเพลิง
รฟ.เขื่อนรัชชประภา	240	พลังน้ำ
รฟ.เขื่อนบางลาง	84	พลังน้ำ
รฟ.บ้านสันติ	1	พลังน้ำ
รฟ.SPP (GYG & SGE)	29	พลังงานทดแทน
รฟ.จะนะ ชุดที่ 1	**655**	**น้ำมันดีเซล**
รฟ.จะนะ ชุดที่ 2	**660**	**น้ำมันดีเซล**
รฟ.ขนอม ชุดที่ 2	930	ก๊าซฯ อ่าวไทย
รฟ.กระบี่	**315**	**น้ำมันเตา**
รวมกำลังผลิตโรงไฟฟ้าภาคใต้ช่วงการทำงาน	**2,914**	

3) **ด้านระบบส่ง** ตรวจสอบสายส่งเชื่อมโยงจากภาคกลางมายังภาคใต้ สายส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์สำคัญในพื้นที่ให้พร้อมใช้งาน รวมถึงงดการทำงานบำรุงรักษาที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบ
4) **ด้านบุคลากร** เตรียมทีมงานเฝ้าระวังและติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดตลอด 24 ชั่วโมง เตรียมเข้าแก้ไขในกรณีฉุกเฉิน
5) **ด้านผู้ใช้ไฟฟ้า** กฟผ. ขอความร่วมมือจากภาคธุรกิจ ภาคอุตสาหกรรม และภาคประชาชนร่วมกันประหยัดพลังงาน โดยเฉพาะในช่วงเวลา 18.00 – 21.30 น. ซึ่งเป็นช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 29 กรกฎาคม 2567 กฟผ. ใช้น้ำมันดีเซลทดแทนการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าจะนะ 2 ล้านลิตรต่อวัน และสามารถขนส่งน้ำมันจริงได้สูงกว่าที่คาดทำให้ปริมาณสำรองดีเซลเพียงพอเพื่อเดินเครื่องถึงวันที่ 9 กันยายน 2567 และเริ่มขนานโรงไฟฟ้ากระบี่เพื่อรักษาระดับน้ำมันสำรองของจะนะในกรณีที่การซ่อมบำรุงล่าช้า ประเมินว่าตลอดระยะเวลาซ่อมบำรุงจะมีการใช้ดีเซลรวมประมาณ 28 ล้านลิตร (รายละเอียดดังภาพ) ทั้งนี้ จากความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้ต่ำกว่าที่คาดเนื่องจากฝนตก คืออยู่ที่ประมาณ 2,600 MW คาดว่าจะบริหารจัดการเหตุการณ์ได้

CONFIDENTIAL



น้ำมันคงเหลือ	19.0	18.0	17.1	16.1	15.1	14.2	13.2	12.3	11.3	10.3	9.4	8.4	8.4	8.5	8.5	8.5

3.2 ผู้แทน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) รายงานผลการซ่อมบำรุงของผู้ผลิตก๊าซฯ แหล่ง JDA A-18 ยังเป็นไปตามแผน คาดว่าจะแล้วเสร็จวันที่ 14 สิงหาคม 2567

4. ที่ประชุมพิจารณาแล้วมีข้อสังเกตดังนี้

4.1 การบริหารจัดการ Bypass Gas ผู้แทน ปตท. ตอบข้อสอบถามของ ปพน. ว่าปริมาณความต้องการ LNG ปี พ.ศ. 2567 ที่ 97 ลำเรือเป็นการคำนวณจากการปรับ Bypass Gas ตามหลักเกณฑ์ฯ แล้ว ซึ่ง ปพน. มีเห็นว่าเป็นปริมาณที่ยังสูง

ผู้แทน สำนักงาน กกพ. ให้ข้อมูลว่าหลักเกณฑ์ฯ มีวัตถุประสงค์อีกข้อหนึ่งคือการเก็บก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยไว้ใช้ช่วงที่ความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงในหน้าร้อน เนื่องจากเรียกก๊าซได้เร็วกว่าการสั่ง Spot LNG ซึ่งมีปริมาณสำรองประมาณ 190 ล้านลูกบาศก์ฟุต อชธ. ให้ข้อมูลเพิ่มเติมว่าการเรียกรับก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเพิ่มเติมก็มีความจำเป็นต้องวางแผนล่วงหน้าที่เหมาะสมเพื่อการเตรียมการอาจไม่สามารถเรียกรับได้ทันที

