ANNUAL REPORT 2021

รายงานประจำปี 2564

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

Energy Policy and Planning Office

สารจากผู้อำนวยการ

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ปี 2564 เป็นปีที่ยังคงมีการระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา (COVID - 19) อย่างต่อเนื่อง ทำให้หลายประเทศยังคงปิดประเทศและจำกัดการเดินทาง รวมทั้งประเทศไทยก็ยังคงมีมาตรการห้ามเดินทางเข้าไปในพื้นที่เสี่ยง สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้มีการปรับแผนการทำงานภายใต้มาตรการของภาครัฐ และนโยบายของกระทรวงพลังงาน เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์โรคระบาด ทั้งในรูปแบบ Social Distancing และดำเนินการ Work from Home ตามมาตรการศูนย์บริหารสถานการณ์แพร่ระบาดของโรคติดต่อเชื้อไวรัส โคโรนา 2019 (ศบค.) โดยมุ่งเน้นการทำงานผ่านช่องทางสื่อออนไลน์ มากขึ้น เพื่อลดความเสี่ยงการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัส โคโรนา 2019 แต่ยังคงมุ่งเน้นคุณภาพและประสิทธิภาพของงาน ที่ยังคงเดินหน้าเต็มกำลังในการจัดทำนโยบายพลังงานต่างๆ บนพื้นฐานของความปกติใหม่ หรือ New Normal โดยมีระบบการจัดการด้านเทคโนโลยีระบบสื่อสารสารสนเทศ (ICT) เข้ามาช่วยสนับสนุนงานในหลายๆ ด้าน

ตลอดปีที่ผ่านมา สนพ. ได้มีการดำเนินมาตรการต่างๆ รวมถึงเสนอแนะนโยบายและแผนพลังงาน เพื่อให้ประเทศสามารถรับมือสถานการณ์โรคระบาดได้ โดยยังคงมุ่งเน้นให้ประชาชนมีพลังงานใช้อย่างเพียงพอในราคาที่เหมาะสม นอกจากนี้ยังได้มีการเตรียมการเพื่อปรับนโยบายพลังงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงในอนาคต ที่โลกมุ่งไปสู่การใช้พลังงานสะอาด แต่ก็ยังคงมุ่งเน้นความมั่นคงด้านพลังงาน เพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นตามอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ ได้แก่ การจัดทำกรอบแผนพลังงานชาติ เพื่อขับเคลื่อนแผนพลังงานทุกด้าน โดยเฉพาะนโยบายพลังงานสะอาด เพื่อมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) รวมถึงการปรับโครงสร้างกิจการพลังงานที่จะรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ตามแนวทาง 4D1E (Digitalization/ Decarbonization/Decentralization/De-regulation และ Electrification) การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 การส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 การบริหารจัดการการส่งออก LNG ภายใต้โครงการ LNG HUB เพื่อสร้างความสามารถในการแข่งขันและขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ นอกจากนี้ภายใต้วิกฤตราคาพลังงานที่เกิดขึ้นทั่วโลก ประเทศไทยยังมี การกำหนดมาตรการในการบรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้น เช่น มาตรการบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงและราคาก๊าซธรรมชาติ (NGV) ที่ปรับตัวสูงขึ้น ตลอดจนการดำเนินแผนงานและโครงการเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565 – 2574 การพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน การสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในระยะยาวเพื่อรองรับความต้องไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology การศึกษาแนวทางการพัฒนาและผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น อีกทั้งยังมีการจัดตั้ง “ศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ” (National Energy Information Center : NEIC) เพื่อรองรับการใช้ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data) ในการขับเคลื่อนแผนพลังงานของประเทศไทย ซึ่งประชาชนสามารถเข้าถึงข้อมูลพลังงานได้อย่างสะดวก รวดเร็ว เข้าใจง่ายสอดรับการปฏิรูปประเทศ Thailand 4.0 เพื่อสร้างฐานนวัตกรรมในอนาคต

ท้ายสุดนี้ กระผมในนามของคณะผู้บริหาร สนพ. ขอขอบคุณผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ของ สนพ. ทุกท่าน ที่เป็นกำลังสำคัญในการปฏิบัติงานจนบรรลุความสำเร็จตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ และขอขอบคุณองค์กรภาคีเครือข่ายทั้งในและต่างประเทศที่มีส่วนร่วมในการขับเคลื่อนการดำเนินงานของ สนพ. ตลอดมา ผมหวังเป็นอย่างยิ่งว่าการดำเนินงานของ สนพ. จะเป็นพลังสำคัญในการสร้างสรรค์นโยบายพลังงานให้ประเทศไทยไปสู่เป้าหมายความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืนด้านพลังงานต่อไป

สารบัญ

สารจากผู้อำนวยการ 01

ส่วนที่ 1 04

ข้อมูลภาพรวมของหน่วยงาน

ส่วนที่ 2 16

การบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ

ส่วนที่ 3 21

ดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทยปี 2563 และสถานการณ์พลังงาน ปี 2564

ส่วนที่ 4 28

การดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2564

ส่วนที่ 5 110

ผลการปฏิบัติราชการในการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการประจำปี 2564

ส่วนที่ 6 113

งบการเงิน ปี 2564

ส่วนที่ 1

ข้อมูลภาพรวมของหน่วยงาน

วิสัยทัศน์ Vision

สร้างสรรค์นโยบายและสนับสนุนการพัฒนานวัตกรรมพลังงาน
เพื่อความมั่นคงและยั่งยืนของประเทศภายในปี 2579

พันธกิจ ประกอบด้วย 6 พันธกิจ คือ

ยุทธศาสตร์ของ สนพ. มี 3 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

ยุทธศาสตร์ที่ 1 สร้างสรรค์นโยบายพลังงานเพื่อความมั่นคงและยั่งยืน

เป้าประสงค์

1. มีนโยบายที่นำไปสู่ความมั่นคงทางพลังงาน
2. มีนโยบายด้านพลังงานที่สนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจ
3. มีนโยบายที่นำไปสู่การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
4. มีนโยบายที่นำไปสู่การใช้พลังงานทดแทนที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

ยุทธศาสตร์ที่ 2 ขับเคลื่อนนโยบายพลังงานของประเทศ

เป้าประสงค์

1. ส่งเสริมและสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบาย
2. มีระบบและกลไกการติดตามและประเมินผลนโยบายพลังงานของประเทศ
3. ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียมีส่วนร่วมในการกำหนดและดำเนินนโยบาย

ยุทธศาสตร์ที่ 3 มุ่งสู่องค์กรสมรรถนะสูง

เป้าประสงค์

1. เป็นศูนย์กลางข้อมูลพลังงานของประเทศ
2. บุคลากรมีความรู้และความสามารถ
3. การปฏิบัติงานอย่างมีประสิทธิภาพ
4. บริหารกองทุนพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

โครงสร้างการบริหารงานสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านการวางแผนยุทธศาสตร์พลังงาน

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านนโยบายและแผนอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

กลุ่มพัฒนาระบบบริหาร

กลุ่มตรวจสอบภายใน

สำนักงานเลขานุการกรม

- กลุ่มบริหารงานทั่วไป
- กลุ่มบริหารทรัพยากรบุคคล
- กลุ่มช่วยอำนวยการและสื่อสารองค์กร
- กลุ่มการคลัง
- กลุ่มกองทุนพลังงาน
- กลุ่มนิติกร

กองนโยบายปิโตรเลียม

- กลุ่มน้ำมันและก๊าซปิโตรเลียมเหลว
- กลุ่มก๊าซธรรมชาติ
- กลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพ

กองนโยบายไฟฟ้า

- กลุ่มราคาไฟฟ้าและคุณภาพบริการ
- กลุ่มส่งเสริมกิจการไฟฟ้า
- กลุ่มจัดหาพลังงานไฟฟ้า

กองนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

- กลุ่มพลังงานทดแทน
- กลุ่มอนุรักษ์พลังงาน
- กลุ่มส่งเสริมด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

กองยุทธศาสตร์และแผนงาน

- กลุ่มยุทธศาสตร์และแผนงาน
- กลุ่มนโยบายพลังงาน
- กลุ่มติดตามและประเมินผล

ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

- กลุ่มพัฒนาสารสนเทศพลังงาน
- กลุ่มวิเคราะห์และประมาณการเศรษฐกิจพลังงาน
- กลุ่มพัฒนาระบบคอมพิวเตอร์

ศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

- กลุ่มงานจัดการระบบสารสนเทศ
- กลุ่มงานกลยุทธ์ข้อมูล
- กลุ่มงานวิศวกรรมข้อมูล
- กลุ่มงานบูรณาการข้อมูล

ผู้บริหาร สนพ.

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(ว่าง)
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

น.ส.นฤมล นวลดี
หัวหน้ากลุ่มตรวจสอบภายใน

น.ส.พลิ้วแพร สุขเทียบ
หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร

สำนักงานเลขานุการกรม

นางดวงสุดา จิรประดิษฐกุล
เลขานุการกรม

น.ส.ศิริพรรณ เหลี่ยมเพ็ชร์
หัวหน้ากลุ่มบริหารงานทั่วไป

น.ส.นิรดา รงคพรรณ์
หัวหน้ากลุ่มการคลัง

สำนักงานเลขานุการกรม

น.ส.ขนกวรรณ หนูดำ
หัวหน้ากลุ่มบริหารทรัพยากรบุคคล

น.ส.แพรวพรรณ วงศ์บุญเพ็ง
หัวหน้ากลุ่มช่วยอำนวยการและสื่อสารองค์กร

นางธัชชฎวรรณ คงเปรม
หัวหน้ากลุ่มกองทุนพลังงาน

นายอณวัชร์ ชำนาญโชติ
หัวหน้ากลุ่มนิติการ

กองนโยบายปิโตรเลียม

น.ส.ภาวิณี โกษา
ผู้อำนวยการกองนโยบายปิโตรเลียม

นายประเสริฐ สินเสริมสุขสกุล
หัวหน้ากลุ่มน้ำมันและก๊าซปิโตรเลียมเหลว

นายวัชระ พจี
หัวหน้ากลุ่มก๊าซธรรมชาติ

นางกานดา เพชรไทย
หัวหน้ากลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพ

กองนโยบายไฟฟ้า

น.ส.สุพิตร คำกลัด
ผู้อำนวยการกองนโยบายไฟฟ้า

น.ส.รตนรรฆ์ บุญมัติ
หัวหน้ากลุ่มราคาไฟฟ้าและคุณภาพบริการ

น.ส.จารุวรรณ พิมสวรรค์
หัวหน้ากลุ่มส่งเสริมกิจการไฟฟ้า

น.ส.นันธิดา รัชตเวชกุล
หัวหน้ากลุ่มจัดหาพลังงานไฟฟ้า

กองนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

น.ส.นุจรีย์ เพชรรัตน์
ผู้อำนวยการกองนโยบายอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน

น.ส.ศุภัชญา ชนชนะชัย
หัวหน้ากลุ่มอนุรักษ์พลังงาน

นายคีตภัณฑ์ บุญรอด
หัวหน้ากลุ่มพลังงานทดแทน

น.ส.สุกัลยา ตรีวิทยานุรักษ์
หัวหน้ากลุ่มส่งเสริมด้านอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน

กองยุทธศาสตร์และแผนงาน

น.ส.ศศิธร เจษฎาฐิติกุล
ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน

นางภัชราพร ผาสุกวนิช
หัวหน้ากลุ่มยุทธศาสตร์และแผนงาน

น.ส.วชิราภรณ์ เพชรรัตน์
หัวหน้ากลุ่มนโยบายพลังงาน

นายอุทัย ม่วงศรีเมืองดี
หัวหน้ากลุ่มติดตามและประเมินผล

ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

นายฤกษ์ฤทธิ์ เคนหาราช
ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

น.ส.นฤมล อินทรักษ์
หัวหน้ากลุ่มพัฒนาสารสนเทศพลังงาน

น.ส.กรกช ภู่ไพบูลย์
หัวหน้ากลุ่มวิเคราะห์และประมาณการเศรษฐกิจพลังงาน

น.ส.บุบผา คุณาไท
หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบคอมพิวเตอร์

ศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู
ผู้อำนวยการศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

นางภัชราพร ผาสุกวนิช
หัวหน้ากลุ่มงานจัดการระบบสารสนเทศ

(ว่าง)
หัวหน้ากลุ่มงานกลยุทธ์ข้อมูล

น.ส.ธัญญารัตน์ ปัทมพงศา
หัวหน้ากลุ่มงานวิศวกรรมข้อมูล

นายประเสริฐ สินเสริมสุขสกุล
หัวหน้ากลุ่มงานบูรณาการข้อมูล

ส่วนที่ 2

การบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ

การบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) มีบทบาทสำคัญในการบริหารงานด้านพลังงานของประเทศในฐานะหน่วยงานของรัฐที่มีพันธกิจด้านการเสนอแนะนโยบาย ยุทธศาสตร์มาตรการด้านพลังงาน ไม่ว่าจะเป็นแผนบริหารพลังงานของประเทศการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนการป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งในระยะสั้นและระยะยาว รวมทั้งยังมีหน้าที่ในการกำกับ ติดตาม และประเมินนโยบายและแผนบริหารพลังงานของประเทศ ซึ่ง สนพ. ได้ดำเนินการขับเคลื่อนนโยบาย ยุทธศาสตร์ หรือมาตรการต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพและประสบผลสำเร็จ โดยผ่านกลไกของคณะกรรมการต่างๆ ดังนี้

กลไกการบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ

คณะรัฐมนตรี

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

ปลัดกระทรวงพลังงาน

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

ประธาน : นายกรัฐมนตรี
รองประธาน : รองนายกรัฐมนตรี
เลขานุการฯ : ผู้อำนวยการ สนพ.

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)

ประธาน : รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน
เลขานุการฯ : ผู้อำนวยการ สนพ.

คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (กทอ.)

ประธาน : รองนายกรัฐมนตรี
เลขานุการฯ : ผู้อำนวยการ สนพ.

สนพ. : ปฏิบัติหน้าที่ฝ่ายเลขานุการ

01 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2 พ.ศ. 2550 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2560 มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

01 เสนอนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรัฐมนตรี

02 กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงานให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ

03 ติดตาม ดูแล ประสาน สนับสนุนและเร่งรัดการดำเนินการของคณะกรรมการทั้งหลายที่มีอำนาจหน้าที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ และภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน เพื่อให้มีการดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ

04 ประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ

05 ปฏิบัติหน้าที่อื่นตามที่นายกรัฐมนตรีหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

02 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ตามคำสั่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ที่ 3/2563 ลงวันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2563 มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

01 เสนอแนะนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนา และมาตรการทางด้านพลังงาน

02 เสนอความเห็นเกี่ยวกับแผนงานและโครงการทางด้านพลังงานของหน่วยงาน รวมทั้งเสนอความเห็นเกี่ยวกับการจัดลำดับความสำคัญของแผนงานและโครงการดังกล่าวด้วย

03 เสนอแนะนโยบายและมาตรการทางด้านราคาพลังงาน และกำกับการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

04 พิจารณาและเสนอความเห็นต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เกี่ยวกับพระราชกฤษฎีกา กฎกระทรวง และมาตรการอื่นๆ ที่จะออกตามกฎหมายว่าด้วยการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

05 ขอให้กระทรวง ทบวง กรม ราชการส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ หรือบุคคลใด ๆ เสนอรายละเอียดทางวิชาการ การเงิน สถิติ และเรื่องต่าง ๆ ที่จำเป็นที่เกี่ยวข้องกับนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศได้

06 ปฏิบัติงานอื่น ๆ ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมอบหมาย

07 แต่งตั้งคณะอนุกรรมการช่วยปฏิบัติงานในหน้าที่ตามความจำเป็น

03 คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (กทอ.) เป็นคณะกรรมการภายใต้พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

01 เสนอแนะแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ในมาตราที่ 25 ต่อ กพช.

02 พิจารณาจัดสรรเงินทุนกองทุนเพื่อใช้ตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ในมาตรา 25 ตามแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญที่ กพช. กำหนดตามมาตรา 4 (4)

03 กำหนดระเบียบเกี่ยวกับหลักเกณฑ์และวิธีการขอจัดสรร ขอเงินช่วยเหลือหรือขอเงินอุดหนุนจากกองทุน

04 เสนออัตราการส่งเงินเข้ากองทุนสำหรับน้ำมันเชื้อเพลิงต่อ กพช.

05 เสนอชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิงที่ได้รับยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนต่อ กพช.

06 กำหนดอัตราค่าธรรมเนียมพิศษโดยความเห็นชอบของ กพช.

07 ยกเว้นค่าธรรมเนียมพิเศษ

08 พิจารณาอนุมัติคำขอรับการส่งเสริมและช่วยเหลือตามมาตรา 40 (2) ตามแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขที่ กพช. กำหนดตามมาตรา 4 (8)

09 กำหนดระเบียบเกี่ยวกับหลักเกณฑ์และวิธีการขอรับการส่งเสริมและการช่วยเหลือตามมาตรา 41

10 ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัตินี้

ภาพรวมการประชุมของคณะกรรมการด้านพลังงาน ปี 2564

JAN

01 มาตรการด้านไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือประชาชนที่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID – 19) รอบที่ 2

MAR

01 การยกเลิกนโยบายการช่วยเหลือกระทรวงพลังงาน “ส่วนลดค่าซื้อก๊าซหุงต้มให้กับผู้มีรายได้น้อยที่มีบัตรสวัสดิการแห่งรัฐ จำนวน 50 บาทต่อคนต่อเดือน ระยะเวลา 3 เดือน
02 แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2
03 การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับโครงการโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 (Rev.1)
04 แนวทางการบริหารจัดการการส่งออก LNG ภายใต้โครงการ LNG HUB
05 นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568
06 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
07 กรอบแผนพลังงานชาติ

APR

01 แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2
02 การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับโครงการโรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2018 (Rev.1)
03 หลักเกณฑ์การส่งออกเที่ยวเรือ LNG (Reloading) สำหรับสัญญาระยะยาวของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
04 นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568
05 การแต่งตั้งคณะกรรมการจัดทำแผนบูรณาการการลงทุนและการดำเนินงานเพื่อพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานไฟฟ้า

MAY

01 มาตรการด้านไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือประชาชนที่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID – 19) ในระลอก เดือนเมษายน 2564
02 ร่างกฎกระทรวงกำหนดเครื่องจักร อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูงและวัสดุเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 5 ฉบับ (5 ผลิตภัณฑ์)
03 แนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ของประเทศ

JUN

01 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
02 ปริมาณการนำเข้า LNG ปี 2564 - 2566 เพื่อรองรับแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2

JUL

01 กรอบแผนพลังงานชาติ
02 การขยายกรอบความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว
03 โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับการส่งเสริมการแข่งขัน ในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2
04 มาตรการด้านไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือประชาชนที่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID – 19) เดือนกรกฎาคม – สิงหาคม 2564

SEP

01 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
02 การแต่งตั้งคณะอนุกรรมการบริหารจัดการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน ภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

OCT

01 มาตรการบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น
02 การทบทวนราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Price Review) จากสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาว กับบริษัท PETRONAS LNG LTD.
03 ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) และการขยายกรอบความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับ สปป. ลาว
04 โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 [T-3] ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จ.ระยอง
05 การพิจารณาทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573
06 การแต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาสัดส่วนการผสมไบโอดีเซล (บี100)ในภาวะวิกฤติด้านราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

NOV

01 แนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ พ.ศ. 2565 – 2567
02 ร่างกฎกระทรวงกำหนดเครื่องจักร อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูงและวัสดุเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 5 ฉบับ (5 ผลิตภัณฑ์)
03 การทบทวนราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Price Review) จากสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาว กับบริษัท PETRONAS LNG LTD.
04 โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 [T-3] ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง
05 ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) และการขยายกรอบความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับ สปป. ลาว
06 การรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)
07 ทบทวนแผนรองรับวิกฤตการณ์ด้านน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2563-2567

01 การรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)
02 มาตรการบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น

DEC

01 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
02 ข้อเสนอการกำกับดูแลค่าการตลาดของน้ำมันแก๊สโซฮอล 95E10 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี7
03 การกำหนดหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG สำหรับกลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
04 สถานการณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณ และการทบทวนปริมาณการนำเข้า LNG ปี 2565
05 แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565 – 2574
06 การขยายกรอบความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (MOU ไทย - สปป.ลาว)
07 แนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ปี 2565

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

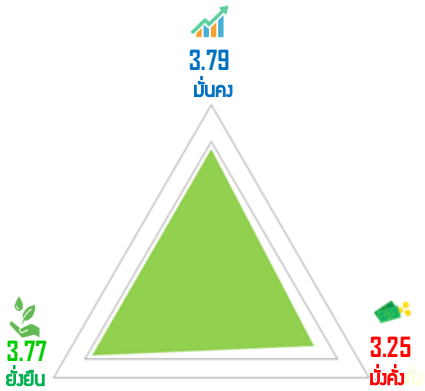
คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)

ส่วนที่ 3

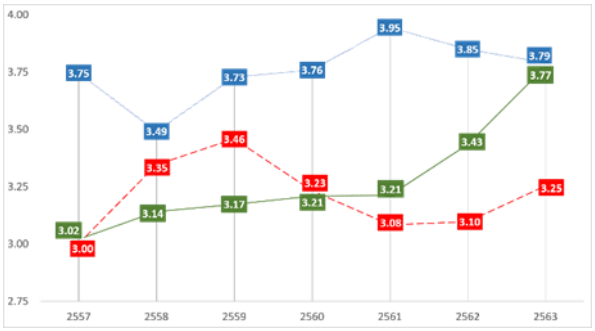
ดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงาน ของประเทศไทยปี 2563 และสถานการณ์พลังงาน ปี 2564

ดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทยปี 2563

สนพ. ได้มีการนำเครื่องมือการประเมินดัชนีชี้วัดด้านพลังงานของประเทศไทย (Thailand Energy Trilemma Index: TETI) มาใช้ในการประเมินผลการดำเนินนโยบาย แผน และมาตรการด้านพลังงานที่อนุมัติโดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพื่อสะท้อนการขับเคลื่อนแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB) ประกอบด้วย แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Plan: EEP) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan) โดยมีเป้าหมายของแผน 3 เป้าหมาย คือ ความมั่นคงด้านพลังงาน (Energy Security) ความมั่งคั่งด้านพลังงาน (Energy Economy) และความยั่งยืนด้านพลังงาน (Sustainability) ซึ่งในการจัดทำ TETI ได้นำตัวชี้วัดของหน่วยงานระดับสากล ได้แก่ สถาบัน IMD (International Institute for Management Development) สภาเศรษฐกิจโลก (World Economic Forum) สภาพลังงานโลก (World Energy Council) มาปรับใช้ให้เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย โดยมีดัชนีชี้วัดความสำเร็จทั้งหมด 18 ตัวชี้วัด ซึ่งในปี 2563 ประเทศไทยมีผลคะแนนการประเมินในภาพรวม 3.60 คะแนน จาก 5.00 คะแนน



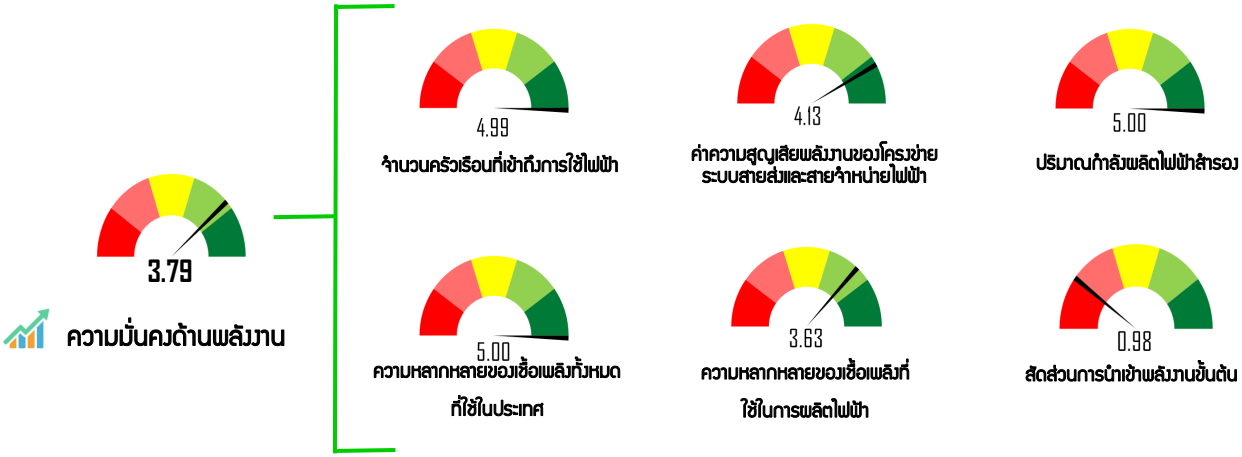
ผลการประเมิน TETI ปี 2563



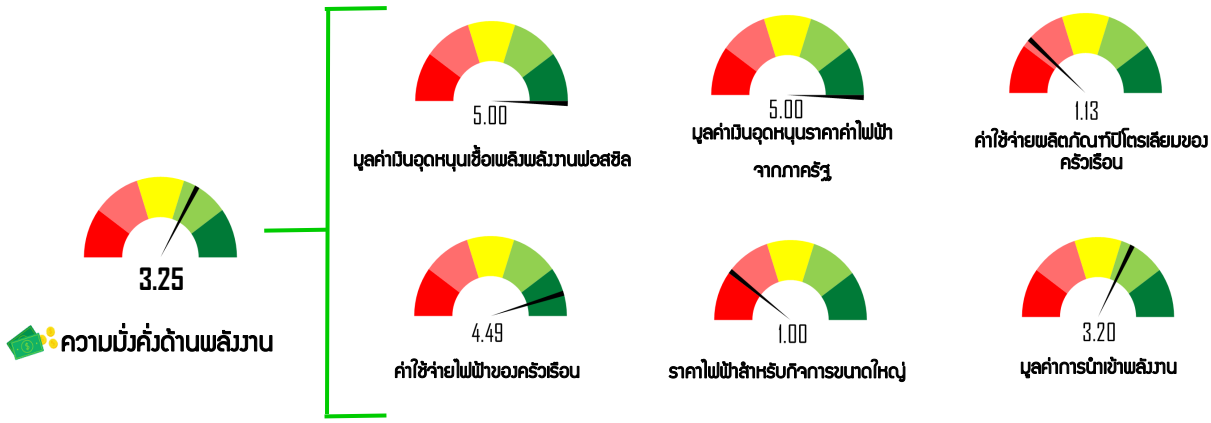
เปรียบเทียบผลการประเมิน TETI ปี 2557 - 2563

สรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

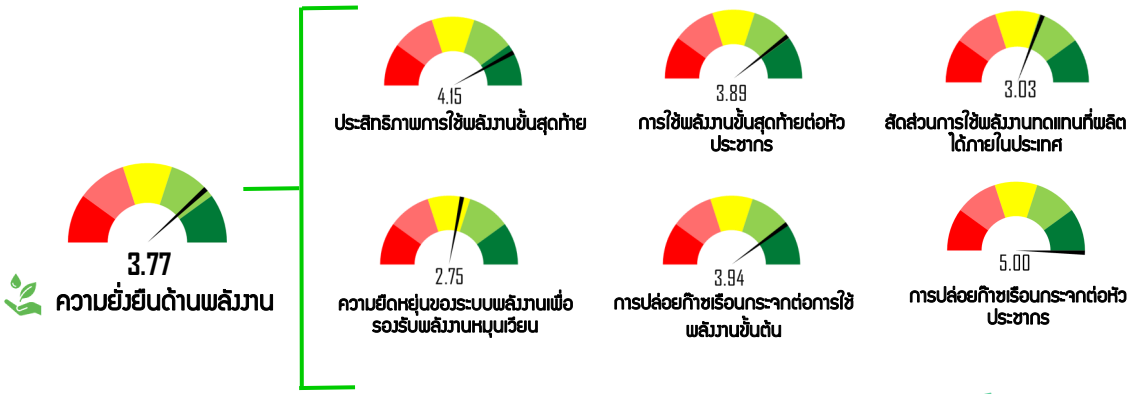
1. ความมั่นคงด้านพลังงาน (Energy Security) มีผลการประเมินที่ระดับคะแนน 3.79 จาก 5.00 คะแนน ซึ่งดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ได้คะแนน 5.00 ได้แก่ ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในประเทศรองลงมา คือ จำนวนครัวเรือนที่เข้าถึงการใช้ไฟฟ้า ค่าความสูญเสียพลังงานของโครงข่ายระบบสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า และความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ได้คะแนน 4.99 4.13 และ 3.63 ตามลำดับ แต่มีดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ควรปรับปรุง ได้แก่ สัดส่วนการนำเข้าพลังงานขั้นต้น ได้คะแนน 0.98 ซึ่งควรมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าในชุมชนที่มีแหล่งพลังงานในพื้นที่ที่เพียงพอ เพื่อลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และมีการพัฒนาเทคโนโลยีและระบบการจัดเก็บพลังงาน รวมทั้งมีการพัฒนาระบบการเชื่อมโยงผ่าน Smart Microgrid เพื่อให้เกิดความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนตามแผน PDP และแผน AEDP รวมทั้งรณรงค์ให้ทุกภาคส่วนใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพตามแผน EEP



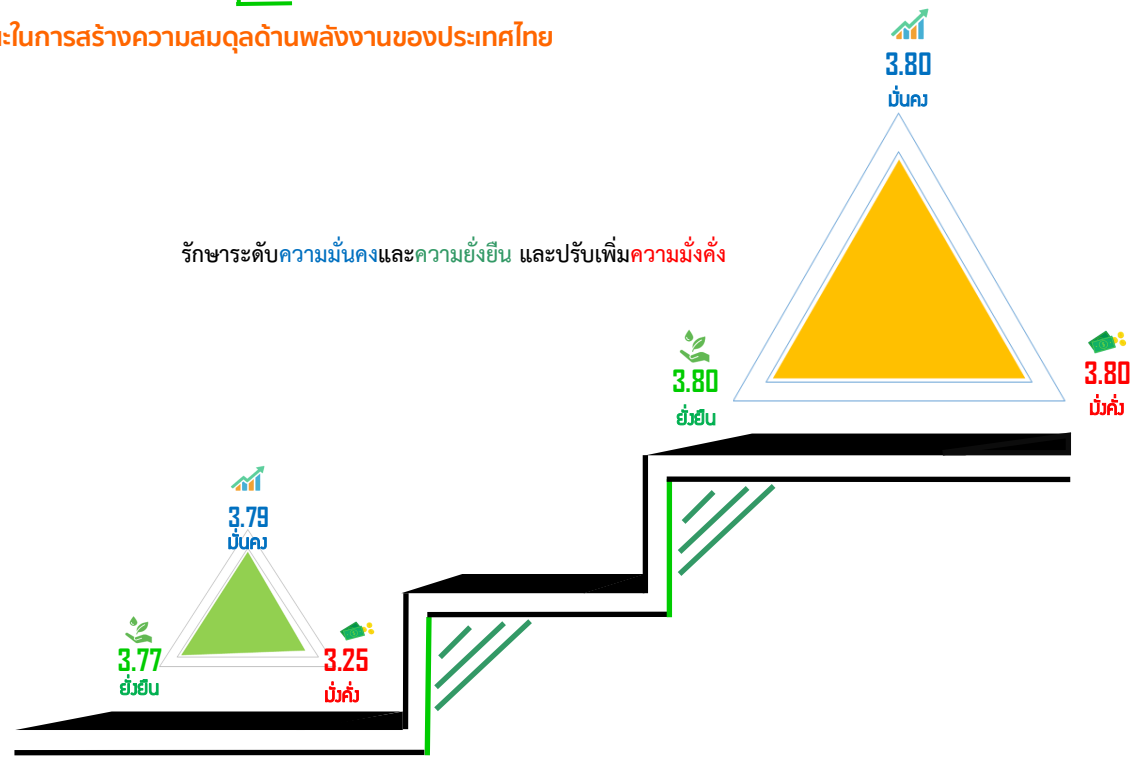
2. ความมั่งคั่งด้านพลังงาน (Energy Economy) มีผลการประเมินที่ระดับคะแนน 3.25 จาก 5.00 คะแนน โดยมูลค่าเงินอุดหนุนเชื้อเพลิงพลังงานฟอสซิล และมูลค่าเงินอุดหนุนราคาค่าไฟฟ้าจากภาครัฐ ได้คะแนน 5.00 รองลงมา คือ ค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือน และมูลค่าการนำเข้าพลังงาน ได้คะแนน 4.49 และ 3.20 ตามลำดับ แต่มีดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ควรมีการปรับปรุง ได้แก่ ค่าใช้จ่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของครัวเรือน และราคาไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่ ได้คะแนน 1.13 และ 1.00 ตามลำดับ ซึ่งควรมีการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ส่งเสริมให้เกิดการสร้างและพัฒนาบุคลากรในสาขาด้านพลังงานให้เพิ่มมากขึ้นตามแผน EEP และมีมาตรการในการลดต้นทุนจากราคาไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในแข่งขันได้ มีการวิจัยและพัฒนานวัตกรรม/เทคโนโลยีในการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและด้านคมนาคมขนส่งให้อำนวยความสะดวกและมีต้นทุนต่ำ เพื่อไม่ให้กระทบต่อค่าครองชีพของประชาชน รวมทั้งผลักดันกลไกที่จะช่วยให้ภาคธุรกิจด้านพลังงานเข้าสู่ตลาดการค้าคาร์บอนเครดิตได้เพิ่มมากขึ้น



3. ความยั่งยืนด้านพลังงาน (Sustainability) มีผลการประเมินที่ระดับคะแนน 3.77 จาก 5.00 คะแนน โดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหัวประชากร ได้คะแนน 5.00 รองลงมา คือ ประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย การปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อการใช้พลังงานขั้นต้น การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายต่อหัวประชากร ได้คะแนน 4.15 3.94 และ 3.89 ตามลำดับ แต่มีดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ควรปรับปรุง ได้แก่ สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนที่ผลิตได้ภายในประเทศ และความยืดหยุ่นของระบบพลังงานเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียน ได้คะแนน 3.03 และ 2.75 ตามลำดับ ซึ่งควรมีมาตรการในการสนับสนุนการพัฒนาศักยภาพของพลังงานทดแทนในแต่ละพื้นที่ให้เพียงพอกับความต้องการภายในประเทศ และผลักดันการดำเนินงานตามแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 เพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP และแผน AEDP รวมทั้งส่งเสริมการลงทุนร่วมกับกระทรวงอุตสาหกรรมเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิตรถยนต์ที่ใช้พลังงานทดแทนหรือรถยนต์ที่ใช้น้ำมันที่มีระดับคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Fuels)



ข้อเสนอแนะในการสร้างความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทย



1. เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนภายในประเทศเพิ่มสูงขึ้น โดยมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าในชุมชนที่มีแหล่งพลังงานในพื้นที่ที่เพียงพอ พัฒนาเทคโนโลยีและระบบการจัดเก็บพลังงานด้วยเทคโนโลยี Grid และผลักดันการดำเนินงานตามแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย รวมทั้งควรมีการกำหนดสัดส่วนสูงสุดของเชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อลดการแย่งชิงระหว่างพืชอาหารและพืชพลังงาน

2. สนับสนุนการวิจัยและพัฒนานวัตกรรม/เทคโนโลยีในการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและด้านคมนาคมขนส่ง รวมทั้งมีมาตรการการช่วยเหลือภาคประชาชน และภาคธุรกิจ เพื่อลดผลกระทบต่อทั้งเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ของประชาชน

3. สนับสนุนการลงทุนร่วมกับทุกภาคส่วนเพื่อพัฒนานวัตกรรมของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีประสิทธิภาพในการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ระบบการซื้อขายพลังงาน เทคโนโลยีกักเก็บและการใช้ประโยชน์จากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon capture and utilization) เทคโนโลยีไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง (Hydrogen and Fuel Cell) ตลอดจนการพัฒนานวัตกรรมการกำจัดขยะอิเล็กทรอนิกส์ที่หมดอายุการใช้งาน เช่น แบตเตอรี่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) เป็นต้น เพื่อส่งเสริมให้เกิดผู้ประกอบการรายใหม่ของการผลิตและการใช้พลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม รวมทั้งสร้างและพัฒนาบุคลากรในสาขาด้านพลังงานให้เพิ่มมากขึ้น

4. ศึกษาและติดตามการกำหนดหลักเกณฑ์และโครงสร้างการซื้อขายคาร์บอนเครดิตระหว่างประเทศ และผลักดันกลไกให้ภาคธุรกิจด้านพลังงานหันมาสนใจและเข้าร่วมในการซื้อขายคาร์บอนเครดิต (Carbon Credit)

5. รณรงค์ประชาสัมพันธ์สร้างจิตสำนึกให้ทุกภาคส่วนมีการเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงานและใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

สถานการณ์พลังงานประเทศไทย ปี 2564

สถานการณ์พลังงานไทยปี 2564 มีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายลดลงร้อยละ 0.4 จากการใช้น้ำมันเร็จรูป ซึ่งมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 50 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายลดลง โดยปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการใช้ที่ลดลงมาจากการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ทำให้มีการจำกัดการเดินทางในช่วงที่มีการระบาดหนัก มีมาตรการ Work From Home แต่อย่างไรก็ตาม ในส่วนของการใช้ไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า และลิกไนต์ยังคงเพิ่มขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับเศรษฐกิจของประเทศที่ปรับตัวดีขึ้น โดยจากรายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทย (GDP) ของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) GDP ปี 2564 ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 โดยมีรายละเอียดของสถานการณ์พลังงานของประเทศไทยในปี 2564 ดังนี้

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ของปี 2564 คิดเป็น 1,401 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งลดลงร้อยละ 0.4 เนื่องจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปซึ่งมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 50 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายลดลงร้อยละ 5.7 อย่างไรก็ตาม การใช้ไฟฟ้าซึ่งคิดเป็นสัดส่วนรองลงมาร้อยละ 23 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 ก๊าซธรรมชาติมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 และถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.5 ส่วนลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 36.0

การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย
หน่วย : พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

น้ำมันสำเร็จรูป โดยมีการใช้น้ำมันแต่ละชนิด ดังนี้

น้ำมันเบนซิน การใช้เริ่มกลับเข้าสู่ภาวะปกติในไตรมาสแรกของปี 2564 อย่างไรก็ตาม สถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ได้กลับมาสู่ระดับรุนแรงในช่วงไตรมาส 2 และ 3 ภาครัฐจึงมีมาตรการจำกัดการเดินทาง และปิดสถานประกอบการบางประเภทในช่วงกลางปี ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินลดลง อย่างไรก็ตาม ในช่วงไตรมาส 4 การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ได้ลดความรุนแรงลง ประกอบกับประชาชนได้รับวัคซีนเพิ่มขึ้น รวมทั้งการคลายล็อคดาวน์ นโยบายการเปิดประเทศ และการตุ้นเศรษฐกิจได้ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินกลับมาเติบโตอีกครั้ง

น้ำมันดีเซล การใช้อยู่ที่ระดับ 397 พันบาร์เรลต่อวัน ซึ่งลดลงร้อยละ 3.8 ทั้งนี้ การใช้น้ำมันดีเซลมีอัตราลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเมษายนเป็นต้นมา เนื่องจากมีการระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ระลอกใหม่ในเดือนเมษายน 2564 ก่อนที่การใช้จะกลับมาขยายตัวอีกครั้งในช่วงปลายปี 2564 การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 330.1 ส่วนการส่งออก เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.3

น้ำมันเตา การใช้อยู่ที่ระดับ 35 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.2 โดยส่วนใหญ่เป็นการใช้ในภาคขนส่ง การนำเข้าและส่งออกมีการนำเข้าน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 173.9 ในขณะที่การส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.4

น้ำมันเครื่องบิน ตลอดทั้งปีภาพรวมการใช้น้ำมันเครื่องบินมีปริมาณลดลงคิดเป็นร้อยละ 35.3 แต่ในช่วงเดือนพฤศจิกายน - ธันวาคม 2564 ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นหลังจากมีการผ่อนคลายมาตรการการบิน และการเดินทางเข้าประเทศ การมีวันหยุดยาว และเทศกาลท่องเที่ยว เช่น โครงการภูเก็ต Sandbox

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG โพรเพน และบิวเทน) การใช้ LPG อยู่ที่ระดับ 195 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 เป็นผลจากการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็นร้อยละ 43 และมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.7 สอดคล้องกับภาคอุตสาหกรรมที่มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.5 ตามการขยายตัวของการส่งออก และการใช้ในภาคครัวเรือน มีสัดส่วนร้อยละ 34 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 ขณะที่ภาคขนส่ง มีสัดส่วนร้อยละ 11 และมีการใช้ลดลงร้อยละ 11.2 และการใช้เอง ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 1 โดยมีการใช้ลดลงร้อยละ 33.0

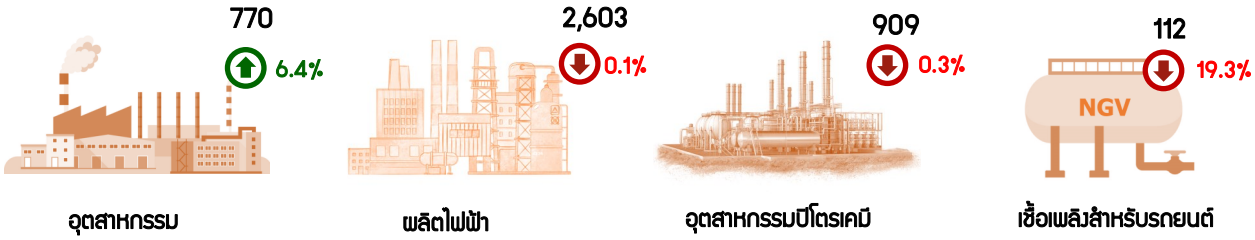
การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย : พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

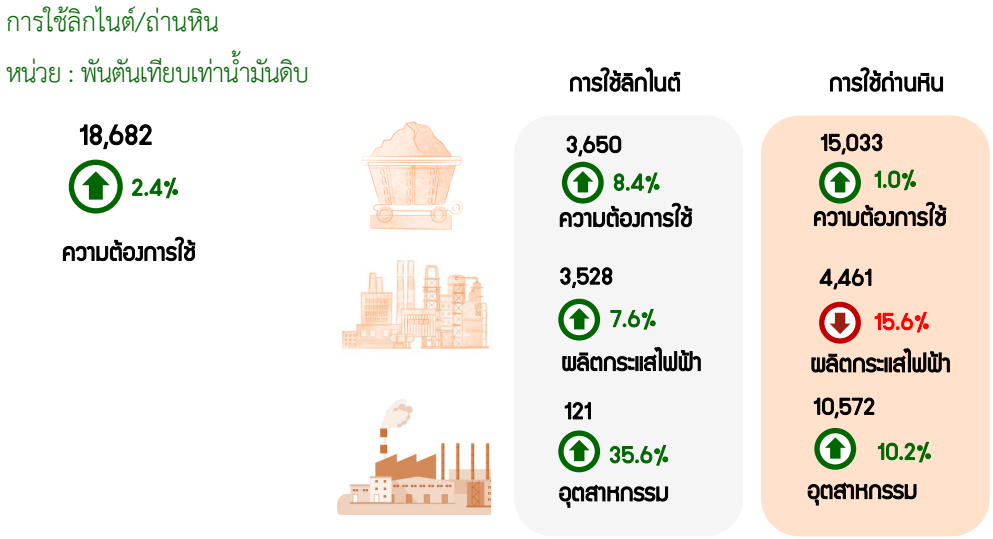
ก๊าซธรรมชาติ การใช้อยู่ที่ 4,395 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากการใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมร้อยละ 6.4 ตามการส่งออกที่ขยายตัวได้ดี ในขณะที่การใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าลดลง ร้อยละ 0.1 การใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีลดลงร้อยละ 03 และการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) ลดลงร้อยละ 19.3 ซึ่งเป็นผลผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ที่เป็นข้อจำกัดทำให้การใช้ NGV ในการขนส่งลดลง

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน



ถ่านหิน/ลิกไนต์ การใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 จากการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.2 ในขณะที่การใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงร้อยละ 15.6 ส่วนการใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.4 ทั้งนี้ร้อยละ 97 ของการใช้ลิกไนต์เป็นการใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนที่เหลือร้อยละ 3 ถูกใช้ในภาคอุตสาหกรรม



ไฟฟ้า

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสามการไฟฟ้าในปี 2564 เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2564 เวลา 14.49 น. ที่ปริมาณ 31,023 เมกะวัตต์ (MW) เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 เมื่อเทียบกับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบของสามการไฟฟ้าในปีก่อน

การใช้ไฟฟ้าในปี 2564 มีปริมาณรวมทั้งสิ้น 190,469 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 โดยการใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ร้อยละ 45 อยู่ในสาขาอุตสาหกรรม ซึ่งมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 จากการปรับตัวในทิศทางที่ดีขึ้นของภาคการส่งออกที่มีคำสั่งซื้อเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามภาวะเศรษฐกิจโลกที่ฟื้นตัว โดยเฉพาะอย่างยิ่งอุตสาหกรรมเหล็กและโลหะพื้นฐาน ยานยนต์ อิเล็กทรอนิกส์ ส่วนการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 จากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ที่ส่งผลให้ยังคงมีมาตรการ Work From Home และการจำกัดการเดินทางของประชาชน ขณะที่การใช้ไฟฟ้าในสาขาธุรกิจลดลงร้อยละ 5.5 เนื่องจากการแพร่ระบาด มีผลกระทบต่อภาคธุรกิจอย่างต่อเนื่องมาตั้งแต่ปี 2563 ประกอบกับมีการยกระดับมาตรการล็อกดาวน์อีกครั้งในเดือนกรกฎาคม 2564 โดยธุรกิจที่ได้รับผลกระทบอย่างชัดเจน คือ ธุรกิจโรงแรม ห้างสรรพสินค้า และภัตตาคาร เป็นต้น

ที่มา: ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ส่วนที่ 4

ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2564

ผลการดำเนินงานตามแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ

สนพ. รับผิดชอบในการดำเนินงานตามแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติในประเด็นโครงสร้างพื้นฐานระบบโลจิสติกส์และดิจิทัลของเป้าหมายแผนย่อย 2 เป้าหมาย คือ การใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตฟ้าลดลง และการปรับปรุงและพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศให้มีประสิทธิภาพด้วยเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยมีผลการดำเนินงาน ดังนี้

เป้าหมาย	ผลการดำเนินงาน
สัดส่วนของการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า (เฉลี่ยร้อยละ) ปี 2561 – 2565 ไม่เกินร้อยละ 60	**สัดส่วนของการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า คิดเป็นร้อยละ 54**
จำนวนแผนงาน และ/หรือ โครงการที่กำลังพัฒนา/โครงการนำร่อง/โครงการที่มีการใช้งานที่เกี่ยวข้องกับการเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าในแต่ละระยะ (แผนงาน/โครงการ) ปี 2561 – 2565 พัฒนาและสาธิตนำร่องการใช้งานระบบสมาร์ทกริดอย่างน้อย 8 แผนงาน/โครงการ	**มีการดำเนินโครงการด้านการเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จำนวน 9 แผนงาน/โครงการ**

ผลการดำเนินงานตามแผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน

สนพ. รับผิดชอบในดำเนินการตามแผนขับเคลื่อนกิจกรรมปฏิรูปประเทศที่จะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต่อประชาชนอย่างมีนัยสำคัญ (Big Rock) ภายใต้แผนการปฏิรูปประเทศ (ฉบับปรับปรุง) ด้านพลังงาน ในกิจกรรมปฏิรูปทั้งหมด 4 กิจกรรม ได้แก่ กิจกรรมปฏิรูปที่ 2 การพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงาน กิจกรรมปฏิรูปที่ 4 การพัฒนาปิโตรเคมีระยะที่ 4 เพื่อการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนและสร้างฐานทางเศรษฐกิจใหม่ (New S - Curve) และกิจกรรมปฏิรูปที่ 5 ปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและธุรกิจก๊าซธรรมชาติเพื่อเพิ่มการแข่งขัน โดยมีผลการดำเนินงาน ดังนี้

กิจกรรมปฏิรูปที่ 2 การพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงาน

มุ่งเน้นการพัฒนาระบบข้อมูลพลังงานของประเทศให้มีความสมบูรณ์และเกิดการบูรณาการเชื่อมโยงข้อมูลจากทุกหน่วยงานที่มีการจัดเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน ทั้งจากภาครัฐและเอกชน รวมทั้งเกิดการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ ซึ่งจะเป็นหน่วยงานหลักในการนำข้อมูลด้านพลังงานมาวิเคราะห์วิจัย เพื่อสื่อสารให้ประชาชนเกิดความเข้าใจและสามารถนำไปใช้ประโยชน์ ทั้งด้านการตัดสินใจในการใช้พลังงานและการประกอบธุรกิจด้านพลังงาน

สถานะการดำเนินการ

สนพ. ได้จัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ (National Energy Information Center: NEIC) เป็นหน่วยงานภายใต้ สนพ. และมีหน้าที่พัฒนาเว็บไซต์ เพื่อเผยแพร่ข้อมูลและเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างหน่วยงานภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน และในระยะต่อไป สนพ. จะบูรณาการเชื่อมโยงข้อมูลจากทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานทั้งจากภาครัฐและเอกชน เพื่อประโยชน์ในด้านการวางแผน การตัดสินใจ และการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงเป็นช่องทางในการสื่อสาร และสร้างความรู้ความเข้าใจและลดความขัดแย้งประเด็นพลังงานในสังคมไทย

กิจกรรมปฏิรูปที่ 4 การพัฒนาปิโตรเคมีระยะที่ 4 เพื่อการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนและสร้างฐานทางเศรษฐกิจใหม่ (New S-Curve)

ส่งเสริมให้เกิดการสร้างมูลค่าเพิ่มจากทรัพยากรปิโตรเลียมในการพัฒนาเศรษฐกิจยกระดับขีดความสามารถการแข่งขันของอุตสาหกรรมของไทย และสร้างรายได้ให้กับประชาชน พร้อมกับรองรับการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนและสร้างอุตสาหกรรมเป้าหมายแห่งอนาคต (New S-Curve) ซึ่งเป็นกลไกในการขับเคลื่อนประเทศเข้าสู่ Thailand 4.0 โดยใช้ฐานการผลิตที่มีอยู่เดิมต่อยอดพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มเติมเพื่อทดแทนการนำเข้า อันนำไปสู่การผลิตผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูงขึ้น เสริมสร้างความมั่นคงของห่วงโซ่อุปทานในประเทศ และสร้างโอกาสเป็นฐานการผลิตของภูมิภาค เพื่อสร้างรายได้จากการส่งออกและเสริมสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจไทยอย่างยั่งยืน

สถานะการดำเนินการ

สนพ. ได้ศึกษากรอบแผนการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 4 ในพื้นที่ทะเลชายฝั่งภาคตะวันออก และพื้นที่ที่มีศักยภาพเพื่อการพัฒนาเศรษฐกิจในอนาคตแล้วเสร็จจากผลการศึกษาได้กำหนดกลุ่มผลิตภัณฑ์ที่เหมาะสมและก่อให้เกิดการพัฒนาคลัสเตอร์อุตสาหกรรมที่เชื่อมโยงปิโตรเลียมและปิโตรเคมีกับการเกษตรเพื่ออนาคตประเทศ แบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่

(1) ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี (Petrochemicals)

(2) ผลิตภัณฑ์เคมีเสริม (Auxiliary chemicals)

(3) ผลิตภัณฑ์ชีวภาพ (Bio-based Products)

ทั้งนี้การดำเนินการในระยะต่อไป สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงานจะร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจัดทำแผนงานส่งเสริมการลงทุนระยะสั้นในพื้นที่เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) เพื่อเสนอต่อคณะกรรมการยุทธศาสตร์ชาติต่อไป

กิจกรรมปฏิรูปที่ 5 ปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและธุรกิจก๊าซธรรมชาติเพื่อเพิ่มการแข่งขัน

มุ่งเน้นให้เกิดการปฏิรูปและขับเคลื่อนการพัฒนาด้านกิจการไฟฟ้าและธุรกิจก๊าซธรรมชาติ อาทิ การปรับปรุงแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) ปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเพื่อเพิ่มการแข่งขันและผลักดันให้เกิดการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานที่บูรณาการกันของระบบส่งและ ระบบจำหน่ายอย่างคุ้มค่าโปร่งใสและเป็นธรรม โดยเร่งการเปิดสิทธิการใช้ประโยชน์จากระบบส่งและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ (Third Party Access) และเร่งกำหนดอัตราค่าใช้บริการอย่างเป็นธรรม เพื่อเพิ่มการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า มีเป้าหมายในภาพรวมเพื่อยกระดับขีดความสามารถในการแข่งขันของกิจการไฟฟ้าและธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

สถานะการดำเนินการ

การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและธุรกิจก๊าซธรรมชาติเพื่อเพิ่มการแข่งขัน มีการดำเนินงานเป็นไปตามขั้นตอนและกรอบระยะเวลาที่กำหนดไว้ในแผนขับเคลื่อนกิจกรรมปฏิรูปประเทศที่จะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต่อประชาชนอย่างมีนัยสำคัญ (Big Rock) โดยมีผลการดำเนินงานเพื่อการขับเคลื่อนกิจกรรมที่สำคัญ ได้แก่

(1) มีผลศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer ซึ่งจะนำไปปรับใช้ในการจัดทำ PDP2022 ต่อไป

(2) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ได้ร่วมกันศึกษาแนวทางปรับปรุงระบบส่งและระบบจำหน่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต (Grid Modernization of Transmission and Distribution)

(3) มีการจัดทำแผนปฏิบัติการโครงการนำร่องตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรีในพื้นที่ EEC (Energy Trading Platform: ETP) เพื่อเป็นโครงการนำร่องในการส่งเสริมกิจการไฟฟ้าเพื่อเพิ่มการแข่งขัน

(4) มีการดำเนินการโครงการRegional LNG Hub ในระยะแรก ภายใต้ ERC Sandbox เพื่อทดสอบระบบการดำเนินการส่งออก LNG (Reloading)

(5) มีดำเนินการตามแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่2 ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564

กรอบแผนพลังงานชาติ

กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 และ กบง. เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2564 ได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ และมอบหมายกระทรวงพลังงานจัดทำแผนพลังงานชาติ ตามกรอบการดำเนินการ โดยให้รับข้อสังเกตของ กบง. และ กพช. ไปประกอบการจัดทำแผนพลังงานชาติต่อไป โดยกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) มีสรุปสาระสำคัญดังนี้

1. ความเป็นมา

กระทรวงพลังงานได้ศึกษานโยบายพลังงานของต่างประเทศ พบว่าประเทศต่างๆ ทั่วโลกมีการทยอยปรับเปลี่ยนยุทธศาสตร์การขับเคลื่อนนโยบายการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Green House Gases: GHG) ของประเทศในระยะยาว (Long Term Strategy; LTS) โดยมุ่งสู่แนวทางการขับเคลื่อนสู่เศรษฐกิจและสังคมคาร์บอนต่ำ โดยมีปัจจัยขับเคลื่อนหลักมาจากข้อตกลงปารีส (Paris Agreement) ที่เกิดขึ้นจากที่ประชุมภาคีแห่งอนุสัญญาว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศครั้งที่ 21 (COP 21) วันที่ 12 ธันวาคม 2558 โดยเป้าหมายของข้อตกลงปารีสในการควบคุมการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกให้ต่ำกว่า 2 องศาเซลเซียส เมื่อเทียบกับยุคก่อนอุตสาหกรรม (ค.ศ. 1900) และมุ่งพยายามควบคุมการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิไม่ให้เกิน 1.5 องศาเซลเซียส เมื่อเทียบกับยุคก่อนอุตสาหกรรม ส่งผลให้ประเทศต่างๆ ทั่วโลก จำเป็นต้องร่วมดำเนินมาตรการในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้เหลือศูนย์ในปี ค.ศ. 2100 สำหรับกรณีควบคุมการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกให้ต่ำกว่า 2 องศาเซลเซียส และลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้เหลือศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2070 สำหรับกรณีควบคุมการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกให้ต่ำกว่า 1.5 องศาเซลเซียส สำหรับประเทศไทยมีความเสี่ยงสูงต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในระยะยาว เนื่องจากเป็นประเทศกำลังพัฒนาที่พึ่งพาการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลักและมีการขยายตัวของพื้นที่เมืองอย่างรวดเร็วและต่อเนื่อง โดยประเทศไทยได้มีการประกาศเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกที่ร้อยละ 20 จากกรณีปกติ (business-as-usual: BAU) หรือร้อยละ 25 ถ้าได้รับการสนับสนุนจากต่างประเทศ ภายในปี ค.ศ. 2030 ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้นำพันธกิจดังกล่าวมาใช้เป็นกรอบในการวางแผนนโยบายพลังงานของประเทศ โดยตั้งเป้าให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 34.23 ภายในปี 2580 ซึ่ง ณ สิ้นปี 2563 อยู่ที่ร้อยละ 17.4 อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันประเทศไทยยังไม่ได้มีการกำหนดยุทธศาสตร์การขับเคลื่อนนโยบายการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระยะยาว ที่แสดงให้เห็นถึงความพร้อมในการปรับเปลี่ยนประเทศให้รองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านระบบเศรษฐกิจสู่ neutral-carbon economy อันจะนำไปสู่การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและโอกาสในการดึงดูดการลงทุนจากต่างประเทศ

โดยเฉพาะในช่วงฟื้นฟูเศรษฐกิจหลังวิกฤติการณ์ COVID-19 ที่ต้องเร่งสร้างความเชื่อมั่นและความมั่นใจจากนักลงทุน ดังนั้น จึงมีความจำเป็นอย่างเร่งด่วนที่จะต้องกำหนดกรอบนโยบายการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่สอดคล้องกับเป้าหมายของประชาคมโลก และนำไปสู่การปฏิบัติของภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะในภาคพลังงานที่ต้องมุ่งเน้นการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อเป็นกลไกหลักสำคัญในการ ขับเคลื่อนและผลักดันการแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศให้เกิดผลสัมฤทธิ์และสอดคล้องกับทิศทางพลังงานของโลกในอนาคต

2. เป้าหมายและแนวนโยบายของกรอบแผนพลังงานชาติ

2.1 เป้าหมายของกรอบแผนพลังงานชาติ ประกอบด้วย 3 เป้าหมาย ดังนี้

1) สนับสนุนให้ประเทศไทยมุ่งสู่พลังงานสะอาดและลดการปลดปล่อย CO_2 สุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี ค.ศ. 2065-2070

2) สร้างศักยภาพการแข่งขันและการลงทุนของผู้ประกอบการของไทยให้สามารถปรับตัวเข้าสู่การลงทุนเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำตามทิศทางโลก ตลอดจนใช้ประโยชน์จากการลงทุนในนวัตกรรมสมัยใหม่เพื่อสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจ

3) ขับเคลื่อนนโยบายการลดการปลดปล่อย GHG ของประเทศในระยะยาว

2.2 แนวนโยบาย (Policy Direction) ของกรอบแผนพลังงานชาติ ประกอบด้วย 4 ข้อ ดังนี้

1) เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่ โดยมีสัดส่วน RE ไม่น้อยกว่า 50% ให้สอดคล้องกับแนวโน้มต้นทุน RE ที่ต่ำลงโดยพิจารณาต้นทุน ESS ร่วมด้วย และไม่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในระยะยาวสูงขึ้น

2) ปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งเป็นพลังงานไฟฟ้าสีเขียว ผ่าน EV ตามนโยบาย 30@30

3) รับเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากกว่าร้อยละ 30

4) ปรับโครงสร้างกิจการพลังงานรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านพลังงาน (Energy Transition) ตามแนวทาง 4D1E

	Decarbonization	Digitalization	Decentralization	Deregulation	Electrification
ไฟฟ้า	➢ สร้างโรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้เชื้อเพลิงสะอาด ➢ ปลด รฟฟ.ฟอสซิลเก่าต้นทุนสูง และ Gas transition fuel ➢ พัฒนาระบบ CCUS ➢ เพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ➢ ลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน ➢ ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน/เชื้อเพลิงสะอาด ➢ การซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน	➢ พัฒนา Grid Modernization ➢ การพัฒนาด้าน Smart Grid (Energy Management System และ Smart Meter) ➢ พัฒนา Virtual Power Plant เช่น Demand Respond และเทคโนโลยี V2G ➢ พัฒนาการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าที่สอดรับกับระบบไฟฟ้า	➢ พัฒนาระบบการบริหาร IPS ที่ยืดหยุ่น ➢ การพัฒนา Smart Micro Grid ➢ พัฒนา Grid Modernization ➢ การพัฒนาด้าน Smart Grid RE+ESS ➢ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้า	➢ ปลด ESB ให้ขายตรง ➢ ส่งเสริม Peer-to-Peer และ Net Metering ➢ การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า ➢ การซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน ➢ ปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ➢ Third Party Access ด้านไฟฟ้า ➢ มีระบบ Wheeling Charge	➢ ส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) /สถานีอัดประจุไฟฟ้า ➢ พัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ➢ บริหารจัดการระบบผลิตและสำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับ EV
ก๊าซ	➢ การบริหารจัดการการนำเข้า LNG จากต่างประเทศ ➢ ส่งเสริม LNG ในภาคอุตสาหกรรมและขนส่ง	➢ พัฒนาระบบการประเมินศักยภาพและการกำกับดูแลทรัพยากรปิโตรเลียม	➢ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน (ระบบท่อ ระบบราง ท่ารับ LNG)	➢ การเปิดเสรีกิจการก๊าซ ➢ การบริหารจัดการก๊าซบนบกและในทะเลอย่างมีประสิทธิภาพ ➢ การปรับโครงสร้างราคา ➢ กำกับความปลอดภัยท่อ	
น้ำมัน	➢ ปรับมาตรฐานโรงกลั่น EURO 5 และ 6 ➢ การบริหารจัดการ LPG และ NGV ➢ การส่งเสริมการใช้ Biofuel ในภาคขนส่งในสัดส่วนที่เหมาะสม	➢ พัฒนาการจัดทำระบบการควบคุมกำกับดูแลและเก็บข้อมูลด้านน้ำมันเชื้อเพลิง	➢ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน (คลังน้ำมัน ท่อส่งน้ำมัน การขนส่งทางราง)	➢ ปรับโครงสร้างราคาน้ำมัน ➢ บริหารจัดการต้นทุน Biofuel ➢ กำกับความปลอดภัยท่อ	➢ บริหารจัดการอุตสาหกรรมน้ำมันเชื้อเพลิงรองรับ EV ➢ เปลี่ยนการใช้โตา LPG เป็นเตาไฟฟ้า
RE	➢ ประเมินศักยภาพใหม่เพิ่มเป้า RE ➢ บริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าจาก RE ทุกรูปแบบ ➢ การศึกษาและพัฒนาไฮโดรเจน ➢ เป็นฐานของ Bio Circular Economy ➢ ส่งเสริมการลงทุนในตลาดเทคโนโลยี RE	➢ จัดทำ Data Platform และพัฒนาศูนย์ข้อมูล RE Control Center	➢ พัฒนา Microgrid ➢ พัฒนา RE ในระดับชุมชนเพื่อยกระดับชีวิตเกษตรกรและเศรษฐกิจฐานราก	➢ Re 100 package ➢ การส่งเสริมการซื้อขาย RE ในระบบไฟฟ้าและ P2P ➢ การพัฒนากลไก Carbon Credit/ RECs /มาตรการภาษี ➢ การกำหนดราคารับซื้อ RE ➢ พัฒนาตลาดชิวมวลเพื่อการผลิตไฟฟ้าและความร้อน	
EE	➢ ประเมินศักยภาพใหม่เพิ่มเป้า EE ➢ Green Industry ➢ เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในบ้าน อาคาร และโรงงานอุตสาหกรรม ➢ ส่งเสริมการลงทุนในตลาดเทคโนโลยี EE	➢ การส่งเสริมระบบ Smart Energy Management ➢ พัฒนา Digital Platform เพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ➢ พัฒนา EV Data Platform	➢ พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน (Charging station) เพื่อสนับสนุนการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า	➢ การกำหนดมาตรการ ESCO ภาครัฐ ➢ กำหนดมาตรการภาคบังคับ เช่น BECs ➢ ใช้กลไกตลาดส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ➢ บังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานอนุรักษ์พลังงานสำหรับผู้ผลิต/จำหน่ายพลังงาน	
	National Energy Information Center (NEIC)			Energy Literacy & HRD	

ทั้งนี้ ในกระบวนการจัดทำแผนพลังงานชาติ จะได้นำกรอบแผนพลังงานชาติที่ผ่านความเห็นชอบจาก กบง. และ กพช. เข้ากระบวนการรับฟังความคิดเห็นจากทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำข้อคิดเห็นดังกล่าวไปใช้ประกอบการบูรณาการจัดทำแผนย่อย 5 แผนแล้วจึงนำมาใช้ประกอบรวมกันเป็นร่างแผนพลังงานชาติ ซึ่งจะต้องมีการรับฟังความคิดเห็นอีกครั้ง ก่อนที่จะนำเสนอเพื่อขอความเห็นชอบจาก กพช. ต่อไป โดยกระบวนการจัดทำแผนพลังงานชาติคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จภายในปี 2565

แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2

กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 และ กบง. เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2564 มีมติเห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

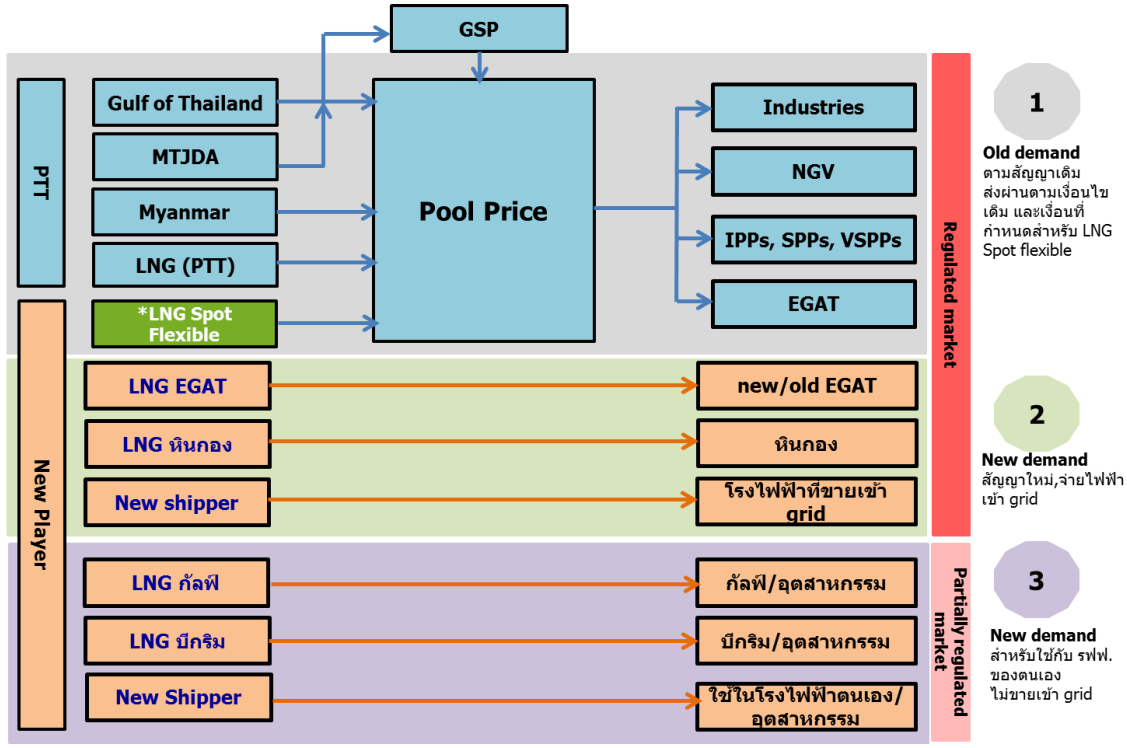
1. ความเป็นมา

ในปี 2516 ได้มีการสำรวจพบก๊าซธรรมชาติโดยบริษัทยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบันคือบริษัท เชฟรอน คอร์ปอเรชั่น ประเทศไทย จำกัด) เป็นหลุมแรกในอ่าวไทย ซึ่งได้รับการขนานนามว่า โครงสร้างทางธรณีวิทยา “เอ” ต่อมาได้มีการตั้งชื่ออย่างเป็นทางการว่า “เอราวัณ” และในปี 2521 ได้มีการจัดตั้งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปัจจุบันคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.)) เพื่อปฏิบัติหน้าที่ในการบริหารการผลิตและดำเนินการนำเข้าปิโตรเลียม (น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ) เพื่อเสริมสร้างให้ประเทศมีเสถียรภาพทางพลังงาน และส่งผลให้เกิดความมั่นคงทางพลังงาน ซึ่งโดยทั่วไปพัฒนาการของกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศต่างๆ ทั่วโลก จะเริ่มจากการมีรัฐวิสาหกิจเพียงรายเดียวที่รับผิดชอบดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในกิจการก๊าซธรรมชาติ ก่อนที่จะส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้เกิดการดำเนินการที่มีประสิทธิภาพและโปร่งใสในทุกระดับห่วงโซ่อุปทานก๊าซธรรมชาติเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซและประชาชน และมีราคาก๊าซธรรมชาติที่สะท้อนประสิทธิภาพของตลาด ประเทศไทยก็เช่นกัน ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ปตท. เป็นผู้ให้บริการหลักเพียงรายเดียวที่ทำหน้าที่ให้บริการก๊าซธรรมชาติในประเทศ ตั้งแต่ต้นน้ำ กลางน้ำและปลายน้ำ โดยการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (Joint Development Area: JDA)) การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา และก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) การขนส่งและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เครือข่ายก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicles; NGV) รวมทั้งการจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้รายย่อย ซึ่ง ปตท. สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติมาโดยตลอด

ในด้านการขนส่งก๊าซธรรมชาติ ปตท. เป็นผู้ให้บริการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Transmission Pipeline System) เพียงรายเดียว เนื่องจากเป็นกิจการที่ต้องลงทุนสูง จึงทำให้กิจการดังกล่าวเข้าข่ายลักษณะของการผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly) เพราะการแข่งขันจะไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจเนื่องจากจะเป็นการลงทุนที่ซ้ำซ้อน และการมีผู้ให้บริการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักหลายรายจะทำให้ระบบดังกล่าวขาดประสิทธิภาพ รวมทั้งอาจมีปัญหาในการรักษาระดับสมดุลของอุปสงค์และอุปทานของก๊าซธรรมชาติ ทำให้ขาดความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้ได้ โดยกิจการก๊าซธรรมชาติเป็นกิจการที่มีความสำคัญต่อประเทศไทยในภาพรวม เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นปัจจัยสำคัญต่อการดำรงชีวิต และกิจกรรมทางเศรษฐกิจต่างๆ ของประเทศ ตั้งแต่การเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า เป็นเชื้อเพลิงใช้ในครัวเรือนและการขนส่ง รวมทั้งเป็นวัตถุดิบและเชื้อเพลิงในภาคการผลิตของประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีผลต่อค่าครองชีพ ต้นทุนของธุรกิจ และความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ซึ่งจากสถานการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้ประเทศไทยต้องมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas; LNG) ซึ่งส่งผลให้โครงสร้างธุรกิจก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงได้มีนโยบายเรื่องการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติที่จะนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ การให้บริการ และการบริหารต้นทุน สร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างยั่งยืนในระยะยาว รวมทั้งส่งเสริมให้มีการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่สอดคล้องกับความต้องการใช้ของประเทศ มีราคาที่เหมาะสม เป็นธรรมต่อผู้ใช้ทุกภาคส่วน

2. แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2

2.1 รูปแบบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2



* LNG Spot Flexible ราคาถูกกว่า Pool Gas เพื่อความมั่นคงและลดค่าไฟ กำหนดปริมาณและเงื่อนไขด้านราคา

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2 จะแบ่งออก 2 กลุ่ม คือ 1) กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตามแนวทางที่ กบง. และ กพช. กำหนด (Regulated Market) ซึ่งประกอบด้วย ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติจาก Old Supply และ Shipper ที่จัดหา LNG เพื่อนำมาใช้กับภาคไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และ 2) กลุ่มที่จัดหา LNG เพื่อใช้กับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบ ภาคอุตสาหกรรมและกิจการของตนเอง (Partially Regulated Market) โดยแบ่งการดำเนินงานในแต่ละส่วนออกเป็น

2.1.1 ธุรกิจต้นน้ำ กำหนดให้มีการดำเนินงานดังนี้

(1) การบริหารจัดการ Old Supply ประกอบด้วย

• ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตจากแหล่งในประเทศทั้งหมด ซึ่งประกอบด้วย แหล่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่อ่าวไทยทั้งหมด (รวมถึงก๊าซธรรมชาติที่จัดหาจากพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย : JDA) และแหล่งก๊าซธรรมชาติบนบก (ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ)

• ก๊าซธรรมชาติที่ประเทศไทยนำเข้ามาจากประเทศเมียนมาซึ่งประกอบด้วย แหล่ง ยาดานา เยตากุน และซอติก้า

• ก๊าซธรรมชาติที่ประเทศไทยนำเข้ามาในรูปแบบ LNG ที่เป็นสัญญาระยะยาวของประเทศที่มีอยู่ในปัจจุบัน (4 สัญญา รวมปริมาณสัญญาระยะยาว 5.2 ล้านตันต่อปี)

(2) ในสถานการณ์ที่ Spot LNG มีราคาต่ำกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่จำหน่ายในประเทศให้แก่ลูกค้าเดิม (Pool Gas) จะกำหนดให้มีการจัดหา LNG ในรูปแบบ Spot ที่ราคาต่ำมาเพิ่มเติม (LNG Spot Flexible) โดย ปตท. เป็นผู้เปิดให้มีการประมูลการจัดหา LNG Spot Flexible ภายใต้กำกับของ กกพ. ทั้งด้านปริมาณและเงื่อนไข

(3) ให้ Shipper ที่มีความสนใจในการประกอบธุรกิจจัดหาก๊าซธรรมชาติ สามารถจัดหาและนำเข้า LNG ทั้งในรูปแบบสัญญาระยะสั้น กลาง หรือยาว รวมถึงจัดหาในรูปแบบตลาดจร (Spot LNG) เพื่อนำมาใช้กับภาคผลิตไฟฟ้าหรือภาคอุตสาหกรรม

2.1.2 ธุรกิจกลางน้ำ

กำหนดให้ LNG Receiving Terminal และโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายประธาน (บนบก) จะต้องเปิดให้บุคคลที่ 3 สามารถมาใช้และเชื่อมต่อได้ เพื่อให้เอกชนที่สนใจจะนำ LNG เข้ามาใช้เองสามารถนำเข้า LNG มาได้โดยผ่านทาง LNG Receiving Terminal และส่งผ่านโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายประธานที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยไม่ต้องลงทุนก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการนำเข้า LNG และส่งก๊าซธรรมชาติของเอกชนรายนั้นๆ เอง โดยมี ปตท. ทำหน้าที่ในการควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติและแยกก๊าซธรรมชาติ โดยจะกำหนดให้ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการควบคุมคุณภาพและแยกก๊าซธรรมชาติแล้วเป็นส่วนหนึ่งของ Old Supply

2.1.3 ธุรกิจปลายน้ำ

การขายก๊าซธรรมชาติให้แก่ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ให้แยกออกเป็น 2 รูปแบบ ได้แก่ 1) การขายก๊าซธรรมชาติจาก Old Supply ในรูปแบบ Pool Gas และ 2) การขายก๊าซธรรมชาติโดย Shipper ที่นำเข้า LNG เพื่อใช้กับโรงไฟฟ้าหรือโรงงานอุตสาหกรรม ทั้งนี้ ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติสามารถเลือกซื้อก๊าซธรรมชาติได้ทั้งจาก Pool Gas หรือ Shipper

2.2 การกำหนดหลักเกณฑ์สัญญาซื้อและขายก๊าซเก่า/ใหม่ (Old/New Supply/Demand)

2.2.1 การกำหนดหลักเกณฑ์สัญญาฯ จาก Supply

(1) Old Supply คือ ก๊าซธรรมชาติจากการจัดหาที่มีสัญญาผูกพันระยะยาวแล้ว เพื่อจำหน่ายก๊าซเข้า Pool ซึ่งหมายรวมถึง

- ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากอ่าวไทยในปัจจุบันและปริมาณก๊าซจากอ่าวไทยที่จะเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึง JDA
- ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งบนบก
- ก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าจากประเทศเมียนมา
- ปริมาณ LNG ตามสัญญาระยะยาวที่มีสัญญาผูกพันแล้ว ได้แก่ สัญญากับ Qatar (2 ล้านตันต่อปี) Shell (1 ล้านตันต่อปี) BP (1 ล้านตันต่อปี) และ Petronas (1.2 ล้านตันต่อปี)
- กรณี LNG Spot Flexible ตามปริมาณและเงื่อนไขที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ.