4.2 การนำเข้า Long-term LNG เพิ่มเติม ปพน. แจ้งว่ารัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานมีดำริให้พิจารณาการนำเข้า Long-term LNG ที่มีราคาผันผวนน้อยกว่าเพิ่มเติม จึงมีข้อเสนอแนะให้มีการหารือ Shippers หลายราย ในการจัดทำข้อเสนอเปรียบเทียบราค่าและถึงความเป็นไปได้ในการนำเข้า Long-Term LNG ราคาที่ดีที่สุด

5. มติที่ประชุม

5.1 รับทราบสถานการณ์จัดหาก๊าซธรรมชาติและ LNG แนวทางการบริหารจัดการ Bypass Gas และการบริหารจัดการช่วงแหล่ง JDA-A18 หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติ

5.2 มีข้อเสนอแนะให้สำนักงาน กกพ. หารือกับ ปตท. และศูนย์อำนวยการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติถึงแนวทางการให้ Shippers หลายรายจัดทำข้อเสนอเปรียบเทียบถึงความเป็นไปได้ในการนำเข้า Long-Term LNG เพื่อผลประโยชน์ด้านราคาและความมั่นคงของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า และรายงานผลการหารือแก่คณะอนุกรรมการฯ ทราบด้วย

5.3 มอบหมายให้ฝ่ายเลขานุการติดตามผลและรายงานผลการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ แก่ กบง. ทราบด้วย

CONFIDENTIAL

ระเบียบวาระที่ 4.3: การขยายมาตรการการบริหารจัดการพลังงานที่จะหมดอายุ 31 ธันวาคม 2567

1. การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP/VSPP สัญญาเดิม

1.1 ผู้แทน สำนักงาน กกพ. รายงานมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP/VSPP สัญญาเดิม มติ กพช. และ กบง. ดังนี้

ประเภทพลังงานหมุนเวียน	อัตรารับซื้อไฟฟ้า	เงื่อนไข
<u>กลุ่มใช้เชื้อเพลิง</u> - ชีวมวล - ก๊าซชีวภาพ - ขยะ	2.20 บาทต่อหน่วย	● รับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก SPP และ VSPP สัญญาเดิม และนอกเหนือจากกลุ่มสัญญาเดิม (กลุ่มมี PPA และไม่มี PPA) ● สัญญารับซื้อส่วนเพิ่มรูปแบบ Non-Firm ● พร้อมจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ● รับซื้อไฟฟ้าจนถึง 31 ธ.ค. 67
<u>กลุ่มไม่ใช้เชื้อเพลิง</u> - พลังงานแสงอาทิตย์ - พลังงานลม	0.50 บาทต่อหน่วย	

- กพช. มีมติเมื่อวันที่ 6 มกราคม 2565 เห็นชอบแนวทางบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ปี 2565 ในเบื้องต้น รวมถึงมาตรการการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนส่วนเพิ่มจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในอัตรารับซื้อไฟฟ้าไม่เกินกว่าอัตรารับซื้อไฟฟ้าในสัญญาเดิม และ/หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จากสัญญาเดิม กลุ่มชีวมวล และสัญญาเชื้อเพลิงอื่นนอกเหนือจากชีวมวลได้
- กบง. มีมติเมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2565 เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้า พลังงานทดแทนส่วนเพิ่ม SPP และ/หรือ VSPP จากสัญญาเดิมและนอกเหนือจากกลุ่มสัญญาเดิม จากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทชีวมวล หรืออื่น ๆ นอกเหนือจากชีวมวล จากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว ไม่มีการลงทุนใหม่ และมีความพร้อมในการจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ กฟภ. หรือ กฟน. สามารถรองรับได้ โดยเป็นการรับซื้อปีต่อปี ไม่เกิน 2 ปี ในรูปแบบสัญญา Non-Firm ซึ่งมีอัตรารับซื้อไฟฟ้า ได้แก่ กรณีใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ) 2.20 บาทต่อหน่วย และกรณีไม่ใช้เชื้อพลิง (แสงอาทิตย์ และ ลม) 0.50 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มจากสัญญาเดิมจะมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าไม่เกินกว่าอัตรารับซื้อไฟฟ้าในสัญญาเดิม
- กพช. มีมติเมื่อวันที่ 7 พฤศจิกายน 2565 มอบหมายให้ กกพ. ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนส่วนเพิ่มตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขของมติ กบง. เมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2565 โดยขยายกรอบระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากปี พ.ศ. 2565 ออกไปอีกเป็นระยะเวลา 2 ปี สิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567
- บริษัท จีจีซี เคทิส ไบโออินดัสเทรียล จำกัด (SPP กลุ่มไม่มี PPA) และ บริษัท เคบีเอส เพาเวอร์ จำกัด (VSPP กลุ่มไม่มี PPA) ได้มีหนังสือถึงสำนักงาน กกพ. แจ้งความประสงค์การต่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งจะสิ้นสุดลงในวันที่ 31 ธันวาคม 2567 ซึ่ง สำนักงาน กกพ. จะส่งหนังสือบริษัทฯ ให้กระทรวงพลังงานเพื่อเป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาเสนอต่อ กพช. ต่อไป