(2) New Supply หมายถึง ปริมาณ LNG นำเข้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมนอกเหนือจาก Old Supply เพื่อนำมาใช้กับภาคผลิตไฟฟ้าหรือภาคอุตสาหกรรม

2.3 การกำหนดหลักเกณฑ์สัญญาฯ จาก Demand

(1) Old Demand ประกอบไปด้วย ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Gas Seperation Plant : GSP) ซึ่งถือเป็นหน่วยที่สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ความต้องการก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีสัญญาผูกพันรูปแบบ Firm กับ ปตท. (Daily Contract Quantity : DCQ) และโรงไฟฟ้าที่มีสัญญากับ ปตท. และเริ่มมีการใช้ก๊าซธรรมชาติตามสัญญาแล้ว ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) โรงไฟฟ้า SPP และโรงไฟฟ้า VSPP รวมถึงภาคอุตสาหกรรมและก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ซึ่งมีสัญญาผูกพันแล้ว รวมถึง SPP Replacement ในส่วนที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบและใช้ก๊าซธรรมชาติจาก Pool Gas

(2) New Demand ได้แก่ ความต้องการก๊าซธรรมชาติจากโรงไฟฟ้า และภาคอุตสาหกรรมที่จะลงนามสัญญาใหม่ และที่มีการลงนามสัญญาอยู่ในปัจจุบันแต่ยังไม่มีการเริ่มใช้ก๊าซธรรมชาติ (Unmet Demand) โดยสามารถซื้อจาก Pool Gas ได้ในกรณีที่ปริมาณใน Pool Gas ยังมีเหลือ

2.4 การพิจารณาปริมาณการนำเข้า LNG กับความสามารถของ LNG Terminal

มีการบริหารจัดการการใช้ก๊าซในอ่าวไทยให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP) โดย กกพ. ได้กำหนดหลักเกณฑ์ให้ ปตท. สามารถใช้ By pass gas ได้ในกรณีมีความจำเป็นต้องทดสอบระบบหรือควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ทั้งนี้ ในส่วนของการพิจารณาความชัดเจนเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยต้องนำมาใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติก่อน ในกรณีปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน (Daily Contract Quantity; DCQ) ของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีสูงกว่า Capacity หรือความต้องการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ จะถือว่า Capacity หรือความต้องการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นเกณฑ์ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศ (Domestic Gas) แต่เมื่อใดที่ DCQ ของก๊าซในอ่าวไทยต่ำกว่า Capacity หรือความต้องการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ให้นำ LNG เข้ามาเพิ่ม

3.5 การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติและการกำหนดราคา LNG นำเข้า

3.5.1 การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ

โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ ค่าบริการสถานี LNG ค่าบริการในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ อัตราค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติ โดยอัตราค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รายใหม่ต้องไปจองใช้บริการท่อก๊าซธรรมชาติจาก TSO ให้คำนวณเฉพาะค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติบนบกเท่านั้น (ไม่รวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล)

3.5.2 การกำหนดราคา LNG นำเข้า

(1) ให้ยกเลิกมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ที่เห็นชอบหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ที่ให้ ปตท. ดำเนินการเพื่อจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาว และให้นำสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวเสนอต่อ กพช. และ ครม. เพื่อให้ความเห็นภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ และหากมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้นให้ ปตท. ดำเนินการได้เอง โดยที่ราคา LNG จะต้องไม่เกินราคาน้ำมันเตา 2% (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่นรายเดือน) ที่ประกาศโดย สนพ. และในกรณีอื่นๆ มอบหมาย สนพ. และ สกพ. เป็นผู้พิจารณาอนุมัติการจัดหาระยะสั้น ทั้งนี้ เมื่อ ปตท. ได้มีการนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้นแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการจัดหาต่อ กพช. เพื่อทราบ เป็นระยะๆ ต่อไป

(2) การกำหนดหลักเกณฑ์การจัดหา LNG สำหรับทุก Shipper

(2.1) การจัดหา LNG สำหรับ Regulated Market

การจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวและ/หรือสัญญาระยะกลาง ในระยะเริ่มต้นมอบหมายให้ สนพ. ร่วมกับ สกพ. พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG (LNG Benchmark) และนำเสนอขอความเห็นชอบจาก กบง. และ กพช. ก่อนที่จะประกาศเป็นหลักเกณฑ์ให้ Shipper นำไปใช้ในการจัดหาต่อไป ภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติให้นำสัญญาซื้อขาย LNG เสนอต่อ กบง. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการดำเนินการ

การจัดหา LNG ด้วยสัญญา Spot Flexible ราคา Spot LNG จะต้องไม่เกินราคา Pool Gas โดย ปตท. จะเป็นผู้ดำเนินการประมูลจัดหา Spot Flexible ภายใต้กำกับ ของ กกพ. ทั้งด้านปริมาณและเงื่อนไข

การจัดหา LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ราคา Spot LNG จะต้องไม่เกินราคา JKM ปรับด้วยส่วนต่างค่าขนส่งจากประเทศผู้ค้าต้นทางส่งมอบที่ประเทศญี่ปุ่นกับที่ประเทศไทย (JKM adjust by freight cost) และมีเพดานราคาไม่เกินราคา LNG นำเข้าจากสัญญาระยะยาวที่ต่ำที่สุดทุกช่วงเวลา ของ ปตท. ในปัจจุบัน ทั้งนี้มอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมของ JKM adjust by freight cost เป็นระยะๆ และให้ กกพ. เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่กำกับปริมาณและช่วงเวลาที่จะสามารถนำเข้า Spot LNG ได้ ภายใต้หลักเกณฑ์ราคาที่ กบง. กำหนด

(2.2) การจัดหา LNG สำหรับ Partially Regulated Market ให้ Shipper สามารถจัดหาและนำเข้า LNG ทั้งในรูปแบบสัญญาระยะสั้น ระยะกลาง หรือระยะยาว รวมถึงจัดหา Spot LNG ได้ ภายใต้การกำกับดูแลด้านปริมาณและคุณภาพการให้บริการของ กกพ.

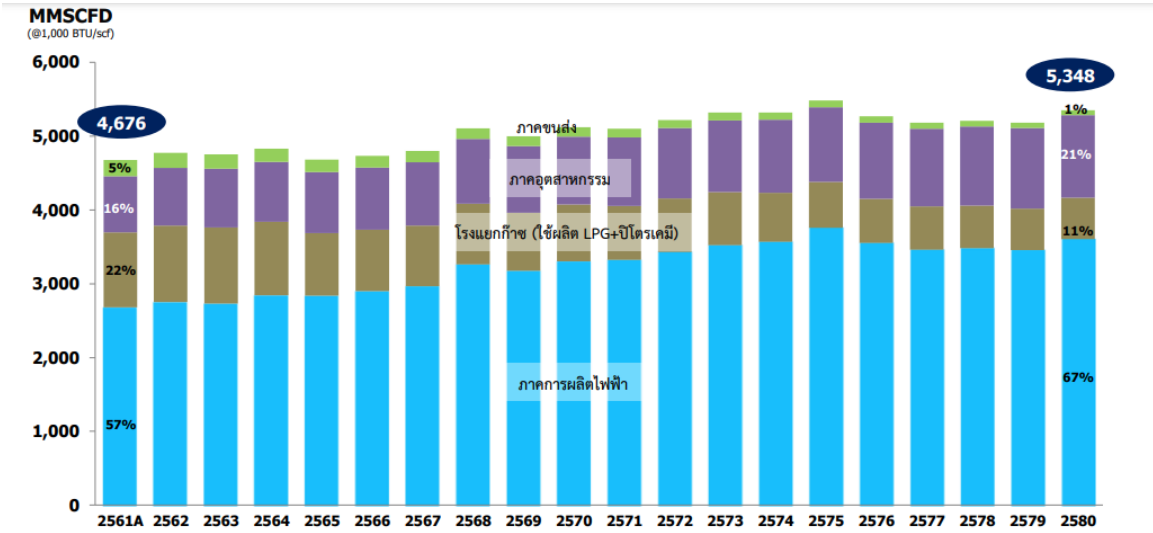
3.6 หลักเกณฑ์การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เพื่อรองรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2 ให้ กกพ. กำหนดตามหลักการประสิทธิภาพ (Heat Rate) เพื่อใช้สำหรับโรงไฟฟ้าในส่วนที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจาก New Demand ที่ขายไฟเข้าระบบ (Regulated Market) และนำเสนอ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

3.7 TPA Regime และ TPA Code ให้ กกพ. พิจารณาทบทวนความเหมาะสม

3.8 การปรับคุณภาพก๊าซธรรมชาติ (Changeover Day: C-Day) ให้ ปตท. เสนอแนวทางและรายละเอียด ต่อ กกพ. และให้ กกพ. ทำหน้าที่เป็นผู้กำกับให้เกิดความเป็นธรรมต่อไป

การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

การพัฒนาโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหารวมทั้งการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas (LNG) Receiving Facilities) เริ่มต้นหลังการค้นพบก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยในปี พ.ศ. 2522 และพบว่าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณสามารถนำมาใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์ได้เป็นแหล่งแรก คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2539 จึงได้ให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ต่อมาได้แปรรูปเป็นบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)) (ปตท.) เป็นผู้รับผิดชอบในการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณมาขึ้นฝั่งที่บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง และวางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเลียบถนนสายหลักไปยังโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ตามแนวท่อ ซึ่งปัจจุบันท่อส่งก๊าซธรรมชาติทั่วทั้งประเทศทั้งหมดมีความยาวรวมประมาณ 4,315 กิโลเมตร โดยจากแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) แนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในช่วงปี 2561 - 2580 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี โดยในปี 2580 คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยจะอยู่ที่ระดับ 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แบ่งเป็นความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ร้อยละ 67 ภาคอุตสาหกรรม ร้อยละ 21 โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 11 และภาคขนส่ง ร้อยละ 1



ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 (GAS Plan 2018)

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 (Rev.1)) ณ สิ้นปี 2580 เขตนครหลวงจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้น 11,478 เมกะวัตต์ มีโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นจาก PDP2015 ประมาณ 2,820 เมกะวัตต์ ทำให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจาก 650 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 1,050 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเกินศักยภาพของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบกับประมาณการความต้องการใช้ LNG ของประเทศในช่วงปี 2567-2570 คาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ระดับ 11-13 ล้านตันต่อปี

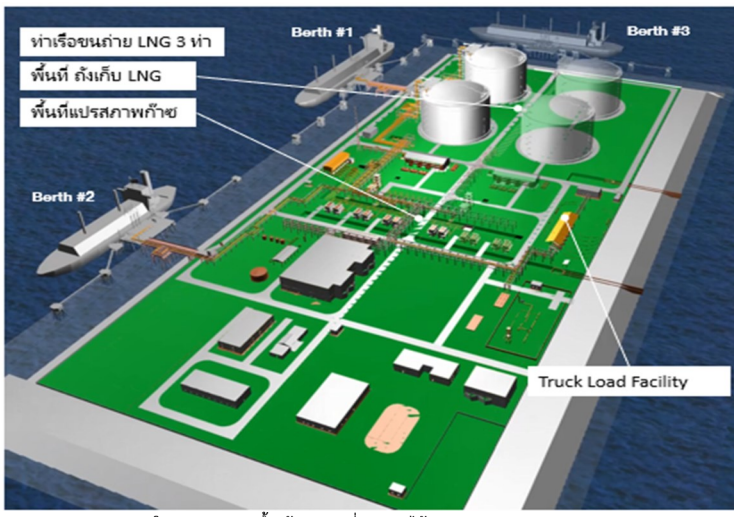
1. โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากบางปะกงไปโรงไฟฟ้าพระนครใต้ (BPK-SBK)

เพื่อยกระดับขีดความสามารถของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในการรับ-ส่งก๊าซธรรมชาติจากเดิม 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 1,400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 22 มิถุนายน 2564 จึงเห็นชอบให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการโครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากบางปะกงไปโรงไฟฟ้าพระนครใต้ (BPK-SBK) เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 (Rev.1) และยกเลิกสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Compressor) บนระบบท่อส่งราชบุรี-วังน้อย และโครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Compressor) กลางทาง บนระบบท่อส่งบนบกเส้นที่ 5 เดิม โดยมีจุดเริ่มต้นโครงการอยู่ที่ อำเภอบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา และจุดสิ้นสุดโครงการอยู่ที่อำเภอเมือง จังหวัดสมุทรปราการ กำหนดแล้วเสร็จในปี 2568 เพื่อเชื่อมต่อระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งภาคตะวันตกและภาคตะวันออก และเสริมสร้างความมั่นคงให้กับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศอีกทางหนึ่ง

2. โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 (T-3) ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง

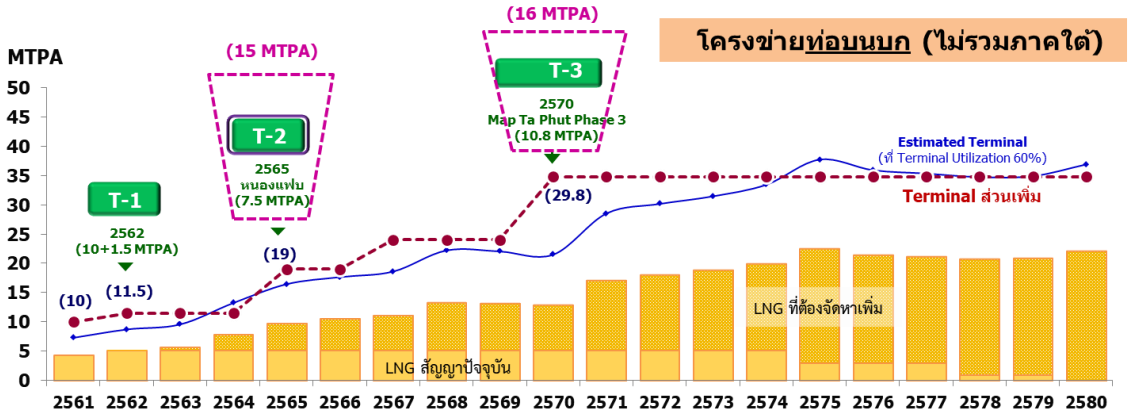
กพช. เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 เห็นชอบให้บรรจุโครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 (T-3) ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี (ขยายได้ถึง 16 ล้านตันต่อปี) ในแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงของประเทศ ตามที่สำนักงานคณะกรรมการนโยบายเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (สกพอ.) ได้ขอให้กระทรวงพลังงานบรรจุโครงการฯ ไว้ในแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงของประเทศ เพื่อให้เอกชนคู่สัญญาสามารถพัฒนาโครงการในส่วนที่เกี่ยวข้องได้อย่างต่อเนื่องและให้โครงการเร่งด่วนใน EEC Project List สามารถดำเนินการได้ตามกำหนดและเปิดใช้บริการได้ภายในปี 2569 เป็นการสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ลงทุนทั้งในและต่างประเทศ และสามารถรองรับการนำเข้า LNG ให้ทันต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศซึ่งเป็นการเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน พร้อมขับเคลื่อนการพัฒนาประเทศอย่างต่อเนื่องและยั่งยืนต่อไป

บริษัทเอกชนที่ผ่านการคัดเลือกเป็นคู่สัญญาในการพัฒนาโครงการ ได้แก่ กลุ่มกิจการร่วมค้ากัลฟ์ และ พีทีที แทงค์ (ปัจจุบันคือ บริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด) ภายใต้ สัญญาร่วมลงทุน กับ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย โดยมีท่าเรือขนถ่าย LNG 3 ท่า และมีท่อส่งก๊าซขนาด 42 นิ้ว ระยะทางประมาณ 11 กิโลเมตร เชื่อมต่อไปยัง สถานีผสมก๊าซท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 5 (ระยะที่ 3) ของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และรองรับการจัดส่งก๊าซผ่านท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 4 และเส้นที่ 5 ซึ่งเชื่อมต่อไปยังโครงข่ายท่อส่งก๊าซในพื้นที่ Zone 3



หมายเหตุ : ประมาณการในการออกแบบเบื้องต้น อาจเปลี่ยนแปลงได้ ตามความเหมาะสม

ดังนั้น จากมติ กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 และวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 ที่อนุมัติให้ดำเนินโครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากบางปะกงไปโรงไฟฟ้าพระนครใต้ (BPK-SBK) จะทำให้ความสามารถของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในการรับ-ส่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากเดิม 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 1,400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และการดำเนินโครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 (T-3) ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง จะส่งผลให้ประเทศไทยมีโครงการ LNG Terminal รวมทั้งสิ้น 3 โครงการ รวมกำลังการแปรสภาพ LNG อยู่ที่ 29.8 ล้านตันต่อปี และสามารถขยายกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซได้ถึง 42.5 ล้านตันต่อปี ในปี 2570



แนวทางการบริหารจัดการการส่งออก LNG ภายใต้โครงการ LNG HUB

กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 และ กบง. เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2564 มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การส่งออกเที่ยวเรือ LNG (Reloading) สำหรับสัญญาระยะยาว โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

การพัฒนาประเทศไทยให้เป็นศูนย์กลางการค้าขาย LNG ของภูมิภาค (Regional LNG Hub) ได้ถูกบรรจุให้เป็นแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงานซึ่งสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ โดยจากผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการซื้อ-ขาย LNG ในภูมิภาค (Regional LNG Hub) ซึ่งเป็นผลการศึกษาภายใต้แผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ในประเด็นที่ 7 ด้านการพัฒนาอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ องค์ประกอบในการเป็นศูนย์กลางการซื้อ-ขาย LNG สรุปได้ ดังนี้

ตั้งอยู่ในจุดยุทธศาสตร์: ควรที่ต้องตั้งอยู่ในตำแหน่งที่เป็นศูนย์กลางความต้องการ LNG (LNG demand) และอยู่ในเส้นทางการค้าขาย LNG

มีผู้ซื้อ-ผู้ขายหลายราย: เพื่อผลักดันให้เกิดสภาพคล่องในการค้าขาย (Trade Liquidity) ประเทศที่จะเป็นศูนย์กลางการซื้อ-ขาย LNG ของภูมิภาคได้จะต้องมีผู้ซื้อ-ผู้ขายหลายรายเข้ามาใช้บริการ

โครงสร้างพื้นฐานมีความพร้อม: โครงสร้างพื้นฐานควรมีความพร้อมเพื่อรองรับการให้บริการต่าง ๆ ที่จะเกิดขึ้นในการเป็นศูนย์กลางการซื้อ-ขาย LNG ของภูมิภาค ได้แก่ การ Reload, Storage, Trucking, Breakbulk, Small Scale, Bunkering, Cool-Down เป็นต้น

โครงสร้างราคามีความโปร่งใสใน (Price Transparency): ควรมีราคาอ้างอิง เพื่อให้ผู้ใช้บริการสามารถทราบข้อมูลราคาซื้อ-ขายและอัตราค่าบริการของแต่ละกิจกรรมที่จะเกิดขึ้นในศูนย์กลางการซื้อ-ขาย LNG อย่างชัดเจน

ปัจจัยที่สนับสนุนในการเป็นศูนย์กลางการซื้อ-ขาย LNG ของภูมิภาคของประเทศไทย ประกอบด้วย

1. ประเทศไทยมีตลาดก๊าซธรรมชาติที่มีการเติบโต มีการนำเข้า LNG ในปริมาณที่สูงที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

2. ประเทศไทยมีที่ตั้งเป็นจุดยุทธศาสตร์สามารถเชื่อมต่อไปยังประเทศอื่น ๆ ได้ในภูมิภาค ซึ่งต่างมีความต้องการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นในอนาคต โดยเฉพาะประเทศใกล้เคียง ได้แก่ ประเทศในกลุ่ม CLMV

3. ประเทศไทยมีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง โดยท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่าย LNG (LNG Terminal) มี Capacity ขนาดใหญ่ ประกอบกับภาครัฐได้ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยเปิดโอกาสให้ สามารถเข้าถึงระบบโครงสร้างพื้นฐานของกิจการก๊าซธรรมชาติ

ภายใต้แผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ได้กำหนดให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) จัดทำโครงการทดสอบนวัตกรรมที่นำเทคโนโลยีมาสนับสนุนการให้บริการด้านพลังงาน (ERC Sandbox) เพื่อสนับสนุนการทดสอบนวัตกรรมทางพลังงาน โดยบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ได้นำโครงการ “การพัฒนาประเทศไทยให้เป็น Regional LNG Hub” เข้าร่วม ERC Sandbox ซึ่งโครงการได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. ให้บรรจุใน ERC Sandbox เมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2562

2. การบริหารจัดการ LNG

เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2564 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีการพิจารณาแล้วเห็นว่าการดำเนินการส่งออก LNG (Reloading) มีความสอดคล้องกับแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงานในการพัฒนาประเทศไทยเป็น Regional LNG Hub ภายใต้โครงการ ERC Sandbox เป็นการบริหารจัดการ LNG ภายในประเทศ โดยขาย LNG ในช่วงที่ราคา Spot สูงกว่าราคาจากสัญญาระยะยาว และหาโอกาสจัดหา LNG เข้ามาทดแทนในช่วงที่ราคา Spot ลดลง อีกทั้งภาครัฐได้รับภาษีที่เกี่ยวข้องกับการส่งออกเพิ่มขึ้น และ Terminal ได้ค่าบริการ Reloading เป็นประโยชน์กับผู้ใช้ Terminal ในอนาคต กบง. จึงมีมติรับทราบการดำเนินการส่งออก LNG (Reloading) เที่ยวเรือแรกของ ปตท. โดยมอบหมายให้ กกพ. ดำเนินการนำรายได้นำส่งภาครัฐประมาณ 580 ล้านบาทไปลดราคาค่าก๊าซธรรมชาติ และเห็นชอบหลักเกณฑ์การส่งออกเที่ยวเรือ LNG (Reloading) สำหรับสัญญาระยะยาวของ ปตท. โดยให้นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาต่อไป และต่อมาเมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 กพช. ได้รับทราบการดำเนินการส่งออก LNG (Reloading) เที่ยวเรือแรกของ ปตท. และมอบหมายให้ กกพ. ดำเนินการนำรายได้นำส่งภาครัฐประมาณ 580 ล้านบาท ไปลดราคาค่าก๊าซธรรมชาติ และเห็นชอบหลักเกณฑ์การส่งออกเที่ยวเรือ LNG (Reloading) สำหรับสัญญาระยะยาวของ ปตท. โดยมีรายละเอียดการดำเนินการ ดังนี้

2.1 การดำเนินการส่งออก LNG (Reloading)

ราคา Asian Spot LNG มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่ช่วงปลายปี 2563 ถึงต้นปี 2564 เนื่องจากสภาพอากาศที่หนาวกว่าปกติในประเทศญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และจีน โครงการผลิต LNG ในประเทศมาเลเซีย ออสเตรเลีย และไนจีเรียเกิดเหตุขัดข้อง อีกทั้งการสัญจรของเรือขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบปานามาเกิดปัญหาการจราจรติดขัด ทำให้ตลาดเอเชียมีปริมาณเที่ยวเรือเสนอขายลดลง ตลาด Asian Spot จึงเกิดภาวะตึงตัวกะทันหัน อีกทั้ง ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศปรับลดลง หลังจากเกิดเหตุการณ์การแพร่ระบาดของไวรัสโคโรนา 2019 ระลอกใหม่ และรัฐบาลเริ่มประกาศมาตรการควบคุมการแพร่ระบาดต่าง ๆ ซึ่งส่งผลกระทบต่อภาพรวมการใช้ก๊าซฯ ประกอบกับสภาพอากาศที่หนาวเย็นในฤดูหนาวส่งผลต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ ปตท. มีระดับปริมาณสำรอง LNG เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และสามารถส่งออก LNG ได้จำนวน 1 เที่ยวเรือ (ประมาณ 60,000 ตัน) โดยมีปริมาณสำรอง LNG เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซฯ ของประเทศ ปตท. จึงเห็นโอกาสการส่งออก LNG จากท่ามาบตาพุด เพื่อทดสอบการดำเนินการ Reloading LNG เชิงพาณิชย์ ในช่วงราคา LNG จากสัญญาซื้อขายระยะยาวของ ปตท. ต่ำกว่าราคา Asian Spot LNG

2.2 รายงานผลการส่งออก LNG (Reloading) เที่ยวแรกของ ปตท.