1.2 ผู้แทน กฟผ. รายงานที่ประชุมถึงมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP (ชีวมวล) ดังนี้

- บริษัท จีจีซี เคทิส ไบโออินดัสเทรียล จำกัด มีหนังสือถึง กฟผ. แจ้งความประสงค์ขอต่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2567 โดยต่อมา กฟผ. ได้มีหนังสือถึง สนพ. สอบถามนโยบายการขยายกรอบระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าระยะสั้น และ สนพ. มีหนังสือ ถึงประธานอนุกรรมการ

CONFIDENTIAL

บริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน สอบถามแนวทางการขยายกรอบเวลามาตรการ

- ปัจจุบันมี SPP กลุ่มชีวมวล จำนวน 13 ราย เข้าร่วมโครงการ แบ่งเป็นการรับซื้อจากสัญญาเดิม 12 ราย และรับซื้อเพิ่มโดยทำสัญญาใหม่ 1 ราย โดยหากมีการขยายกรอบระยะเวลารับซื้อในกรณีรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มจากสัญญาฯ เดิม หากสัญญาเดิมสิ้นสุดให้การรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มสิ้นสุดลงพร้อมสัญญาเดิม
- ข้อมูลเพิ่มเติมด้านผลกระทบทางด้านเทคนิค สัญญา และด้านราคา มีดังนี้
  1) **ด้านระบบไฟฟ้า** การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน SPP หากไม่เกิน ปี พ.ศ. 2568 ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า และ Grid Capacity ของ กฟผ. หลังจากนั้นจะกระทบต่อการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP รอบใหม่ (หลังการทยอย COD โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน Big lots รอบใหม่ 3,600 MW)
  2) **ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้า** ปัจจุบันอัตรารับซื้อ 2.20 บาท/หน่วย การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมดังกล่าว จะต้องพิจารณาเปรียบเทียบกับ Short Run Marginal Cost หรือ ภาคนโยบายและภาคกำกับฯ
  3) **ด้านสัญญาซื้อขายไฟฟ้า** เนื่องจากปริมาณรับซื้อส่วนเพิ่ม เป็นลักษณะ Non-Firm จึงไม่ถูกนำมาคำนวณเป็นพลังงานรับประกันการรับซื้อไฟฟ้า

1.3 ฝ่ายเลขานุการนำเสนอข้อมูลแนวโน้มราคาไฟฟ้าต่อหน่วยของเชื้อเพลิง LNG เพื่อเปรียบเทียบกับอัตรารับซื้อไฟฟ้าของมาตรการ โดย Unit Cost ของไฟฟ้าเชื้อเพลิง LNG เฉลี่ยปี พ.ศ. 2567 อยู่ที่ 2.60 บาท ต่ำกว่า อัตรารับซื้อของมาตรการ 2.20 บาท/หน่วย รายละเอียดดังตาราง

เดือน	ราคา Spot LNG อ้างอิงจาก กกพ.			Unit Cost อ้างอิง กฟผ.
	ราคา Spot LNG ($/mmbtu)	อัตราแลกเปลี่ยน (บาท/$)	ราคา Spot LNG (บาท/mmbtu)	ไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/kWh)
ม.ค.-67	14.35	35.34	507.09	**3.22**
ก.พ.-67	11.03	36.02	397.28	**2.52**
มี.ค.-67	9.16	36.11	330.65	**2.10**
เม.ย.-67	8.59	36.95	317.26	**2.01**
พ.ค.-67	9.69	36.80	356.56	**2.26**
มิ.ย.-67	10.36	36.87	381.80	**2.42**
ก.ค.-67	11.77	36.46	429.13	**2.73**
ส.ค.-67	12.03	35.60	428.27	**2.72**
ก.ย.-67	**11.58**	**35.60**	**412.25**	**2.62**
ต.ค.-67	**11.92**	**35.60**	**424.35**	**2.69**
พ.ย.-67	**12.59**	**35.60**	**448.20**	**2.85**
ธ.ค.-67	**13.25**	**35.60**	**471.70**	**3.00**
เฉลี่ย	**11.36**	**36.05**	**408.71**	**2.60**

หมายเหตุ (1) ราคา LNG ก.ย.-ธ.ค. 67 ใช้ราคาประเมินของ ปตท. ที่นำเสนอคณะอนุกรรมการฯ วันที่ 9 ส.ค. 67

(2) อัตราแลกเปลี่ยน ส.ค.-ธ.ค. 67 ใช้ที่ค่าตาม Web ธ.แห่งประเทศไทยที่ 35.6 บาท/$

(3) Heat Rate รฟ. คิดที่ 6,350 btu/kWh

CONFIDENTIAL

2. การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเทินหินบุนเพิ่มเติมระยะสั้น

2.1 ผู้แทน กฟผ. รายงานที่ประชุมถึงมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเทินหินบุนเพิ่มเติมระยะสั้น ดังนี้

- มติ กพช. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 ให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าโครงการเทินหินบุนเพิ่มเติม จำนวน 20 MW เป็นระยะเวลา 1 ปี ไม่เกินกว่าวันที่ 31 ธ.ค. 67 ในอัตราค่าไฟฟ้าไม่มากกว่าสัญญาเดิม โดยที่เมื่อวันที่ 23 กรกฎาคม 2567 บริษัท เทินหินบุน (THPC) มีหนังสือถึง กฟผ. ขอขยายเวลารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจำนวน 20 MW ระยะเวลา 1 ปี ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2568 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2568 หรือช่วงเวลาตามที่ กฟผ. จะพิจารณา และเสนอให้ใช้หลักการเดิม ตามที่กำหนดใน PPA และข้อตกลงเพิ่มเติมฯ ระหว่าง กฟผ. และ THPC ฉบับ ณ ปัจจุบัน โดยมีสาระสำคัญเปรียบเทียบข้อมูลด้านเทคนิค ดังตาราง

ประเด็น	สัญญา PPA เดิม	สัญญารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติม 20 MW
1. อายุสัญญา	**27 ปี** (1 ธ.ค. 2555 - 30 พ.ย. 2582)	**ระยะเวลา 1 ปี** (1 ม.ค. - 31 ธ.ค. 2568 หรือ ช่วงเวลาตามที่จะพิจารณา)
2. ราคารับซื้อไฟฟ้า	ประมาณ 1.87 บาท/kWh	เป็นไปตาม PPA เดิม
3. เงื่อนไขการรับประกันการรับซื้อไฟฟ้า (Must Take)	เงื่อนไขการรับประกันการรับซื้อไฟฟ้า (Must Take) โดย กฟผ. ต้องรับซื้อไม่น้อยกว่า 90% ของปริมาณไฟฟ้าที่ THPC แจ้งขายทั้งหมดในรอบ 1 ปี และไม่น้อยกว่า 95% ของปริมาณไฟฟ้าที่ THPC แจ้งขายทั้งหมดในรอบ 3 ปี	เป็นไปตาม PPA เดิม โดย 20 MW ส่วนเพิ่มของสัญญารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมนั้น จะไม่ถูกนำมาคำนวณเป็นพลังงานรับประกันการรับซื้อไฟฟ้า
4. Maximum Capacity	One Unit: 110 MW Two Units: 220 MW Three Units: 440 MW	One Unit: 120 MW Two Units: 240 MW Three Units: 460 MW
5.Rated Capacity	434 MW (Three Units)	454 MW (Three Units)

- ข้อมูลเพิ่มเติมด้านผลกระทบทางด้านเทคนิค สัญญา และด้านราคา มีดังนี้

1) **ด้านระบบไฟฟ้า** การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุนเพิ่มเติมจำนวน 20 MW ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า
2) **ด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้า** ปัจจุบันอัตราค่าไฟฟ้าของ THPC มีค่าประมาณ 1.87 บาท/หน่วย การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมดังกล่าว ทำให้สามารถลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของไทยและลดการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติได้ อีกทั้งปัจจุบันสถานการณ์ในตะวันออกกลาง ยังไม่มีเสถียรภาพและราคาเชื้อเพลิงมีความผันผวนอยู่
3) **ด้านสัญญาซื้อขายไฟฟ้า** ตามเงื่อนไขการรับประกันการรับซื้อไฟฟ้า (Must Take) กฟผ. ต้องรับซื้อไม่น้อยกว่า 90% ของปริมาณไฟฟ้าที่ THPC แจ้งขายทั้งหมดในรอบ 1 ปี และไม่น้อยกว่า 95% ของปริมาณไฟฟ้าที่ THPC แจ้งขายทั้งหมดในรอบ 3 ปี โดย 20 MW ส่วนเพิ่มของสัญญารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมนั้น จะไม่ถูกนำมาคำนวณเป็นพลังงานรับประกันการรับซื้อไฟฟ้า