ปตท. ได้ดำเนินการส่งออก LNG ในระหว่างวันที่ 25 - 26 มกราคม 2564 โดยไม่เกิดปัญหาอุปสรรคด้านเทคนิค ซึ่งสรุปรายละเอียดการดำเนินงานเบื้องต้นได้ ดังนี้

ปริมาณ LNG ที่ส่งออก	ประมาณ 62,449 ตัน หรือ 3,262,266 MMBtu
กำหนดการดำเนินการ	25 – 26 มกราคม 2564
ระยะเวลาดำเนินการรวม	32 ชั่วโมง 35 นาที
ราคาขาย LNG ที่ท่ามาบตาพุด	14.66 USD/MMBtu
ประมาณการต้นทุน (ประกอบด้วยต้นทุนเนื้อ LNG ค่าบริการ Reloading LNG Service ค่าภาษีผ่านท่าเทียบเรือ Corporate tax และค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง)	8.7 USD/MMBtu
รายได้นำส่งภาครัฐ	580 ล้านบาท

2.3 หลักเกณฑ์การส่งออกเที่ยวเรือ LNG (Reloading) สำหรับสัญญาระยะยาวของ ปตท. ดังนี้

2.3.1 หลักเกณฑ์ด้านปริมาณ

ให้ ปตท. สามารถดำเนินการส่งออก LNG ได้ โดยต้องไม่กระทบต่อความต้องการใช้ก๊าซฯของประเทศ (ปริมาณสำรอง LNG หลังจากการสูบถ่ายอย่างน้อย 1 ถัง)

2.3.2 หลักเกณฑ์ด้านราคา

กรณีที่ ปตท. ส่งออก LNG (Reloading) ภายใต้สัญญาระยะยาวที่ได้รับความเห็นชอบจาก กพช. และ ครม. โดย ปตท. จะต้องนำส่งรายได้ระหว่างราคาขาย LNG จริง กับราคา Pool LNG เฉลี่ยรายเดือน หลังหักค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องให้กับภาครัฐไปลดราคาค่าก๊าซฯ ดังนี้

รายได้นำส่งภาครัฐ = (ราคาขาย LNG จริง – ราคา Pool LNG – ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง*) × ปริมาณ LNG

* ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง คือ ค่าจ้างเรือ ค่าขนส่ง ค่า Reloading service ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการ Reloading ค่าดำเนินการของ ปตท. (1% ของราคาต้นทุน LNG รวมค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง) และ Corporate Tax เป็นต้น

ทั้งนี้ ปตท. ต้องขาย LNG ในช่วงที่ราคา Spot ต้องสูงกว่าราคาจากสัญญาระยะยาว และหาโอกาสจัดหา LNG เข้ามาทดแทนในช่วงที่ราคา Spot ลดลง โดยมอบหมายให้ กกพ. กำกับดูแลการดำเนินการการส่งออก LNG (Reloading) ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ฯ ต่อไป

การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

ในปี 2564 กระทรวงพลังงานได้มีการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ตลาดโลกที่มีความผันผวน โดยมีการบริหารจัดการราคาขายปลีก LPG ด้วยระบบ managed float ผ่านกลไกกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของราคาตลาดโลก โดยในปี 2564 ราคา LPG Cargo เฉลี่ยอยู่ที่ 639 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน สูงกว่าปี 2563 ที่มีค่าเฉลี่ยที่ระดับ 370 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน และได้มีมาตรการในการบริหารจัดการราคาขายปลีก LPG ตามกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีก อยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ซึ่งต่ำกว่าต้นทุนการผลิตและจัดหาของประเทศที่มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 383 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม เพื่อช่วยภาระค่าครองชีพของประชาชน โดยมีรายละเอียดดังนี้

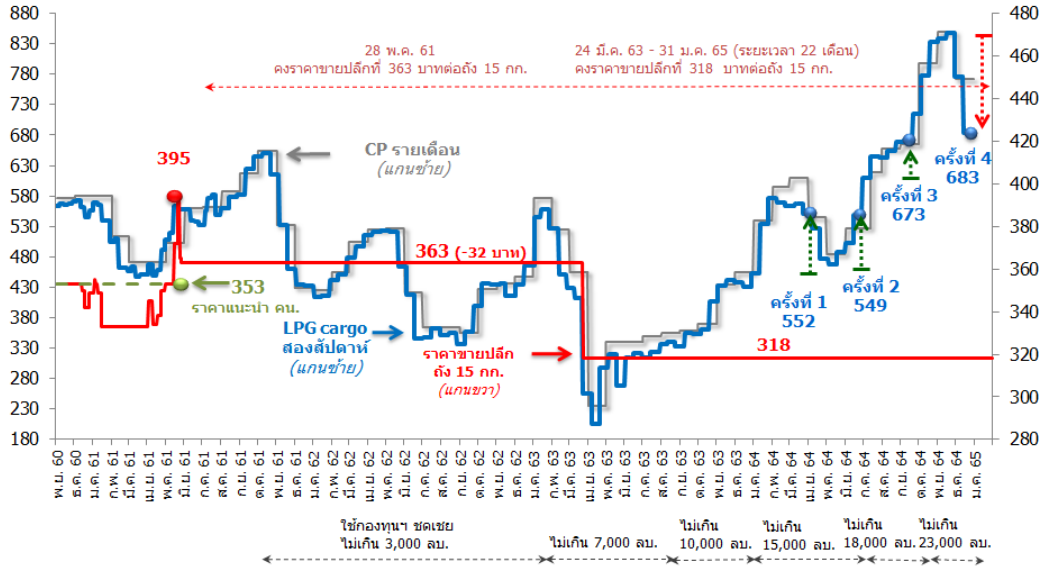
กบง. เมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2564 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โดยขยายระยะเวลาการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม ตามกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม เป็นระยะเวลา 3 เดือน โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2564 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2564 เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบต่อค่าครองชีพของประชาชน เนื่องจากในเดือนมีนาคม ราคา LPG Cargo ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 121 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จาก 431 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เป็น 552 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ เนื่องจากตลาดกังวลปริมาณการผลิตน้ำมันดิบสหรัฐฯ ที่ลดลง เนื่องจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นกว่าปกติในรัฐเท็กซัส และโรงกลั่นน้ำมันราว 4 ล้านบาร์เรลต่อวัน ต้องหยุดดำเนินการ เนื่องจากระบบไฟฟ้าโรงกลั่นน้ำมันไม่สามารถทำงานได้เพราะท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงในโรงกลั่นหยุดดำเนินการ และระบบไฟฟ้าทั่วเมืองเท็กซัสดับ ทำให้ประชาชนกว่า 4 ล้านคน ได้รับผลกระทบ นอกจากนี้ท่าเรือส่งออกในรัฐเท็กซัสต้องหยุดดำเนินการเนื่องจากสภาพอากาศไม่เหมาะสม

กบง. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2564 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ขยายระยะเวลามาตรการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2564 ถึงวันที่ 30 กันยายน 2564 เนื่องจากในช่วงเดือนพฤษภาคม ถึง มิถุนายน 2564 ราคา LPG Cargo ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 61 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จาก 488 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เป็น 549 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบตลาดโลก เนื่องจากการฟื้นตัวของความต้องการใช้น้ำมันในสหรัฐฯ และยุโรป อีกทั้งยอดผู้ติดเชื้อไวรัสโคโรนา 19 รายใหม่ลดลงอย่างมาก ทำให้ผู้คนเริ่มกลับมาดำเนินกิจกรรมต่างๆ รวมถึงการเดินทางท่องเที่ยวอีกครั้ง หลังจากถูกกีดกันเนื่องจากการแพร่ระบาดของติดเชื้อไวรัสโคโรนา 19 ในปีที่ผ่านมา

กบง. เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2564 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โดยขยายระยะเวลามาตรการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2564 เนื่องจากในช่วงกรกฎาคม ถึง กันยายน 2563 ราคา LPG Cargo ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 124 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จาก 549 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เป็น 673 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบตลาดโลก เนื่องจาก IMF (International Monetary Fund) ได้คาดการณ์ว่าเศรษฐกิจทั่วโลกจะโตขึ้น 6% ในปี 2564 แต่ยังมีปัจจัยเสี่ยงจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 และการรณรงค์ให้มีการฉีดวัคซีนไม่มีความคืบหน้าเท่าที่ควร ประกอบกับประเทศอินเดียมีการนำเข้า LPG เพิ่มมากขึ้น จากการผ่อนคลายมาตรการล็อคดาวน์ตั้งแต่เดือนมิถุนายนเป็นต้นมา

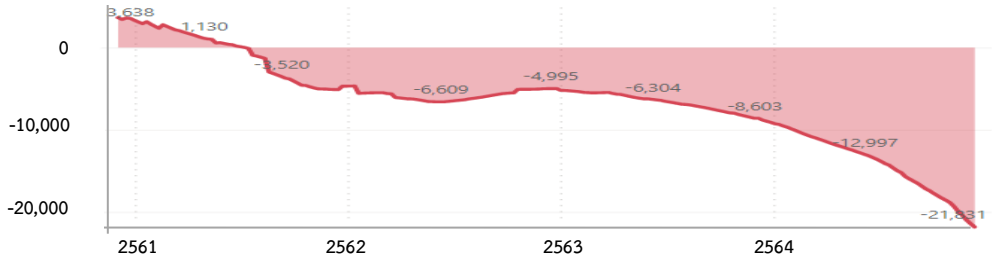
กบง. เมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2564 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โดยขยายระยะเวลามาตรการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 - 31 มกราคม 2565 เนื่องจากในช่วงเดือนพฤศจิกายน ถึง ธันวาคม 2564 ราคา LPG Cargo ราคา LPG Cargo ปรับตัวลดลงประมาณ 164 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จาก 847 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เป็น 683 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยปรับตัวลดลง เนื่องจากกลุ่มโอเปคพลัส (OPEC+) ได้ยืนยันแผนการปรับเพิ่มการผลิตน้ำมันดิบ ทำให้ปริมาณคงคลังของ Saudi Aramco อยู่ในระดับสูงขึ้น อีกทั้ง สหรัฐอเมริกา และจีน มีการนำน้ำมันดิบจากคลังสำรองปิโตรเลียมทางยุทธศาสตร์ออกมาใช้จึงส่งผลให้ราคาบิวเทนปรับตัวลดลง ประกอบกับสภาพอากาศในสหรัฐอเมริกาและญี่ปุ่นในฤดูหนาวไม่หนาวเย็นตามที่คาดการณ์ไว้

ราคาตลาดโลก ราคาขายปลีกขนาดถัง 15 กิโลกรัม



ทั้งนี้ การคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ใช้กลไกเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อรักษาเสถียรภาพราคาก๊าซ LPG โดยคณะกรรมการบริหารกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (กบน.) เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2564 เห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในการรักษาเสถียรภาพราคาก๊าซ LPG โดยให้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในส่วนของบัญชีก๊าซ LPG ติดลบได้ไม่เกิน 23,000 ล้านบาท ทั้งนี้ ให้โอนเงินในส่วนของบัญชีของน้ำมันสำเร็จรูปไปใช้ในบัญชีกลุ่มก๊าซ LPG และให้โอนคืนบัญชีน้ำมันสำเร็จรูปในภายหลัง และมอบหมายให้สำนักงานกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (สกนช.) จัดทำรายรายรับ-รายจ่ายและฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของบัญชีก๊าซ LPG เพื่อรายงาน กบน. ทราบทุกเดือน โดยฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในส่วนของบัญชีก๊าซ LPG ณ วันที่ 12 ธันวาคม 2564 อยู่ที่ติดลบ 21,831 ล้านบาท โดยสภาพคล่องกองทุนน้ำมันฯ ในส่วนของบัญชีก๊าซ LPG เดือนธันวาคม 2564 มีรายจ่าย 1,687 ล้านบาทต่อเดือน

ฐานะกองทุนน้ำมัน บัญชี LPG (ล้านบาท)



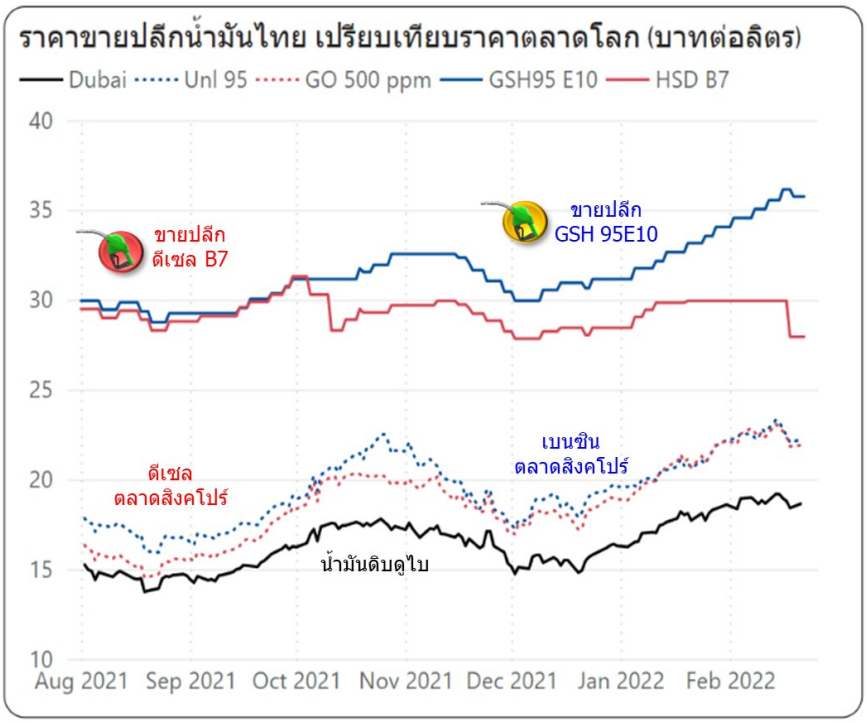
มาตรการบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น

สถานการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2564 เฉลี่ยอยู่ที่ 69.39 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากปี 2563 ที่เฉลี่ยอยู่ที่ 42.27 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องด้วยความต้องการใช้พลังงานทั่วโลกเพิ่มขึ้นหลังเศรษฐกิจเริ่มฟื้นตัวจากสถานการณ์การแพร่ระบาดไวรัสโคโรนา 2019 และการผ่อนปรนมาตรการล็อกดาวน์ในหลายประเทศ ในขณะที่ปริมาณอุปทานจากกลุ่มโอเปคพลัสยังคงตึงตัวจากมาตรการเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบอย่างค่อยเป็นค่อยไป โดยตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 เป็นต้นมา ราคาน้ำมันในตลาดโลกเพิ่มสูงขึ้น จนส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลในประเทศสูงขึ้นเกิน 30 บาทต่อลิตร ซึ่งเป็นระดับราคาที่กระทบต่อภาระค่าครองชีพของประชาชนตามแผนรองรับวิกฤตการณ์ด้านน้ำมันเชื้อเพลิง และเนื่องด้วยน้ำมันดีเซลเป็นต้นทุนค่าขนส่งและต้นทุนการผลิตของสินค้าอุปโภคบริโภคที่มีผลต่อภาวะเศรษฐกิจของประเทศในภาพรวม ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงได้ออกมาตรการช่วยเหลือและบรรเทาผลกระทบ โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ไม่เกิน 30 บาทต่อลิตร โดยมีรายละเอียด ดังนี้

กบง. เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2564 มีมติเห็นชอบ มาตรการบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยปรับลดสัดส่วนผสมขั้นต่ำของไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 7 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา เป็นร้อยละ 6 โดยปริมาตร และปรับหลักเกณฑ์การคำนวณราคา ณ โรงกลั่นของกลุ่มน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว พร้อมทั้งขอความร่วมมือผู้ค้าน้ำมันเชื้อเพลิงปรับลดค่าการตลาดของน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็วลง เป็นเท่ากับ 1.40 บาทต่อลิตร โดยมาตรการดังกล่าวเริ่มดำเนินการระหว่างวันที่ 11 ตุลาคม 2564 ถึง 31 ตุลาคม 2564 และมีการประเมินสถานการณ์อย่างใกล้ชิดเพื่อกำหนดมาตรการในระยะต่อไป

กบง. เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2564 มีมติเห็นชอบมาตรการบรรเทาผลกระทบเพิ่มเติมของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยกำหนดให้มีน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว 3 ชนิด คือ น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 7 น้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 20 ซึ่งกำหนดให้ส่วนต่างราคาขายปลีกระหว่างน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 7 กับน้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา (บี 10) อยู่ที่ 0.15 บาทต่อลิตร และส่วนต่างราคาขายปลีกระหว่างน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 7 กับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี20 อยู่ที่ 0.25 บาทต่อลิตร และขอความร่วมมือผู้ค้าน้ำมันเชื้อเพลิงคงค่าการตลาดของน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ไม่เกิน 1.40 บาทต่อลิตร และมีแนวทางดำเนินการตามมาตรการบรรเทาผลกระทบจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในการรักษาระดับราคาขายปลีกของน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ไม่ให้เกิน 30 บาทต่อลิตร รวมถึงดำเนินการกู้ยืมเงินเพื่อรักษาระดับราคาขายปลีกของน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ทั้งนี้ในกรณีราคาน้ำมันดิบดูไบสูงเกิน 87.5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล หรือสถานภาพกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่เพียงพอที่จะรักษาเสถียรภาพราคาน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ให้ไม่เกิน 30 บาทต่อลิตรแล้ว ให้ประสานกระทรวงการคลังเพื่อปรับลดอัตราภาษีสรรพสามิตเป็นลำดับต่อไป โดยมาตรการดังกล่าวเริ่มดำเนินการ ตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน 2564 เป็นต้นไป

กบง. เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2564 มีมติเห็นชอบมาตรการบรรเทาผลกระทบเพิ่มเติมของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยมีแนวทางดำเนินการในเดือนธันวาคม 2564 ถึง 31 เดือนมีนาคม 2565 โดยมีการปรับลดสัดส่วนผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว จากเดิมมีการผสมอยู่ 3 สัดส่วน คือ บี7 บี10 และบี20 ให้มีสัดส่วนผสมเดียว คือ บี7 และขอความร่วมมือให้ผู้ค้าน้ำมันเชื้อเพลิงคงค่าการตลาดของน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ไม่เกิน 1.40 บาทต่อลิตร รวมถึงติดตามราคาขายปลีกของน้ำมันเชื้อเพลิงกลุ่มดีเซลหมุนเร็วให้ไม่เกิน 30 บาทต่อลิตร และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานประสานฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการนโยบายปาล์มน้ำมันแห่งชาติ (กนป.) นำเสนอมาตรการส่งเสริมการส่งออกน้ำมันปาล์มดิบแก่ คณะกรรมการฯ เพื่อพิจารณามาตรการดังกล่าว ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดโลกยังคงเป็นราคาที่สูง การส่งเสริมการส่งออกเป็นมาตรการหนึ่งที่จะรักษาราคาผลปาล์มได้ใกล้เคียงระดับราคาเฉลี่ยที่ผ่านมา และจะมีการประเมินสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและกำหนดมาตรการเพื่อบรรเทาผลกระทบค่าครองชีพประชาชนในระยะต่อไป



การบรรเทาผลกระทบจากราคาก๊าซ NGV ที่ปรับตัวสูงขึ้น

กพช. เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 มีมติให้กำหนดราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) โดยพิจารณาจากสูตรโครงสร้างราคา ดังนี้

ราคาขายปลีกก๊าซ NGV = ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ + ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

โดยที่ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติคำนวณจากราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างๆ บวกด้วยค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ และค่าผ่านท่อ สำหรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเป็นค่าใช้จ่ายในส่วนของต้นทุนค่าสถานี ค่าขนส่ง และค่าการตลาด

จากสถานการณ์ราคาพลังงานของโลกที่ปรับสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ต้นปี 2564 เป็นต้นมา ประกอบกับสถานการณ์การแพร่กระจายของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศ รวมทั้งรถโดยสารสาธารณะที่มีปริมาณผู้โดยสารลดลงอย่างมากทำให้รายได้ไม่เพียงพอต่อค่าใช้จ่ายและเกิดภาวการณ์ขาดทุนสะสมจากค่าเชื้อเพลิงที่เป็นต้นทุนหลักในการดำเนินธุรกิจ ดังนั้น เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบกับกลุ่มผู้ใช้ก๊าซ NGV เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ทั่วไปและรถโดยสารสาธารณะ ภาครัฐจึงได้มีมาตรการช่วยเหลือ ดังนี้

รถยนต์ทั่วไป

- คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 มีมติให้คงราคาขายปลีกก๊าซ NGV รถทั่วไป ที่ 15.31 บาทต่อกิโลกรัม ต่อไปอีก 5 เดือน (วันที่ 16 มีนาคม ถึง 15 สิงหาคม 2563)
- กบง. เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2564 มีมติเห็นชอบให้คงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 15.59 บาทต่อกิโลกรัม เป็นเวลา 3 เดือน (วันที่ 16 พฤศจิกายน 2564 ถึงวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2565)

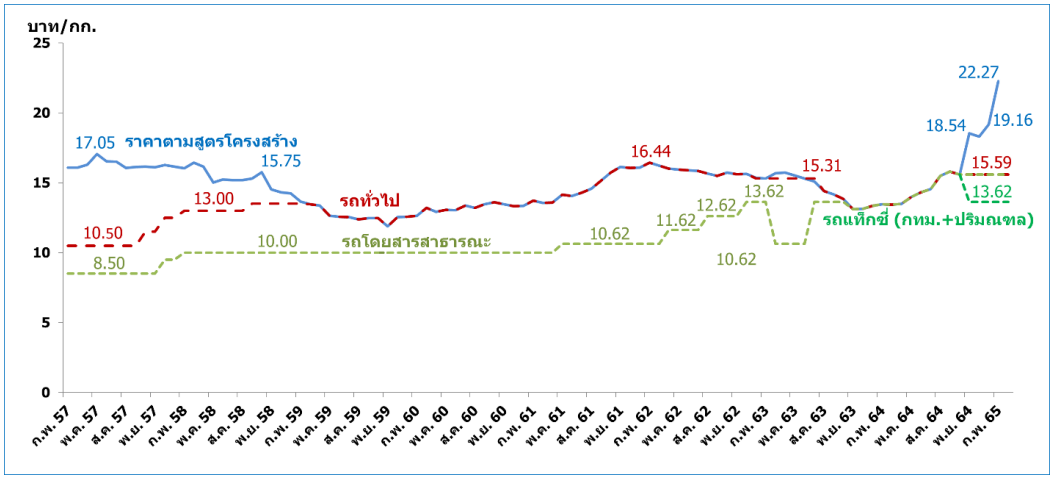
รถโดยสารสาธารณะ

กบง. เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2563 มีมติเห็นชอบให้ลดราคาขายปลีกก๊าซ NGV รถโดยสารสาธารณะ ในเขต กทม./ปริมณฑล: รถแท็กซี่/ตุ๊กตุ๊ก/รถตู้ร่วม ขสมก. ในต่างจังหวัด: รถโดยสาร/มินิบัส/สองแถวร่วม บขส. /รถตู้ร่วม บขส. และรถแท็กซี่ ลง 3 บาทต่อกิโลกรัม จากเดิม 13.62 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 10.62 บาทต่อกิโลกรัม เป็นระยะเวลา 3 เดือน (วันที่ 1 เมษายน ถึง 30 มิถุนายน 2563) โดยขอความร่วมมือบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ช่วยเหลือส่วนต่างราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับรถโดยสารสาธารณะ เพื่อคงราคาขายปลีกที่ 10.62 บาทต่อกิโลกรัม เป็นเวลา 3 เดือน

กบง. เมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2563 มีมติเห็นชอบให้คงราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับรถโดยสารสาธารณะ (ในเขต กทม./ปริมณฑล: รถแท็กซี่/ตุ๊กตุ๊ก/รถตู้ ร่วม ขสมก. ในต่างจังหวัด: รถโดยสาร/มินิบัส/สองแถว ร่วม ขสมก. รถโดยสาร/รถตู้ร่วม บขส. และรถแท็กซี่) ที่ 10.62 บาทต่อกิโลกรัม ต่อไปอีกเป็นระยะเวลา 1 เดือน (วันที่ 1 - 31 กรกฎาคม 2563) โดยขอความร่วมมือ ปตท. ช่วยเหลือส่วนต่างราคาขายปลีก NGV ที่ 10.62 บาทต่อกิโลกรัม เมื่อครบกำหนดเวลาช่วยเหลือแล้ว คณะกรรมการ ปตท. เห็นว่าเศรษฐกิจของประเทศยังฟื้นตัวได้ไม่เต็มที่ จึงขยายระยะเวลาช่วยเหลือผู้ประกอบการรถโดยสารสาธารณะเพื่อเป็นการบรรเทาความเดือดร้อนต่อไปอีก 5 เดือน โดยคงราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับรถโดยสารสาธารณะ ที่ 13.62 บาทต่อกิโลกรัม (วันที่ 1 สิงหาคม - 31 ธันวาคม 2563)