CONFIDENTIAL

3. มาตรการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8

3.1 ฝ่ายเลขานุการรายงานที่ประชุมถึงมาตรการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ว่ามติการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 7 พฤศจิกายน 2565 ให้เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ปริมาณ 554.428 ล้านหน่วย หน่วยงานรับผิดชอบ ได้แก่ กฟผ. และรับซื้อไฟฟ้าระยะสั้น จากพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นปริมาณ 163.330 ล้านหน่วย โดยให้มีการขยายกรอบระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากปี พ.ศ. 2565 ออกไปอีกเป็นระยะเวลา 2 ปี สิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 ทั้งนี้ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment หรือ EP) ของมาตรการช่วงเดือนมกราคม – กรกฎาคม 2567 อยู่ที่ 0.69-0.77 บาท จึงมีความเห็นสมควรเสนอเสนอขยายเวลามาตรการระยะสั้น 1 ปี (สิ้นสุด 31 ธันวาคม 2568) เนื่องจากต้นทุนไฟฟ้าของมาตรการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจาก LNG และ เห็นควรมอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาความเหมาะสมเชิงเทคนิคในการขยายเวลามาตรการระยะสั้น หากมีความเหมาะสมให้ กฟผ. เสนอเรื่องขอขยายมาตรการต่อ สนพ. เพื่อให้ สนพ. เสนอ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

4. ที่ประชุมพิจารณาแล้วมีข้อสังเกตดังนี้

4.1 เงื่อนไขการขยายระยะเวลามาตรการ SPP สัญญาเดิม ปพน. มีความเห็นว่าสมควรขยายเวลามาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP/VSPP สัญญาเดิม เพราะเป็นประโยชน์ต่อเกษตรกร (กรณี SPP ชีวมวล) และมีต้นทุนต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจาก LNG โดยผู้แทน กฟผ. เห็นด้วยและให้ข้อมูลว่าแม้ในบางเดือนของปี พ.ศ. 2567 ต้นทุนไฟฟ้าต่อหน่วยของ LNG ถูกกว่าแต่เป็นเพียงระยะสั้น โดยค่าเฉลี่ยทั้งปียังสูงกว่า 2.20 บาท มาตรการจึงยังคงมีประโยชน์ต่อประเทศ

ผู้แทนสำนักงาน กกพ. ให้ข้อมูลตามข้อสังเกตของ กฟผ. เรื่องข้ออจำกัด Grid Capacity ของ กฟผ. อาจไม่เพียงพอหลังปี พ.ศ. 2568 จากการทยอย COD ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน Big lots รอบใหม่ 3,600 MW ว่า กำหนด SCOD จะเริ่มหลังปี พ.ศ. 2568 ซึ่งน่าไม่ส่งผลกระทบต่อการขยายระยะเวลามาตรการ

ทั้งนี้ ผู้แทน กฟผ. เสนอแนะว่าอาจกำหนดเงื่อนไขในสัญญาว่าหากพบข้อจำกัดด้าน Grid Capacity กฟผ. มีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาได้ทันที โดย ปพน. เสนอแนะว่าหากในอนาคตมีมาตรการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมอื่น ๆ ก็ควรมีเงื่อนไขดังกล่าวกำกับไว้ด้วย

4.3 การขยายมาตรการโครงการเทินหินบุนส่วนเพิ่มตลอดอายุสัญญา ผู้แทน กฟผ. ให้ข้อมูลว่าเคยเสนอขอขยายสัญญาระยะยาวตามที่ ปพน. และ รมว.พน. เสนอแนะ แต่ กบง. มีข้อสังเกตว่าอาจกระทบต่อ MOU ของคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (อนุฯ เพื่อนบ้าน) จึงมีมติให้เป็นสัญญาระยะสั้นรายปี ซึ่ง ปพน. มีความเห็นว่าหากมีหนังสือจากบริษัทเทินหินบุน (THPC) มาถึง กฟผ. ขอขยายอายุสัญญาระยะยาว อาจนำเรื่องเสนออนุฯ เพื่อนบ้านพิจารณาเสนอ กบง. ต่อไปได้เลย ซึ่ง อพพ. เห็นว่าเบื้องต้นอาจเสนอ กบง. ให้ต่อสัญญาหนึ่งปีในคราวนี้ก่อนและในระยะถัดไปหากอนุฯ เพื่อนบ้านพิจารณาขยายอายุสัญญาระยะยาวจึงปรับเปลี่ยนสัญญาต่อไป