นอกจากนี้ ปตท. ยังได้ดำเนินโครงการ “เอ็นจีวี เพื่อลมหายใจเดียวกัน” เพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบจากโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ให้กับผู้ประกอบอาชีพขับขี่รถแท็กซี่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล โดยสามารถซื้อก๊าซ NGV ในราคา 13.62 บาทต่อกิโลกรัม วงเงินซื้อก๊าซ NGV ที่ได้รับส่วนลดไม่เกิน 10,000 บาทต่อเดือน เป็นระยะเวลา 3 เดือนครึ่ง (วันที่ 1 พฤศจิกายน 2564 – 15 กุมภาพันธ์ 2565)

ทั้งนี้ ในภาพรวมนอกจากกระทรวงพลังงานจะมีหน้าที่ดูแลให้มีปริมาณก๊าซ NGV เพียงพอกับความต้องการใช้เพื่อไม่ให้เกิดภาวะการขาดแคลนแล้ว หากราคาขายปลีกปรับสูงขึ้นจนอาจส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ก็จะมีมาตรการช่วยเหลือโดยปรับราคาให้เหมาะสมกับสถานการณ์ในแต่ละช่วงเวลา



กราฟแสดงการช่วยเหลือราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับรถแต่ละประเภท

การจัดสรรผลประโยชน์บัญชี Take or Pay แหล่งก๊าซธรรมชาติเมียนมา

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ได้ทำสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ประเทศเมียนมา โดยมีกำหนดเริ่มส่งก๊าซในวันที่ 1 สิงหาคม 2541 และวันที่ 1 เมษายน 2543 ตามลำดับ โดยทั้งสองสัญญามีเงื่อนไขการซื้อขายแบบ Take or Pay (TOP) กล่าวคือ หากผู้ซื้อรับก๊าซไม่ครบปริมาณขั้นต่ำรายปีตามสัญญา ผู้ซื้อจะมีภาระผูกพันต้องจ่ายเงินค่าก๊าซให้ผู้ขายสำหรับปริมาณที่รับขาดไปก่อน ทั้งนี้ ผู้ซื้อสามารถเรียกรับก๊าซตามปริมาณที่ได้ชำระเงินไปแล้วนั้นคืนในภายหลังโดยไม่ต้องจ่ายเงินอีก (Make up) โดยในช่วงปี 2541 - 2544 ปตท. มีการวางท่อส่งก๊าซฯ จากชายแดนไทย - เมียนมา มายังโรงไฟฟ้าราชบุรีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แต่เนื่องจากวิกฤติเศรษฐกิจปี 2540 ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าและก๊าซลดน้อยลง คณะรัฐมนตรี (ครม.) จึงมีมติให้ กฟผ. ขยายสัญญาก่อสร้างโรงไฟฟ้าราชบุรีออกไป 180 วัน และให้ ปตท. ชะลอโครงการก่อสร้างท่อราชบุรี – วังน้อย ทำให้ ปตท. ไม่สามารถรับก๊าซจากแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุนได้ครบปริมาณขั้นต่ำรายปีตามสัญญา และต้องจ่ายเงินค่า TOP

สรุปปริมาณและมูลค่า TOP ของแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ในช่วงปี 2541 – 2544

ปี	2541		2542		2543		2544		รวมทั้งหมด	
หน่วย	พันล้านบีทียู	ล้านบาท	พันล้านบีทียู	ล้านบาท	พันล้านบีทียู	ล้านบาท	พันล้านบีทียู	ล้านบาท	พันล้านบีทียู	ล้านบาท
ยาดานา	20,710	1,934	101,036	11,366	90,340	13,756	-	-	212,086	27,056
เยตากุน	-	-	-	-	26,468	3,669	31,509	4,725	57,977	8,395
รวม	20,710	1,934	101,036	11,366	31,509	4,725	116,808	17,426	270,063	35,451

กพช. เมื่อวันที่ 13 กรกฎาคม 2543 และคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2543 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการลดขนาดของภาระ TOP และแนวทางการจัดสรรภาระดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นจากภาระ TOP โดยให้ ปตท. เป็นแกนกลางชำระค่า TOP โดยการกู้หรือระดมทุนไปก่อน แล้วจึงเรียกเก็บดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นจาก กฟผ. และภาครัฐในภายหลัง ซึ่งสัดส่วนของภาระดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นอยู่ในความรับผิดชอบของ ปตท. และ กฟผ. เท่ากับร้อยละ 11.4 และร้อยละ 12.8 ตามลำดับ สำหรับในส่วนของภาครัฐที่ร้อยละ 75.8 จะให้ ปตท. จัดสรรส่งผ่านเข้าไปในราคาก๊าซและค่าไฟฟ้า และมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เป็นแกนกลางในการเร่งรัดและติดตามการดำเนินมาตรการลดขนาดของภาระ TOP และรายงาน กพช. เพื่อทราบเป็นระยะ โดยให้ สนพ. กฟผ. และ ปตท. รวมทั้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการบริหารจัดการบัญชี TOP ต่อไป

ปตท. มีการออกพันธบัตรเพื่อชำระค่า TOP ให้แก่ผู้ขายมูลค่า 35,451 ล้านบาท และมีภาระดอกเบี้ย TOP ทั้งสิ้น 4,403 ล้านบาท โดยเป็นความรับผิดชอบของ ปตท. 502 ล้านบาท กฟผ. 564 ล้านบาท และภาครัฐ 3,338 ล้านบาท ภาระดอกเบี้ยในส่วนของภาครัฐ 3,338 ล้านบาท ปตท. ได้ดำเนินการส่งผ่านไปในราคาก๊าซ (Levelized Price) ในอัตรา 0.4645 บาทต่อล้านบีทียู ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2544 จนถึงเดือนกรกฎาคม 2551 โดย สนพ. กฟผ. และ ปตท. ได้มีการพิจารณารายงานบัญชีภาระ TOP ตามกลไกที่กำหนดไว้ทุกปี

ปตท. เริ่มมีการรับก๊าซ Make up ของแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุน ตั้งแต่ปี 2544 และ 2545 ตามลำดับ ต่อมาราคาก๊าซ Make up ปรับสูงขึ้นโดยตลอด ทำให้เกิดกำไรจากส่วนต่างราคาที่รับ Make up และราคาที่จ่าย TOP ปตท. จึงนำกำไรที่ได้ไปหักลดดอกเบี้ยจ่ายพันธบัตร และนำไปหักลดมูลค่าต้นทุน TOP ตามแนวทางที่กำหนด ทำให้สามารถหักมูลค่าต้นทุนของ TOP จากทั้งสองแหล่งได้หมดในปี 2555 โดยยังมีเนื้อก๊าซ ให้ Make up ได้ต่อไปโดยไม่มีต้นทุน ซึ่งสามารถรับก๊าซแหล่งเยตากุนได้หมดในปี 2555 และแหล่งยาดานาได้หมดในปี 2561 ทำให้เกิดกำไรในบัญชี TOP นับตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นมาจนถึงปี 2561 โดย ปตท. ได้มีการบันทึกดอกเบี้ยรับทบต้นไว้ ซึ่งสถานะของบัญชี TOP ณ วันที่ 30 พฤศจิกายน 2564 มีกำไรสะสมประมาณ 13,594 ล้านบาท

เพื่อให้ประเทศได้รับประโยชน์สูงสุด กบง. เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2564 และ กพช. เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2565 จึงได้มีมติเห็นชอบให้นำผลประโยชน์ของบัญชี Take or Pay ณ วันที่ 30 พฤศจิกายน 2564 จำนวนเงิน 13,594 ล้านบาท พร้อมดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินการคืนภาครัฐทั้งหมด ไปช่วยอุดหนุนค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยนำส่งเงินและลดราคาค่าก๊าซธรรมชาติให้กับ กฟผ. เพื่อลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนในช่วงสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 โดยมอบหมายให้ กกพ. ทำหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินการดังกล่าว

การกำหนดหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG สำหรับกลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

กบง. เมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2564 มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG สำหรับกลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 โดยกำหนดให้มีหลักเกณฑ์กำหนดราคา LNG Benchmark ของไทยที่มีความเหมาะสม โปร่งใสและเป็นธรรม เพื่อใช้ในการกำกับราคา LNG นำเข้า โดยมอบหมายให้ สนพ. ร่วมกับสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG (LNG Benchmark) สำหรับสัญญาระยะยาวและ/หรือสัญญาระยะกลาง สำหรับกลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. (Regulated Market) และนำเสนอขอความเห็นชอบจากกบง. และ กพช. ก่อนที่จะประกาศเป็นหลักเกณฑ์ให้ผู้ประกอบการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) นำไปใช้ในการจัดหาต่อไป ภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ ให้นำสัญญาซื้อขาย LNG เสนอต่อ กบง. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการดำเนินการ

2. การกำหนดหลักเกณฑ์ราคา LNG Benchmark ของประเทศไทย

กบง. เมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2564 และ กพช. เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2565 ได้พิจารณาเรื่องการกำหนดหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG สำหรับกลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยมีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG (LNG Benchmark) สำหรับกลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (Regulated Market) เป็น 3 รูปแบบ ดังนี้

1) สมการในรูปแบบเส้นตรงที่อ้างอิงราคาน้ำมัน (Oil-linked Only Linear Formula) โดยอ้างอิงราคาน้ำมันดิบ Brent หรือ Japan Crude Cocktail

P_{LNG} = A x [Oil Marker] + B เป็น Linear หรือ S-Curve

2) สมการในรูปแบบเส้นตรงที่อ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติ (Gas-linked Only Linear Formula) โดยอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติของ Henry Hub (HH)

P_{LNG} = C x HH + D เป็น Linear หรือ S-Curve

3) สมการในรูปแบบ Hybrid ซึ่งอ้างอิงทั้งราคาน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ และมีจุดหักมุม (Hybrid Oil-Gas-Linked Formula with a Kink Point)

P_{LNG} = A x [Oil Marker] + B Oil Marker ≤ E $/barrel

P_{LNG} = Z(A x [Oil Marker] + B) + (1-Z)(C x HH + D) Oil Marker > E $/barrel

โดย

P_{LNG}	=	ราคานำเข้า LNG มีหน่วยเป็น ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู
A	=	Oil Marker Slopes สำหรับปี 2565 ไม่เกิน xxx
Oil Marker	=	ดัชนี JCC หรือ Brent เฉลี่ยสามเดือนย้อนหลังในเดือนที่ n-2, n-3 และ n-4
B	=	ค่าคงที่ ไม่เกิน xxx มีหน่วยเป็น ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู ขึ้นกับการเจรจา
HH	=	ดัชนี Henry Hub เฉลี่ยสามเดือนย้อนหลังในเดือนที่ n-2, n-3 และ n-4
C	=	HH Factor สำหรับปี 2565 ไม่เกิน xxx
D	=	ค่าคงที่ ไม่เกิน xxx มีหน่วยเป็น ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู ขึ้นกับการเจรจา
E	=	จุดหักมุม ไม่เกิน xxx มีหน่วยเป็น ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ขึ้นกับการเจรจา
Z	=	ร้อยละการถ่วงน้ำหนักของสมการในรูปแบบอ้างอิงราคาน้ำมัน ขึ้นกับการเจรจา

มีเงื่อนไข ดังนี้

(1) การทำสัญญาเป็นแบบ Sales & Purchase Agreement (SPA) ในระยะสัญญาระยะกลางและ/หรือระยะยาว ที่เหมาะสม โดยหมายถึงระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 5 ปีขึ้นไป

(2) ระยะเวลาในการประกาศใช้ คือ 12 เดือน และอาจมีแก้ไข (revision) หากสถานการณ์มีการเปลี่ยนแปลงจนกระทบต่อการเจรจาจัดหา

(3) ผู้นำเข้าจะต้องมีการเปิดเงื่อนไข take-or-pay ที่ยืดหยุ่นเพื่อประกอบการพิจารณา

(4) เนื่องจากตลาด LNG ในระยะนี้มีความผันผวนและมีแนวโน้มเข้าสู่ภาวะ Seller's Market หากไม่สามารถจัดหา LNG โดยหลักเกณฑ์ราคานำเข้าดังกล่าวได้ ให้นำเสนอหลักเกณฑ์ราคาที่ดีที่สุดต่อ กบง. พิจารณา

ทั้งนี้ ได้มอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้กำกับดูแลและพิจารณาในรายละเอียดของหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG สำหรับกลุ่ม Regulated Market ต่อไป

แนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ปี 2565

กบง. เมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2564 และ กพช. เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2565 มีมติเห็นชอบแนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ปี 2565 เพื่อให้สถานการณ์การผลิตก๊าซธรรมชาติของแหล่งเอราวัณ (G1/61) ช่วงเปลี่ยนผ่านมีความต่อเนื่อง ไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. จัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมเต็มความสามารถของแหล่ง รวมถึงจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซเพิ่มเติมจากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีศักยภาพ ได้แก่ แหล่งอาทิตย์ แปลง B8/32 และแปลง G2/61 นอกจากนี้ ในปัจจุบัน ปตท. อยู่ระหว่างการเจรจากับผู้ขายเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแปลง B-17&C-19 แปลง B-17-01 และแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย มีรายละเอียดดังนี้

แหล่ง	ปริมาณ (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	ระยะเวลา	หมายเหตุ
อาทิตย์	63	พฤษภาคม 2565 - ธันวาคม 2567	เสนอคณะกรรมการปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2564
B8/32	16	พฤษภาคม 2565 - พฤษภาคม 2568	รมว.พน. ลงนามในการกำหนดราคาก๊าซ เมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2564
JDA B-17&C-19 และ B-17-01	33	กรกฎาคม 2565 - กันยายน 2572	อยู่ระหว่างการเจรจาระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายก๊าซ
JDA A-18	50	ปี 2565	

2. การเลื่อนแผนการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 8 ออกไปจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2565 ซึ่งคาดว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 2,197 ล้านหน่วยต่อปี สามารถลดปริมาณการใช้ LNG ตลอดปี 2565 ทดแทนการนำเข้า Spot LNG ประมาณ 0.282 ล้านตันต่อปี

3. รับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนส่วนเพิ่มจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และ/หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จากสัญญาเดิม กลุ่มชีวมวล ซึ่งปัจจุบันกลุ่ม SPP ชีวมวล มีกำลังผลิตเหลือ 455 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นประเภทสัญญา Firm 20 ราย จำนวน 151 เมกะวัตต์ และประเภทสัญญา Non-Firm 20 ราย จำนวน 305 เมกะวัตต์ คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,500 ล้านหน่วยต่อปี (PF 50%) ทดแทนการนำเข้า Spot LNG ประมาณ 0.225 ล้านตันต่อปี อย่างไรก็ตามในการผลิตจริงอาจไม่สามารถดำเนินการได้ทั้งหมด เนื่องจากขึ้นกับปริมาณเชื้อเพลิงที่ผันแปรตามฤดูกาล และศักยภาพระบบส่งไฟฟ้าที่มีข้อจำกัด ทั้งนี้ ควรมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าไม่เกินกว่าอัตรารับซื้อไฟฟ้าในสัญญาเดิม

4. เปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลและน้ำมันเตาทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า คาดว่าจะทดแทนการนำเข้า Spot LNG ประมาณ 1.59 ล้านตันต่อปี อย่างไรก็ตาม มาตรการทั้งหมดขึ้นอยู่กับ Generation Mix หรือศักยภาพของระบบส่งที่รองรับและความเพียงพอของการจัดหาเชื้อเพลิงตามฤดูกาล

5. รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังน้ำสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) เช่น เร่งรัดการจ่ายไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าน้ำงึม 3 ซึ่งมีกำหนด Unit Operation Period กลางปี 2566

ทั้งนี้ กบง. เมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2564 ได้มีข้อสังเกตต่อแนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ปี 2565 ดังนี้

1. พิจารณาแนวทางการนำต้นทุนส่วนเพิ่มในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงอื่นที่ทดแทนก๊าซธรรมชาติในช่วงที่ขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ มาคำนวณรวมในราคา Pool Gas เพื่อให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าทุกภาคเศรษฐกิจเป็นต้นทุนเดียวกัน
2. ควรพิจารณาข้อมูลด้านต้นทุนราคาเชื้อแพลิงในการผลิตไฟฟ้า อาทิ ราคาก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเชื้อเพลิง และเชื้อเพลิงอื่นๆ เพื่อประกอบการพิจารณาบริหารจัดการเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม
3. ให้พิจารณาการรับซื้อพลังงานทดแทนส่วนเพิ่มจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และ/หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยอาจพิจารณารับซื้อจากสัญญาเดิม และสามารถรับซื้อจากเชื้อเพลิงอื่นนอกเหนือจากชีวมวลได้ด้วย
4. ให้พิจารณาการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงอื่นทดแทนก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม อาทิ การใช้เชื้อเพลิงอื่นในกลุ่มโรงกลั่นน้ำมัน และกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568

กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 และ กบง. เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2564 เห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568 และกรอบแนวทางการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2564 – 2568 โดยมีสรุปสาระสำคัญดังนี้

1. ความเป็นมา

ตามที่กระทรวงพลังงาน มีนโยบายการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อใช้เป็นกรอบแนวทางในการกำกับดูแลและกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน ซึ่งกระทรวงพลังงานจะมีการทบทวนและปรับปรุงทุก 5 ปี เพื่อให้นโยบายมีความสอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป ทั้งสภาพเศรษฐกิจ สังคม และเทคโนโลยี รวมทั้งแผนพัฒนาพลังงานด้านไฟฟ้าของประเทศ ดังนั้น ในช่วงปี 2562 – 2563 จึงได้มีการศึกษาทบทวนนโยบายภายใต้โครงการโครงการศึกษาแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568 โดยทำการศึกษาและวิเคราะห์นโยบายต่างประเทศที่มีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใกล้เคียงกับประเทศไทยหรือมีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ดีเป็นที่ยอมรับในระดับสากล และทำการทบทวนนโยบายเดิมและผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงบริบทประเทศที่มีผลต่อนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยใช้หลักการ PESTEL Analysis ซึ่งพิจารณาในมุมมอง 6 ด้าน ได้แก่ (1) นโยบาย (Political) (2) เศรษฐกิจ (Economical) (3) สังคม (Social) (4) เทคโนโลยี (Technological) (5) สิ่งแวดล้อม (Environmental) (6) กฎหมาย (Legal) ซึ่งสามารถนำไปสู่ประเด็นในการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568 โดยสรุปได้ดังนี้

1.1 ประเด็นการปรับปรุงเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงบริบทของอุตสาหกรรมไฟฟ้าประเทศไทย

1.1.1 การกำหนดอัตราค่าบริการให้ครอบคลุมตามหลักการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

1.1.2 การกำหนดอัตราค่าใช้บริการระบบส่งและระบบจำหน่าย (Wheeling charge)

1.1.3 การปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าให้อยู่บนพื้นฐานของรายได้ที่พึงได้รับ (Allowed revenue) ของแต่ละประเภทกิจการใบอนุญาต

1.1.4 การใช้หลักการ Demand Response ในการส่งสัญญาณให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับพฤติกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า

1.1.5 การเพิ่มอัตราค่าไฟฟ้าทางเลือกให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า

1.2 ประเด็นการปรับปรุงเพื่อยกระดับความโปร่งใสและเป็นธรรมต่อผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง

1.2.1 การแยกค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense) ออกจากค่าไฟฟ้าฐาน และ Ft

1.2.2 การปรับปรุงแนวทางการช่วยเหลือเกื้อกูลผู้มีรายได้น้อยและผู้ด้อยโอกาส โดยบูรณาการกับฐานข้อมูลสวัสดิการสังคม

1.2.3 การนำหลักการเทียบเคียงมาตรฐาน (Benchmark) มาใช้ประกอบการกำกับดูแลและจูงใจรัฐวิสาหกิจให้ดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ

1.2.4 การทบทวนกรณียกเว้นสำหรับการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่ไม่อยู่ภายใต้หลักการ Uniform Tariff

1.3 ประเด็นการปรับปรุงเพื่อนำพานโยบายไปสู่การปฏิบัติที่ดี

2. วัตถุประสงค์

2.1 เพื่อให้การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนในการให้บริการของกิจการไฟฟ้าอย่างเหมาะสมและเป็นธรรมต่อทั้งผู้รับใบอนุญาตและผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่ม

2.2 เพื่อให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงบริบทของอุตสาหกรรมไฟฟ้า อันเกิดจากนโยบายและยุทธศาสตร์ของประเทศ รวมถึงการเปลี่ยนแปลงทาง เศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม และเทคโนโลยี ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

2.3 เพื่อให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ามีความเกื้อหนุนต่อการรักษาประสิทธิภาพ เสถียรภาพ และความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศโดยรวม

2.4 เพื่อให้การกำกับดูแลการส่งผ่านต้นทุนค่าไฟฟ้าในการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าเป็นไปอย่างโปร่งใสและมีประสิทธิภาพ

2.5 เพื่อให้การดำเนินนโยบายของภาครัฐผ่านกลไกการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปอย่างครอบคลุม เป็นธรรม และมีประสิทธิภาพ

3. หลักการทั่วไป

3.1 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ต้องเป็นอัตราเดียวทั่วประเทศ (Uniform tariff) ยกเว้นในกรณีดังต่อไปนี้ กรณีที่เป็นการตกลงซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกันโดยไม่อยู่ภายใต้การควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กรณีที่เป็นการซื้อขายไฟฟ้าบนพื้นที่เกาะ กรณีที่เป็นการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ กรณีที่เป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการคุณภาพหรือบริการด้านไฟฟ้าที่แตกต่างจากปกติ หรือ กรณีอื่นๆ โดยให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อให้ความเห็นชอบ

3.2 อัตราค่าไฟฟ้า ต้องสะท้อนรายได้ที่พึงได้รับ (Allowed revenue) ซึ่งคิดจากต้นทุนและผลตอบแทนที่เหมาะสมของแต่ละประเภทใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าแยกออกจากกัน

3.3 อัตราค่าไฟฟ้า ต้องคำนึงถึงต้นทุนในการรักษาเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยเทียบเคียงกับหลักการในการให้บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary service) เพื่อให้รายรับที่เรียกเก็บจากผู้สร้างความผันผวนต่อระบบไฟฟ้ามีความสมดุลกับค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้า และกระจายภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวไปยังผู้มีส่วนเกี่ยวข้องอย่างเหมาะสมและเป็นธรรม

3.4 การกำกับดูแลผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าให้ดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ ควรประยุกต์ใช้แนวทางการกำกับดูแลด้วยแรงจูงใจ (Incentive regulation) โดยอาศัยการเทียบเคียงมาตรฐาน (Benchmark) ที่ครอบคลุมและเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน ควบคู่กับการเทียบเคียงกับผลการดำเนินงานในอดีต

3.5 ให้มีกลไกในการติดตามการลงทุนของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าและการเรียกคืนเงินค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บไปเกิน (Claw back mechanism) สำหรับการลงทุนที่ไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนหรือการลงทุนในโครงการที่ไม่มีความจำเป็นหรือ การลงทุนที่ไม่มีประสิทธิภาพ โดยให้สามารถนำเงินดังกล่าวไปคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม

3.6 ให้มีกลไกการชดเชยรายได้ผ่านกองทุนพัฒนาไฟฟ้า เพื่อดูแลภาระต้นทุนของระบบจำหน่าย และการจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกันภายใต้อัตราเดียวกันทั่วประเทศ (Uniform Tariff)

4. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง

4.1 ที่มาของอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ให้คิดจากรายได้ที่พึงได้รับของ กิจการผลิต กิจการระบบส่งไฟฟ้า และกิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

4.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ควรสะท้อนความแตกต่างของต้นทุนตาม ระดับแรงดันไฟฟ้า และ ช่วงเวลา

4.3 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง สำหรับขายให้กับ การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องเป็นโครงสร้างเดียวกัน

5. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

5.1 ที่มาของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้คิดจากต้นทุนในการซื้อไฟฟ้า รวมกับรายได้ที่พึงได้รับ ของกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า และกิจการจำหน่ายไฟฟ้า

5.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ควรสะท้อนความแตกต่างของต้นทุนตาม แรงดันไฟฟ้า ช่วงเวลาการใช้ และลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่ม

5.3 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ควรส่งสัญญาณให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวม โดยประยุกต์ใช้แนวคิดตามหลักความร่วมมือในการตอบสนองด้านโหลด (Demand response)

5.4 ให้มีการดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยโดยเฉพาะบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย

6. องค์ประกอบเพิ่มเติมในอัตราค่าไฟฟ้า

6.1 ให้มีองค์ประกอบค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของภาครัฐ หรือ PE อันหมายถึง ต้นทุนส่วนเพิ่ม ที่แตกต่างไปจากการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพตามปกติของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งใช้เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของภาครัฐ และต้องกระจายภาระดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม ครอบคลุม และเป็นธรรม โดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

6.2 ให้มีองค์ประกอบค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic adjustment mechanism) หรือค่า Ft ซึ่งคิดจากค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างไปจากค่าที่ใช้ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน โดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

7. การศึกษาและเตรียมการเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงอุตสาหกรรมไฟฟ้า

7.1 ให้มีการศึกษาและดำเนินการประกาศใช้อัตราค่าใช้บริการระบบส่งและระบบจำหน่าย (Wheeling charge) ภายในปี 2568

7.2 ให้มีการพิจารณากำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อเป็นทางเลือกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมและสอดคล้องกับสถานการณ์ตามที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เห็นสมควร อาทิ อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเติมเงิน (Pre-paid) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ให้ความร่วมมือในการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าแบบชั่วคราว (Temporary demand response programs)

7.3 ให้ใช้แนวทางการสนับสนุนแบบมุ่งเป้า (Targeted subsidy) ในการดูแลช่วยเหลือผู้ด้อยโอกาสซึ่งมีลักษณะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย

7.4 ให้มีการจัดเตรียมข้อมูลเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและการพัฒนาอุตสาหกรรมไฟฟ้าเพื่อบูรณาการเข้ากับฐานระบบข้อมูลของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

7.5 ให้มีการวางยุทธศาสตร์เชิงรุกในการให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและประชาชน

7.6 ให้บูรณาการความร่วมมือในการศึกษาเกี่ยวกับแนวทางในการพัฒนานโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคตในประเด็นดังต่อไปนี้

7.6.1 ความเป็นไปได้ในการสะท้อนต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่

7.6.2 ความเป็นไปได้ในการเพิ่มสัดส่วนการสะท้อนต้นทุนในส่วนที่คงที่ (Fix cost) ในอัตราค่าไฟฟ้า

7.6.3 ความเป็นไปได้ในการกำหนดค่า Ft ที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา

7.6.4 การพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมของการไฟฟ้า ให้มีความสามารถในการแข่งขันกับภาคเอกชน รวมทั้งเป็นกลไกของภาครัฐในการรักษาความมั่นคงและเสถียรภาพด้านไฟฟ้า เพื่อรองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้า การศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อรองรับการเข้ามาของ Prosumers

แนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ของประเทศ

กบง. เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2564 รับทราบรายงานแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

1.1 จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ในหลายพื้นที่ทั่วโลก ส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศไทยและหลายประเทศทั่วโลก ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศลดต่ำลงเมื่อเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ส่งผลให้ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ของประเทศสูงขึ้น

1.2 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) จึงได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (คณะอนุกรรมการฯ) จัดตั้งคณะทำงานบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ (คณะทำงานฯ) เพื่อพิจารณากำหนดแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศให้เป็นไปอย่างเหมาะสมเพื่อแก้ปัญหาในเร่งด่วน และพิจารณาทบทวนระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของประเทศ ตลอดจนเสนอแนะแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศให้สามารถรองรับการพัฒนาของประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพและไม่เป็นภาระต่อภาคประชาชน

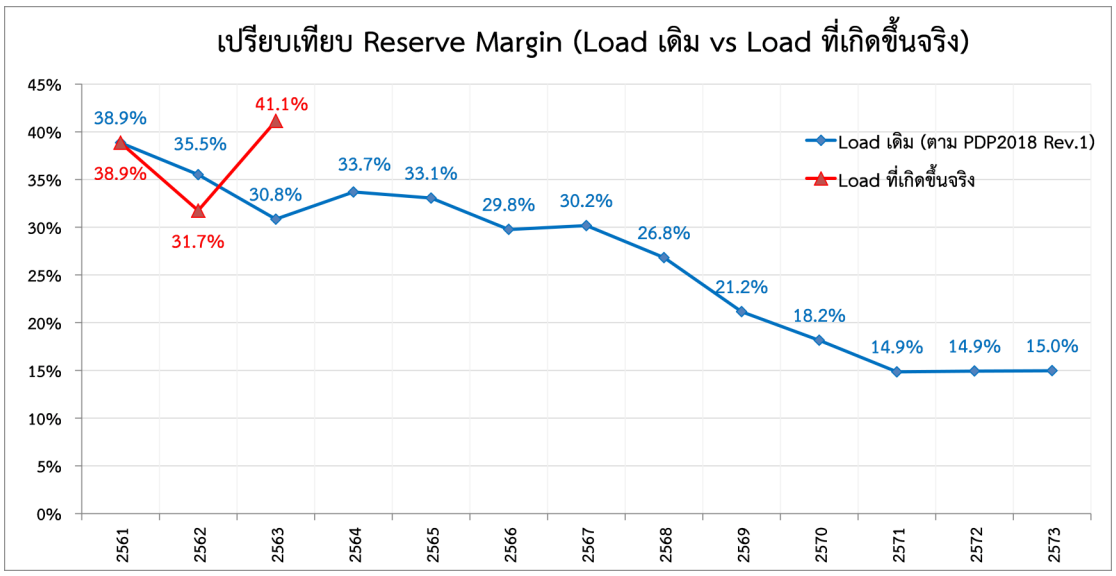
2. รายงานแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ

คณะทำงานฯ ได้มีการประชุมเพื่อรวบรวมข้อมูลและพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจำนวนทั้งสิ้น 5 ครั้ง ในช่วงเดือนธันวาคม 2563 - มีนาคม 2564 ประกอบกับการหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องภายนอก เช่น สำนักงานคณะกรรมการนโยบายเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (สกพอ.) สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) รวมถึงการประชุมหารือร่วมกับผู้บริหารกระทรวงพลังงาน (พน.) และได้จัดทำร่างรายงานแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศเพื่อนำเสนอคณะอนุกรรมการฯ สรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

2.1 ข้อเท็จจริงสถานการณ์ระดับ Reserve Margin ของประเทศไทยในปัจจุบัน

2.1.1 ผลกระทบสถานการณ์โควิด-19 ต่อระดับ Reserve Margin

แผน PDP2018 Rev.1 ได้มีการประมาณการ Reserve Margin ณ ปี 2562 และปี 2563 ไว้ที่ประมาณ 35.5% และ 30.8% ตามลำดับ ซึ่งเมื่อคณะทำงานฯ ได้ศึกษาความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปี 2562 - 2563 พบว่า การใช้ไฟฟ้าที่ลดลงจากสถานการณ์โควิด-19 ส่งผลกระทบให้ระดับ Reserve Margin สูงกว่าที่ประมาณการโดย PDP2018 Rev.1 อยู่ที่ประมาณ 10% ในปี 2563



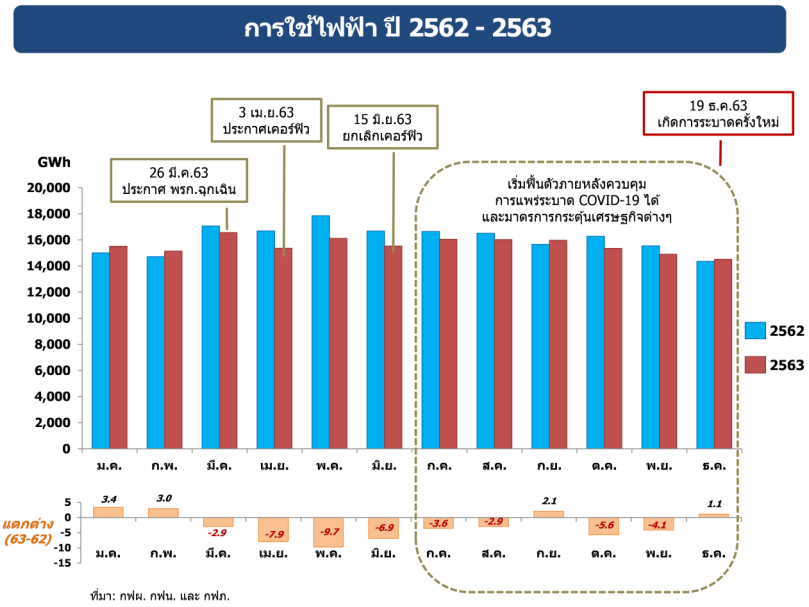
หมายเหตุ : ใช้ Supply ตาม PDP2018 Rev.1 โดยปรับลดปริมาณโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเหลือ 150 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2566 และปรับให้โรงไฟฟ้าบางประกงทดแทน 1,386 เมกะวัตต์ เข้าระบบในปี 2564 (เดิมเข้าปี 2563) เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์จริง

การเปรียบเทียบ Reserve Margin ของความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง
และ Reserve Margin ตามแผน PDP2018 Rev.1

2.1.2 สถานการณ์การใช้ไฟฟ้าในช่วงปี 2562 – 2563 กำลังฟื้นตัวสูงขึ้น

เพื่อให้เห็นทิศทางการใช้พลังงานในภาพรวมของประเทศ คณะทำงานฯ ได้รวบรวมข้อมูลสถิติการใช้ไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า สรุปได้ว่า

- **ช่วงกลางปีที่มีการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 การใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างมีนัยสำคัญ** การใช้ไฟฟ้าในช่วงการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 และมีการประกาศมาตรการห้ามบุคคลออกนอกเคหะสถานในช่วงเวลาที่กำหนด (เคอร์ฟิว) ในประเทศ (เมษายน – มิถุนายน 2563) มีปริมาณการใช้ไฟฟ้ารายเดือนปี 2563 ลดลงต่ำกว่าช่วงเวลาเดียวกันของปี 2562
- **ช่วงปลายปีการใช้ไฟฟ้าเริ่มกลับสู่ภาวะปกติ** ภายหลังจากการยกเลิกประกาศเคอร์ฟิว (กรกฎาคม – ธันวาคม 2563) ปริมาณการใช้ไฟฟ้ากลับไปอยู่ใกล้เคียงกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2562 โดยในเดือนกันยายนและเดือนธันวาคมของปี 2563 นั้นมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าช่วงเวลาเดียวกันของปี 2562 ซึ่งแม้จะเป็นช่วงที่มีอุณหภูมิลดลงในปี 2563 แต่การใช้ไฟฟ้ากลับไม่ลดลง



หมายเหตุ : จากสถิติการใช้ฟ้าอุณหภูมิเปลี่ยนแปลง +/- 1 องศาเซลเซียส มีผลทำให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง +/- 300 เมกะวัตต์ โดยประมาณ

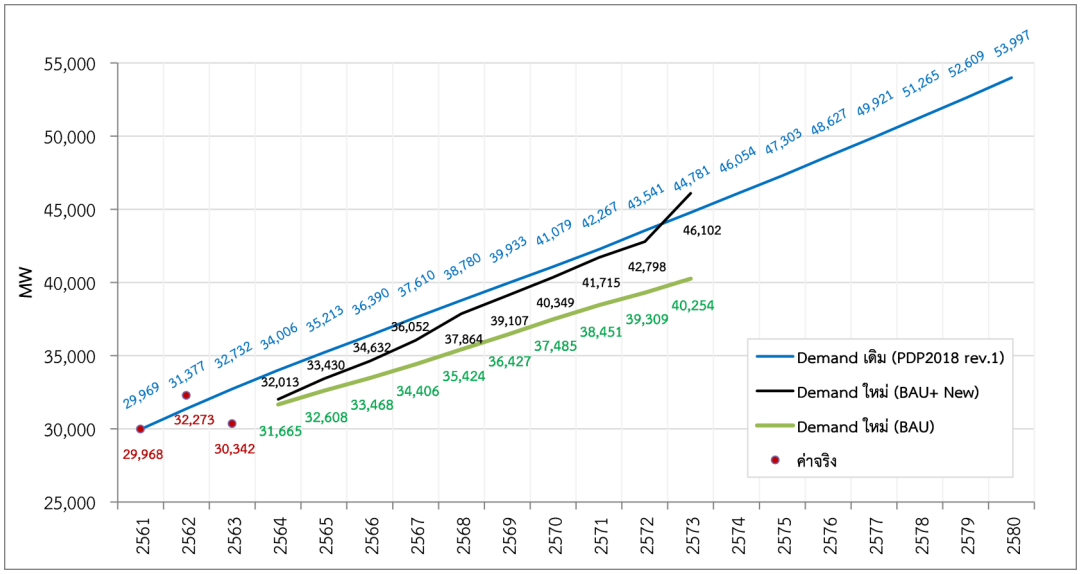
แสดงการเปรียบเทียบสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าในช่วงปี 2562 – 2563

2.1.3 สรุปข้อเท็จจริงสถานการณ์ระดับ Reserve Margin ของประเทศไทย

จากข้อมูลข้างต้นจะเห็นได้ว่าผลกระทบการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 มีผลต่อระดับ Reserve Margin สูงกว่าปกติประมาณ 10% แต่จากแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าที่จะฟื้นตัวเข้าสู่ภาวะปกติตามข้อ 2.1.2 คาดว่าจะส่งผลให้ระดับ Reserve Margin กลับมาอยู่ที่ประมาณ 30% ตามประมาณการเดิม ดังนั้น คณะทำงานฯ จำเป็นต้องกำหนดแนวทางการบริหารจัดการ Reserve Marginดังกล่าวในระยะสั้น นอกจากนี้ คณะทำงานฯ ยังต้องศึกษาประมาณการความต้องการไฟฟ้าของประเทศในอนาคตเพื่อให้ทราบถึงประมาณการระดับ Reserve Margin ในระยะ 10 ปี สำหรับการวางแผนบริหารจัดการให้เป็นไปอย่างเหมาะสมต่อไป

2.2 ประมาณการความต้องการไฟฟ้าของประเทศในระยะ 10 ปี (2564 - 2573)

คณะทำงานฯ ได้จัดทำประมาณการความต้องการไฟฟ้าหลังจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ในช่วงปี 2564 – 2573 ประกอบด้วยการประมาณการความต้องการไฟฟ้าในกรณีปกติ (BAU) และการประมาณการความต้องการไฟฟ้าจากโครงการ มาตรการ หรือกิจกรรมใหม่ (New Demand) ที่ยังไม่ได้ระบุไว้ในแผน PDP ได้แก่ 1) โครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูง 2) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) 3) เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) 4) อุตสาหกรรมปิโตรเลียมระยะที่ 4 ในพื้นที่ Southern Economic Corridor (SEC) และ 5) การพัฒนาระบบ 5G ของประเทศไทย ทั้งนี้ สามารถเปรียบเทียบความต้องการไฟฟ้าในกรณีต่าง ๆ ได้ดังนี้



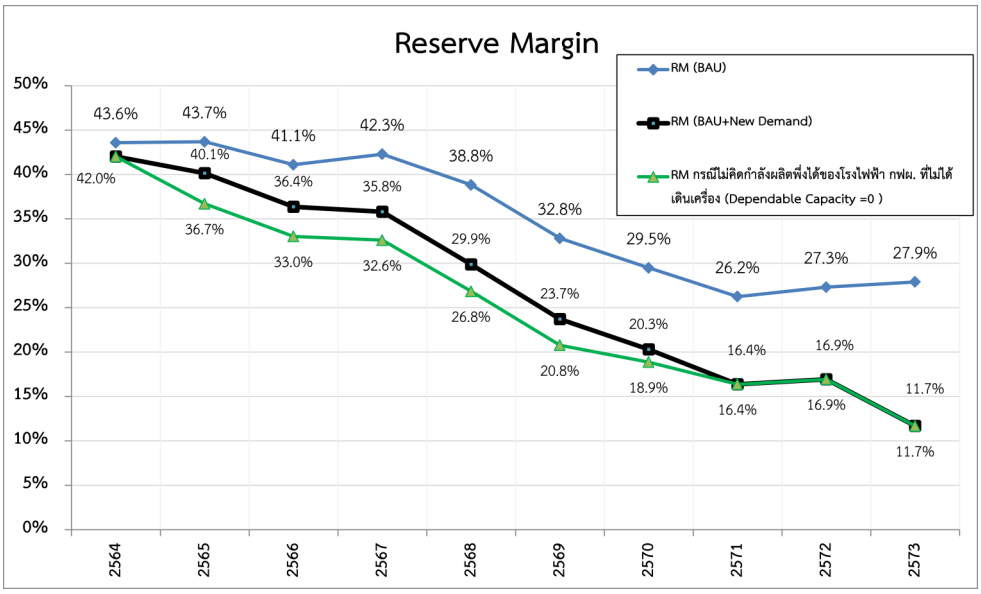
การเปรียบเทียบประมาณการความต้องการไฟฟ้าจาก Demand ใหม่

จากรูปข้างต้นพบว่าความต้องการไฟฟ้าจาก Demand ใหม่ จะสูงไปกว่าที่คาดการณ์ในแผนPDP2018 Rev.1 โดยเฉพาะหลังปี 2572 ความต้องการไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้น กระทรวงพลังงานจะต้องเริ่มเตรียมการจัดหาไฟฟ้าเพิ่มเติมในทุกรูปแบบ ทั้งนี้ หากไม่มีการจัดหาโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมในช่วงเวลาดังกล่าวอาจส่งผลให้ประเทศมีไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการ รวมทั้งกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของประเทศ

2.3 ข้อเสนอแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ

คณะทำงานฯ ได้จัดทำรายงานแนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ เสนอคณะอนุกรรมการฯ และ กบง. พิจารณาแล้ว เมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2564 และวันที่ 14 พฤษภาคม 2564 ตามลำดับโดยสาระสำคัญของแนวทางการบริหารจัดการ Reserve Margin ตามที่คณะทำงานฯ เสนอ แบ่งเป็น

1) แนวทางในระยะสั้น : การแยกโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ไม่ได้เดินเครื่องออกจากระบบ ซึ่งจะส่งผลให้ Reserve Margin ในปี 2569 ลดลงเหลือประมาณ 20% และตั้งแต่ปี 2571 เป็นต้นไป กำลังผลิตไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (Reliable Capacity) จะเริ่มลดลงต่ำกว่าค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ที่เพิ่มสูงขึ้น จึงจำเป็นที่จะต้องมีการจัดหาไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อรองรับความต้องการที่คาดว่าจะสูงขึ้น นอกจากนี้ จะต้องมีการพิจารณาทบทวนสมมติฐานการประเมิน Reserve Margin และการกำหนดค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ไม่ค่อยได้เดินเครื่องดังกล่าวให้เหมาะสมต่อไป



หมายเหตุ : - ใช้ Supply ตาม PDP2018 Rev.1 โดยปรับลดปริมาณโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเหลือ 150 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2566 และปรับให้โรงไฟฟ้าบางประกงทดแทน 1,386 เมกะวัตต์ เข้าระบบในปี 2564 (เดิมเข้าปี 2563) เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์จริง
- RM กรณีไม่คิดกำลังผลิตพึ่งได้ของเฉพาะโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่ไม่ได้เดินเครื่องหรือเดินเครื่องน้อย (Dependable Capacity = 0) : โรงไฟฟ้าที่จะไม่ได้เดินเครื่องหรือเดินเครื่องน้อยในช่วงปี 2564 – 2568 มีจำนวน 2 โครงการ (BPK-T3, BPK-T4) กำลังผลิตรวม 1,152 เมกะวัตต์

ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ (Reserve Margin) จากมาตรการระยะสั้น

2) แนวทางในระยะยาว : จะต้องมีการทบทวนเกณฑ์ Reserve Margin และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ที่เหมาะสม สำหรับการวางแผนจัดหาของประเทศ การออกแบบสัญญารับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนให้เหมาะสมกับลักษณะของโรงไฟฟ้าและระบบไฟฟ้า การปรับปรุงกฎระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมและยืดหยุ่น และปรับปรุงข้อมูลและปรับแนวทางการจัดทำแผน PDP ใหม่ให้เหมาะสมกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

การพิจารณาทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573

กบง. เมื่อวันที่ 28 ตุลาคม 2564 มีมติเห็นชอบการทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

1.1 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 2/2564 (ครั้งที่ 154) เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ได้มีการพิจารณากรอบแผนพลังงานชาติ โดยได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ และมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) บริหารจัดการและพิจารณาทบทวนปรับปรุงแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ให้สอดคล้องกับข้อเสนอการดำเนินการในระยะเร่งด่วนเพื่อเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ได้ตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ในยุทธศาสตร์ระยะยาวของประเทศ โดยข้อเสนอการดำเนินการระยะเร่งด่วนที่ กพช. มอบหมาย กบง. คือ พิจารณาเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดในรูปแบบต่างๆ และปรับลดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วง 10 ปีข้างหน้า (พ.ศ. 2564 – 2573) ตามความเหมาะสม เพื่อปรับสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าให้มีการผูกพันเชื้อเพลิงฟอสซิลเท่าที่จำเป็นและสามารถรองรับการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้ในระยะยาว

1.2 กบง. ในการประชุมครั้งที่ 8/2564 (ครั้งที่ 30) เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2564 ได้พิจารณาการดำเนินการ ตามที่ กพช. มอบหมาย โดยได้มีมติเห็นชอบในหลักการการบริหารจัดการและพิจารณาทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 และมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ร่วมกันดำเนินการทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 ตามมติ กพช. ให้สอดคล้องกับศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

2. การพิจารณาทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573

2.1 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมกับ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ได้พิจารณาทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 ตามหลักการที่ กบง. ได้มีมติเห็นชอบไว้ โดยได้มีการพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้ารายปีตามแผน PDP2018 Rev.1 และมีการปรับเป้าหมายและแผนการจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์การดำเนินการในปัจจุบัน เหมาะสมกับสถานการณ์ต้นทุนและแนวโน้มเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด สอดคล้องกับศักยภาพของประเทศ รวมถึงปรับแผนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิลให้มีความเหมาะสมมากขึ้น ดังนี้

2.2.1 การพิจารณาศักยภาพรายเชื้อเพลิง ให้มีความเหมาะสมสอดคล้องกับศักยภาพของประเทศ สถานการณ์ต้นทุนและเทคโนโลยี และปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ตามหลักสากล IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories โดยให้ความสำคัญกับเชื้อเพลิงที่ไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นหลัก ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม และพลังน้ำ เพื่อสนับสนุนให้ภาคพลังงานเป็นส่วนสำคัญที่ช่วยขับเคลื่อนการดำเนินการตามนโยบาย Carbon Neutrality ของภาครัฐ โดยสรุปแผนการปรับกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ณ ปี 2573 แยกตามประเภทและลำดับความสำคัญของเชื้อเพลิงได้ ดังนี้

(1) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ปรับลดเป้าหมาย 700 เมกะวัตต์ (จากเดิม 6,150 เมกะวัตต์ เป็น 5,450 เมกะวัตต์) ในส่วนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่ยังไม่มีผู้พัฒนาและไม่มีภาระผูกพันกับภาครัฐ

(2) พลังงานลม ปรับเพิ่มเป้าหมาย 1,230 เมกะวัตต์ (จากเดิม 270 เมกะวัตต์ เป็น 1,500 เมกะวัตต์) เพื่อให้สอดคล้องกับศักยภาพเชื้อเพลิงที่จัดทำโดย พพ. โดยเลื่อนการรับซื้อให้เร็วขึ้นจากแผนเดิมในแผน PDP2018 Rev.1 ที่กำหนดเปิดรับซื้อในช่วงปี 2575-2580 เนื่องจากความก้าวหน้าของเทคโนโลยีกังหันลมในปัจจุบันที่สามารถผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีความเร็วลมต่ำซึ่งเป็นลักษณะภูมิประเทศของประเทศไทยได้ จึงทำให้มีพื้นที่ที่มีศักยภาพเพิ่มมากขึ้น อีกทั้งการผลิตไฟฟ้าจากลมส่วนใหญ่เกิดขึ้นในช่วงกลางคืน จึงมีประโยชน์ต่อการบริหารจัดการพลังงานในภาพรวมให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด สอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เกิดขึ้นเฉพาะในช่วงกลางวันได้เป็นอย่างดี

(3) พลังงานแสงอาทิตย์ ปรับลดเป้าหมาย 739 เมกะวัตต์ (จากเดิม 5,194 เมกะวัตต์ เป็น 4,455 เมกะวัตต์) เพื่อให้เหมาะสมกับความก้าวหน้าเทคโนโลยีแผงโซล่าเซลล์ที่ให้ประสิทธิภาพการผลิตต่อหน่วยสูงขึ้น รวมถึงแนวโน้มราคาเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่คาดว่าจะลดต่ำลงและสามารถนำมาพัฒนาร่วมกับแผงโซล่าเซลล์ เพื่อเพิ่มระยะเวลาการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ต่อเนื่องและยาวนานมากขึ้น ซึ่งจะมีส่วนช่วยในการลดภาระการลงทุนระบบสายส่งในการรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนได้ โดยปริมาณดังกล่าวเป็นเป้าหมายรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farm) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำ (Floating Solar) ซึ่งในช่วงปี 2564 - 2573 มีศักยภาพของ Floating Solar รวมประมาณ 1,060 เมกะวัตต์

(4) เชื้อเพลิงชีวมวล ปรับลดเป้าหมาย 635 เมกะวัตต์ (จากเดิม 1,120 เมกะวัตต์ เป็น 485 เมกะวัตต์) เพื่อให้เป็นไปตามผลการประเมินศักยภาพเชื้อเพลิงของ พพ. และกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ทั้งในส่วนของโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ และ/หรือ โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลอื่นๆ ที่อาจมีนโยบายเปิดรับซื้อในอนาคต