4.4 ข้อจำกัดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ผู้แทน กฟผ. ให้ข้อมูลว่าแม่เมาะเครื่องที่ 15 ไม่สามารถก่อสร้างทดแทนแม่เมาะเครื่องที่ 8 ได้ตามแผนเนื่องจากยังไม่สามารถหาแหล่งเงินทุนกู้ยืมได้เนื่องจากข้อจำกัดที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน จึงต้องปรับปรุงและยืดอายุแม่เมาะเครื่องที่ 8 ผลิตไฟฟ้าไปพลางก่อน โดย กฟผ. อยู่ระหว่างประเมินปริมาณถ่านหินที่ต้องใช้นำเสนอ สนพ. ต่อไป จึงเห็นว่าสมควรขยายระยะเวลามาตรการแม่เมาะเครื่องที่ 8 ไปก่อนเนื่องจากมีความพร้อมด้านการเดินเครื่อง

CONFIDENTIAL

4.5 ผลกระทบการขยายเวลารับซื้อไฟฟ้าฟอสซิลต่อเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก (NDC) ผู้แทน กฟผ. และ รอง ผอ.สนพ. ตอบข้อซักถาม**ของ**ผู้แทนสำนักงาน กกพ. ว่าขยายระยะเวลารับซื้อแม่เมาะเครื่องที่ 8 จะไม่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมาย NDC เนื่องจากในเป้าหมายดังกล่าวได้พิจารณารวมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากแม่เมาะเครื่องที่ 15 ซึ่งปัจจุบันยังก่อสร้างไม่ได้

5 มติที่ประชุม

5.1 เห็นชอบการขยายเวลามาตรการจำนวน 3 มาตรการ ดังนี้

(1) มาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP/VSPP สัญญาเดิม ระยะสั้น 2 ปี (1 มกราคม 2568 – 31 ธันวาคม 2569) และขยายสัญญาปีต่อปี และกำหนดเงื่อนไขสิทธิ์บอกเลิกสัญญาหากพบข้อจำกัดด้าน Grid Capacity และในส่วนของอัตรารับซื้อโซลาร์ปรับเพิ่มเป็น 1 บาท เพื่อให้เกิดการจูงใจการรับซื้อเพิ่มขึ้น

(2) มาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเทินหินบุนเพิ่มเติมระยะสั้น ระยะสั้น 1 ปี (1 มกราคม 2568 – 31 ธันวาคม 2568)

(3) มาตรการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ระยะสั้น 2 ปี (1 มกราคม 2568 – 31 ธันวาคม 2569)

5.2 มอบหมาย พพ. ประสาน สนพ. เสนอวาระการขยายเวลามาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจาก SPP/VSPP สัญญาเดิม ระยะสั้น 2 ปี (1 มกราคม 2568 – 31 ธันวาคม 2569) แก่ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

5.3 มอบหมาย กฟผ. ประสาน สนพ. เสนอวาระการขยายเวลามาตรการการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเทินหินบุนเพิ่มเติมระยะสั้น 1 ปี (1 มกราคม 2568 – 31 ธันวาคม 2568) และมาตรการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ หน่วยที่ 8 ระยะสั้น 2 ปี (1 มกราคม 2568 – 31 ธันวาคม 2569) แก่ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

5.4 มอบหมาย กฟผ. ประสาน บริษัท เทินหินบุน (THPC) พิจารณาความเป็นไปได้และราคาการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมตลอดอายุสัญญา โดยหากต้นทุนไฟฟ้าของมาตรการต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจาก LNG ให้ กฟผ. ประสาน สนพ. เพื่อเสนอวาระขอขยายเวลามาตรการการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเทินหินบุนเพิ่มเติมตลอดอายุสัญญาแก่คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน พิจารณาต่อไป

ระเบียบวาระที่ 5 อื่น ๆ

ไม่มี

เลิกประชุมเวลา 11.50 น.

กองยุทธศาสตร์และแผนงาน สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน
ผู้จดรายงานการประชุม

CONFIDENTIAL