(5) เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ ปรับลดเป้าหมาย 448 เมกะวัตต์ (จากเดิม 783 เมกะวัตต์ เป็น 335 เมกะวัตต์) เพื่อให้เป็นไปตามผลการประเมินศักยภาพเชื้อเพลิงของ พพ. และกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ทั้งในส่วนของโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน และ/หรือ โครงการอื่นๆ ที่อาจมีนโยบายเปิดรับซื้อในอนาคต

(6) เชื้อเพลิงขยะ ปรับเพิ่มเป้าหมาย 200 เมกะวัตต์ (จากเดิม 400 เมกะวัตต์ เป็น 600 เมกะวัตต์) ตามศักยภาพเชื้อเพลิง โดยแบ่งเป็น ขยะชุมชน 400 เมกะวัตต์ และขยะอุตสาหกรรม 200 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ได้ปรับกำหนดSCOD ให้เหมาะสมกับความพร้อมของการพัฒนาโครงการ จากเดิมปี 2565 เป็นปี 2567 - 2568

(7) พลังน้ำขนาดเล็ก ปรับเพิ่มเป้าหมาย 26 เมกะวัตต์ (จากเดิม 26 เมกะวัตต์ เป็น 52 เมกะวัตต์) ตามแผนการดำเนินโครงการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและกรมพัฒนาทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

(8) รับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ ปรับเพิ่มเป้าหมาย 1,366 เมกะวัตต์ (จากเดิม 1,400 เมกะวัตต์ เป็น 2,766 เมกะวัตต์) เพื่อให้สอดคล้องกับความพร้อมในการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจาก สปป. ลาว ทั้งที่มีความชัดเจนแล้วและที่อยู่ระหว่างการพิจารณารับซื้อเข้าระบบในช่วงปี 2564 - 2573 รวมทั้งสิ้น 3 โครงการ ได้แก่ 1) โครงการน้ำงึม 3 ขนาดกำลังผลิตตามสัญญา 469 เมกะวัตต์ กำหนด SCOD ปี 2569 2) โครงการปากแบง ขนาดกำลังผลิตตามสัญญา 897 เมกะวัตต์ กำหนด SCOD ปี 2571 และ 3) โครงการหลวงพระบาง ขนาดกำลังผลิตตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ กำหนด SCOD ปี 2573

2.2.2 สรุปการปรับปรุงแผนกำลังการผลิตไฟฟ้ารายปี ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 จะมีโรงไฟฟ้าใหม่ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบรวมทั้งสิ้น 15,643 เมกะวัตต์ (เพิ่มขึ้น 300 เมกะวัตต์) ได้แก่ (1) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล 5,450 เมกะวัตต์ (ลดลง 700 เมกะวัตต์) ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 4,850 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าถ่านหิน (ลิกไนต์) 600 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด 10,193 เมกะวัตต์ (เพิ่มขึ้น 1,000 เมกะวัตต์) ประกอบด้วย รับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ 2,766 เมกะวัตต์ และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ 7,427 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

(กำลังผลิตตามสัญญา หน่วย: เมกะวัตต์)

ปีเข้าระบบ	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	รวม	ส่วนต่าง
1. โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล												
โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ					650	700	2,100	700	700		4,850	-700
โรงไฟฟ้าถ่านหิน (ลิกไนต์)						600					600	0
รวมโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	-	-	-	-	650	1,300	2,100	700	700	-	5,450	-700
2. โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด												
รับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ						469		897		1,400	2,766	1366
พลังงานแสงอาทิตย์	45	10	200	300	400	500	600	700	800	900	4,455	-739
พลังงานลม				200	200	200	200	200	250	250	1,500	1,230
ชีวมวล			100	60	135	75	75	40			485	-635
ก๊าซชีวภาพ			40	30	75	75	75	40			335	-448
ขยะ				300	300						600	200
พลังน้ำขนาดเล็ก		10.81	4.14	1.27	9.84	5.25	5.05	6.51	3.45	5.18	52	26
รวมโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด	45	21	344	891	1,120	1,324	955	1,884	1,053	2,555	10,193	1,000
รวมโรงไฟฟ้าใหม่ (1 + 2)	45	21	344	891	1,770	2,624	3,055	2,584	1,753	2,555	15,643	300

2.3 สรุปผลการปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561—2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ในช่วงปี พ.ศ. 2564 – 2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

(กำลังผลิตตามสัญญา หน่วย: เมกะวัตต์)

โรงไฟฟ้าใหม่	PDP2018 Rev.1 (A)	การปรับปรุงใหม่ (B)	ส่วนต่าง (B-A)
1. โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล			
โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ	5,550	4,850	-700
โรงไฟฟ้าถ่านหิน (ลิกไนต์)	600	600	0
รวมโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (1)	**6,150**	**5,450**	**-700**
2. โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด			
รับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ	1,400	2,766	1,366
พลังงานแสงอาทิตย์	5,194	4,455	-739
พลังงานลม	270	1,500	1,230
ชีวมวล	1,120	485	-635
ก๊าซชีวภาพ	783	335	-448
ขยะ	400	600	200
พลังน้ำขนาดเล็ก	26	52	26
รวมโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด (2)	**9,193**	**10,193**	**1,000**
รวมโรงไฟฟ้าใหม่ (1 + 2)	**15,343**	**15,643**	**300**

ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และการขยายกรอบความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับสาธารณรัฐประชาธิปไตย ประชาชนลาว

กพช. เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 และ กบง. เมื่อวันที่ กบง. 28 ตุลาคม 2564 เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และการขยายกรอบความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

1.1 รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าภายใต้บันทึกความเข้าใจระหว่างไทยและ สปป. ลาว เรื่องความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว (MOU) ซึ่งจะมีการดำเนินการซื้อขายไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นใน สปป. ลาว และเชื่อมโยงผ่านระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศ โดยปัจจุบันมีกรอบปริมาณความร่วมมือในการซื้อขายไฟฟ้าจำนวน 9,000 เมกะวัตต์ และมีสถานภาพการซื้อขายไฟฟ้า ดังนี้

(1) โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว 5,421 เมกะวัตต์

โครงการ	ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย (เมกะวัตต์)	ปีที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD)
1. เทิน-หินบุน	214	มีนาคม 2541
2. ห้วยเฮาะ	126	กันยายน 2542
3. น้ำเทิน 2	948	เมษายน 2553
4. น้ำงึม 2	597	มีนาคม 2554
5. เทิน-หินบุนส่วนขยาย	220	ธันวาคม 2555
6. หงสาลิกไนต์ Unit 1,2	491 x 2	Unit 1 : มิถุนายน 2558 Unit 2 : พฤศจิกายน 2558
7. หงสาลิกไนต์ Unit 3	491	มีนาคม 2559
8. เซเปียน-เซน้ำน้อย	354	กันยายน 2562
9. น้ำเงี๊ยบ 1	269	กันยายน 2562
10. ไซยะบุรี	1,220	ตุลาคม 2562

(2) โครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว และอยู่ระหว่างการก่อสร้าง 514 เมกะวัตต์

โครงการน้ำเทิน 1 ปริมาณเสนอขาย 514 เมกะวัตต์ มีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date : SCOD) พฤษภาคม 2565

รวมปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งสิ้น 5,935 เมกะวัตต์ และคงเหลือปริมาณไฟฟ้าที่สามารถรับซื้อเพิ่มเติมจาก สปป. ลาว ประมาณ 3,065 เมกะวัตต์

1.2 กระทรวงพลังงานและบ่อแร่ สปป. ลาว ได้มีหนังสือถึงคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (คณะอนุกรรมการประสานฯ) ส่งข้อเสนอขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำของ สปป. ลาว และมีหนังสือถึงกระทรวงพลังงาน (พน.) แจ้งความประสงค์เสนอขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจำนวน 5 โครงการ ปริมาณเสนอขายไฟฟ้ารวม 4,200 เมกะวัตต์ และขอให้พิจารณาขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าภายใต้ MOU เพื่อรองรับข้อเสนอขายไฟฟ้าดังกล่าว

2. สรุปรายละเอียดโครงการและการดำเนินการเกี่ยวกับการเจรจาและจัดทำ Tariff MOU

มีสาระสำคัญ ดังนี้

(1) โครงการน้ำงึม 3 ผู้พัฒนาโครงการ คือ Chaleun Sekong Energy Co., Ltd. (CSE) ร่วมกับ EGATi และ EDL ตั้งอยู่บนแม่น้ำงึม แขวงไชยสมบูรณ์ สปป. ลาว กำลังผลิตติดตั้ง 480 เมกะวัตต์ ปริมาณเสนอขายไฟฟ้า ณ จุดส่งมอบ 468.78 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าประเภทอ่างเก็บน้ำ (Reservoir) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีประมาณ 2,083 ล้านหน่วย อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 27 ปี กำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) วันที่ 1 มกราคม 2569

(2) โครงการปากแบง ผู้พัฒนาโครงการ คือ China Datang Overseas Investment Co., Ltd. (CDTO) และ Gulf Energy Development Public Co., Ltd. (GULF) ตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง แขวงอุดมไซย สปป. ลาว กำลังผลิตติดตั้ง 912 เมกะวัตต์ ปริมาณเสนอขาย ณ จุดส่งมอบ 897 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Run off river พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีประมาณ 4,525 ล้านหน่วย อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 29 ปี กำหนด SCOD วันที่ 31 ธันวาคม 2571

(3) โครงการปากลาย ผู้พัฒนาโครงการ คือ Sinohydro (Hong Kong) Holding Limited (SHK) และ GULF ตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง แขวงไชยะบุรี สปป. ลาว กำลังผลิตติดตั้ง 770 เมกะวัตต์ ปริมาณเสนอขาย ณ จุดส่งมอบ 763 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Run off river พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีประมาณ 4,010 ล้านหน่วย อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 29 ปี กำหนด SCOD วันที่ 1 มกราคม 2575

(4) โครงการหลวงพระบาง ผู้พัฒนาโครงการ คือ CK Power, PT (Sole) Company Limited, Ch.Karnchang และ Petro Vietnam Power Corporation ตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง สปป. ลาว กำลังผลิตติดตั้ง 1,460 เมกะวัตต์ ปริมาณเสนอขาย ณ จุดส่งมอบ 1,400 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Run off river พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีประมาณ 6,577 ล้านหน่วย อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 35 ปี กำหนด SCOD วันที่ 1 มกราคม 2573

3. อัตราค่าไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจาก สปป. ลาว ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว

โครงการ	ปริมาณเสนอขาย (MW)	COD	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ณ ชายแดน (PE+SE) (บาท/หน่วย)	ค่าก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในฝั่งไทย (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ณ ชายแดน + ค่าก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในฝั่งไทย
1. น้ำเงี๊ยบ 1	269	ก.ย. 2562	2.36	0.24	2.6
2. ไชยะบุรี	1,220	ต.ค. 2562	2.27	0.28	2.55
3. เซเปียน – เซน้ำน้อย	354	ธ.ค. 2562	2.40	0.28	2.68
4. น้ำเทิน 1	514	พ.ค. 2565	2.63	0.24	2.87

4. สรุปข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้า

โครงการ	ปริมาณเสนอขาย (MW)	COD	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ณ ชายแดน (PE+SE) (บาท/หน่วย)	ค่าก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในฝั่งไทย (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ณ ชายแดน + ค่าก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในฝั่งไทย
1. น้ำงึม 3	468.78	ม.ค. 2569	2.6534	0.24	2.8934
2. ปากแบง	897	ธ.ค. 2571	2.5885	0.2050	2.7935
3. ปากลาย	763	ม.ค. 2575	2.6989	0.2437	2.9426

ทั้งนี้ กพช. เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 มีมติของที่ประชุม ดังนี้

1. เห็นชอบอัตราค่าไฟฟ้าของโครงการน้ำงึม 3 โครงการปากแบง โครงการปากลาย และมอบหมายให้ กฟผ. ลงนามในร่าง Tariff MOU ทั้ง 3 ฉบับ ที่ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด แล้ว ทั้งนี้ สำหรับโครงการน้ำงึม 3 จะต้องดำเนินการจัดทำ Full Due diligence ให้แล้วเสร็จก่อนจึงจะสามารถลงนามได้

2. เห็นชอบให้ กฟผ. สามารถปรับปรุงเงื่อนไขในร่าง Tariff MOU ของโครงการน้ำงึม 3 โครงการปากแบง โครงการปากลาย ในขั้นตอนการจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบอัตราค่าไฟฟ้า

3. เห็นชอบการขยายกรอบปริมาณรับซื้อไฟฟ้าภายใต้บันทึกความเข้าใจระหว่างไทยและ สปป. ลาว เรื่องความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว จาก 9,000 เมกะวัตต์ เป็น 10,500 เมกะวัตต์ ตามผลการหารือในที่ประชุมที่เห็นว่าข้อเสนอการขยายกรอบปริมาณรับซื้อไฟฟ้าภายใต้บันทึกความเข้าใจฯ จาก 9,000เมกะวัตต์ เป็น 9,500 เมกะวัตต์ ตามที่เลขานุการฯ เสนอนั้น จะสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายใน ค.ศ. 2065 ของประเทศไทยได้อย่างจำกัด และครอบคลุมโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่อยู่ระหว่างการดำเนินการแค่บางส่วน ดังนั้น ที่ประชุมจึงได้พิจารณาข้อเสนอเดิมที่ กบง. ได้เคยเสนอในที่ประชุม กพช. ครั้งที่ 2/2564 เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ที่เสนอขอขยายกรอบปริมาณรับซื้อไฟฟ้าภายใต้บันทึกความเข้าใจฯ เป็น 10,500 เมกะวัตต์ โดยข้อเสนอดังกล่าวได้มีการพิจารณาครอบคลุมโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่อยู่ระหว่างการดำเนินการกับ สปป. ลาว ทั้งหมดและสอดคล้องกับข้อเสนอของ สปป. ลาว ซึ่งจะเป็นการปิดความเสี่ยงในการขยายกรอบปริมาณรับซื้อไฟฟ้าภายใต้บันทึกความเข้าใจฯ ในอนาคตและรักษาความสัมพันธ์อันดีกับประเทศเพื่อนบ้าน นอกจากนี้ ไฟฟ้าจากพลังน้ำมีต้นทุนต่ำกว่าพลังงานสะอาดประเภทอื่น ซึ่งจะเป็นเครื่องมือสำคัญในการควบคุมอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศในอนาคตเมื่อประเทศไทยมีระดับการใช้พลังงานสะอาดเพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้ การขยายกรอบดังกล่าวยังอยู่ภายใต้กรอบความมั่นคงทางพลังงานที่กำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศใดประเทศหนึ่งได้ไม่เกินร้อยละ 13 ของกำลังการผลิตทั้งหมดในระบบ

การรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)

กพช. เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 และ กบง. เมื่อวันที่ 1 พฤศจิกายน 2564 มีมติเห็นชอบข้อเสนอหลักการในการรับซื้อไฟฟ้าและอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565 โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) หรือ AEDP 2012 - 2021 ได้กำหนดเป้าหมายให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนประเภทเชื้อเพลิงขยะ 400 เมกะวัตต์ และต่อมาแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 หรือ AEDP 2015 กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนประเภท

เชื้อเพลิงขยะชุมชนเพิ่มขึ้นเป็น 500 เมกะวัตต์ โดยการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะได้มีการดำเนินการตั้งแต่การใช้นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดยการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 และต่อเนื่องมาจนมีการเปลี่ยนรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจากการให้ส่วนเพิ่มราคาเป็นการใช้อัตรา Feed-in Tariff (FiT) โดย กพช. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มีมติเห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT สำหรับ VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากขยะ ซึ่งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ออกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การจัดหาไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) พ.ศ. 2559 ลงวันที่ 1 ธันวาคม 2559 (สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก) และออกประกาศแก้ไขเพิ่มเติมเพื่อคัดเลือกผู้ยื่นคำร้องและข้อเสนอขอขายไฟฟ้าเพื่อลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายโดยมีการประกาศรายชื่อผู้ผ่านการคัดเลือกจำนวน 11 โครงการ และมีกำหนด SCOD ภายในปี 2564 ในส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) กพช. เมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2560 ได้พิจารณาเกี่ยวกับโครงการให้เอกชนลงทุนก่อสร้างและบริหารจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) วันที่ 26 สิงหาคม 2557 และผ่านการพิจารณาจากคณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมวันที่ 12 มกราคม 2559 โดยเห็นชอบให้ ดำเนินโครงการตามขั้นตอนแห่งพระราชบัญญัติการให้เอกชนร่วมลงทุนในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2556 และ กพช. มีมติเห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการ และในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) เป็นการทั่วไป

2. ข้อเสนอหลักการในการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565

2.1 การรับซื้อไฟฟ้าไม่ต้องผ่านกระบวนการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) สอดคล้องตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2558 โดยจะต้องเป็นโครงการที่สอดคล้องกับ Roadmap หรือแผนแม่บทระดับชาติของรัฐบาล ต้องผ่านการพิจารณาคัดเลือกจากคณะกรรมการกลางจัดการสิ่งปฏิกูลและมูลฝอย และได้รับความเห็นชอบจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทยตามพระราชบัญญัติรักษาความสะอาดและความเป็นระเบียบเรียบร้อยของบ้านเมือง (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2560

2.2 การส่งเสริมจะเป็นในลักษณะ Non-firm ทั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เนื่องจากปัญหาการจัดหาเชื้อเพลิงขยะที่ไม่แน่นอนอาจส่งผลให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอ

2.3 การพิจารณาอัตรารับซื้อไฟฟ้า FiT จะสะท้อนต้นทุนของโรงไฟฟ้าขยะ ทั้งในส่วนของค่าก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดเตรียมขยะให้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการควบคุมมลพิษให้อยู่ในเกณฑ์ที่ไม่สร้างความเดือนร้อนแก่ประชาชนโดยรอบ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าจะได้รับค่ากำจัดขยะ (Tipping Fee) จากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ตามงบประมาณที่ได้รับการจัดสรรซึ่งแตกต่างกันตามแต่ละพื้นที่ส่งผลให้ต้นทุนการบริหารจัดการเชื้อเพลิงสุทธิแตกต่างกัน ดังนั้น การพิจารณาอัตรารับซื้อไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงข้อจำกัดดังกล่าว ร่วมกับประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าและการกำจัดขยะของโครงการโรงไฟฟ้าขยะ เพื่อให้ได้ผลตอบแทนที่เหมาะสม ไม่ส่งผลกระทบต่อประชาชนและเป็นประโยชน์ต่อประเทศชาติสูงสุดในภาพรวม

2.4 กำหนดให้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (SCOD) ภายในปี 2567 - 2568 ตามการทบทวนปรับปรุงแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี พ.ศ. 2564 - 2573 ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก กบง. เมื่อวันที่ 28 ตุลาคม 2564 ปริมาณรับซื้อไฟฟ้ารวมไม่เกิน 215 เมกะวัตต์ โดยพิจารณาจากโครงการกำจัดขยะเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่ได้รับความเห็นชอบจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย แบ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ปริมาณ 115 เมกะวัตต์ และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ปริมาณ 100 เมกะวัตต์

2.5 การรับซื้อไฟฟ้าจะต้องพิจารณาถึงความพร้อมในด้านต่างๆ ได้แก่ ที่ดิน ปริมาณเชื้อเพลิง เทคโนโลยี ระบบสายส่ง/สายจำหน่าย แหล่งเงินทุน และประสบการณ์ของผู้พัฒนาโครงการ เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินการให้บรรลุผลสำเร็จได้ตามเป้าหมายภายใต้แผนการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนตามแผน PDP และเป็นไปตามแนวทางการบริหารจัดการขยะมูลฝอยตามแผนแม่บทการบริหารจัดการขยะมูลฝอยของประเทศ (พ.ศ. 2559 - 2564)

3. ข้อเสนออัตารับซื้อไฟฟ้าจากจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565

3.1 เนื่องจากโครงการกำจัดขยะเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของกรุงเทพมหานครและองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่ผ่านความเห็นชอบจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทยเป็นการพิจารณาความเหมาะสมของโครงการจากผลการศึกษา ซึ่งหลายโครงการได้มีการลงนามสัญญากับภาคเอกชนให้ดำเนินโครงการแล้ว และ กบง. เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2561 ได้มอบหมายให้ กกพ. ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการที่มีความพร้อมในระยะถัดไป จึงเห็นควรให้กำหนดอัตารับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT ไม่เกินกรอบอัตราสูงสุดตามที่ กพช. เคยมีมติในเรื่องนี้ไว้แล้ว ดังนี้

(1) โครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สำหรับปี 2565

อ้างอิงอัตารับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ FiT ตาม มติ กพช. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FiT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FiT Premium 8 ปีแรก (บาท/หน่วย)
	FiT_F	$FiT_{V,2567}$	FiT		
กำลังผลิตติดตั้ง ≤10 เมกะวัตต์	2.39	2.69	5.08	20	0.70

(2) โครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) สำหรับปี 2565

อ้างอิงอัตารับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ FiT ตาม มติ กพช. เมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2560

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FiT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
	FiT_F	$FiT_{V,2567}$	FiT	
กำลังผลิตติดตั้ง >10-50 เมกะวัตต์	1.81	1.85	3.66	20

3.2 ในส่วนของการประกาศรับซื้อไฟฟ้า เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากขยะอาจมีต้นทุนการดำเนินการแต่ละโครงการที่แตกต่างกัน ดังนั้น เพื่อให้อัตารับซื้อไฟฟ้าแต่ละโครงการมีความเหมาะสม เป็นธรรม และไม่เกิดภาระกับผู้ใช้ไฟฟ้าเกินควร จึงเห็นควรมอบหมายให้ กกพ. พิจารณากำหนดอัตารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม ภายใต้กรอบอัตราสูงสุด (แล้วแต่กรณี) โดยคำนึงถึงต้นทุนโครงการประกอบกับปัจจัยด้านอื่นๆ เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศในภาพรวม เพื่อใช้เป็นอัตราในการประกาศรับซื้อไฟฟ้า

3.3 อัตราที่ กกพ. ประกาศข้างต้นให้ใช้กับการประกาศรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565 โดยโครงการที่ได้ผลการคัดเลือกเอกชนแล้วให้มีกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ภายในปี 2567 ส่วนโครงการที่ยังไม่ได้ผลการคัดเลือกเอกชนให้มี SCOD ภายในปี 2568 ทั้งนี้ กำหนดให้มีอายุสัญญา 20 ปี นับจาก SCOD หรือวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD) แล้วแต่วันใดเกิดขึ้นก่อน

3.4 การดำเนินโครงการกำจัดขยะเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นเป็นการมอบให้เอกชนดำเนินการหรือร่วมดำเนินการตามมาตรา 34/1 ของพระราชบัญญัติรักษาความสะอาดและความเป็นระเบียบเรียบร้อยของบ้านเมือง พ.ศ. 2535 แก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติรักษาความสะอาดและความเป็นระเบียบเรียบร้อยของบ้านเมือง (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2560 โดยเอกชนจะได้ค่ากำจัดขยะจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นซึ่งมีแหล่งที่มาจากงบประมาณรายจ่ายประจำปีหรืองบประมาณขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นและรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งอาจส่งผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าของประชาชนโดยรวม ดังนั้น เพื่อมิให้เป็นการเพิ่มภาระแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โครงการกำจัดขยะเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าที่เพิ่มเติมจากรายชื่อ 23 โครงการที่กระทรวงมหาดไทยรายงานการดำเนินงานมายังกระทรวงพลังงานในครั้งนี้หรือโครงการใหม่ที่จะมีในอนาคต เห็นควรให้ กพช. กำหนดอัตารับซื้อไฟฟ้าและ กกพ. ออกระเบียบและประกาศรับซื้อไฟฟ้าก่อน เพื่อนำอัตราและเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าไปพิจารณาประกอบการกำหนดค่ากำจัดขยะ (Tipping Fee) ที่มีความเหมาะสมและดำเนินการคัดเลือกโครงการต่อไป ทั้งนี้ ตามนัยของมติ กพช. เมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2560

ทั้งนี้ กพช. เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 มีมติเห็นชอบ ข้อเสนอหลักการในการรับซื้อไฟฟ้าและอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยมอบหมายให้ กกพ. พิจารณากำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมภายใต้กรอบอัตราสูงสุด (แล้วแต่กรณี) โดยคำนึงถึงต้นทุนโครงการประกอบกับปัจจัยด้านอื่นๆ เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศในภาพรวม เพื่อใช้เป็นอัตราในการประกาศรับซื้อไฟฟ้าแล้วรายงานให้ กบง. ทราบ และดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565 ให้เป็นไปตามข้อเสนอหลักการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนที่ได้รับความเห็นชอบ รวมถึงให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับข้อสั่งการของประธาน กพช. ไปดำเนินการต่อไป

แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565- 2574

กบง. เมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2564 มีมติเห็นชอบแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565 – 2574 โดยมีสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1. ความเป็นมา

1.1 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 มีมติเห็นชอบแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (แผนแม่บทฯ) และมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน (พน.) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดตามแผนแม่บทต่อไป โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จัดทำแผนปฏิบัติการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เพื่อใช้ในการขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

1.2 สนพ. ได้จัดทำแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ในระยะสั้น พ.ศ. 2560–2564 (แผนการขับเคลื่อนฯ ในระยะสั้น) ซึ่งมีความสอดคล้องกับกรอบการดำเนินงานในระยะสั้น ตามแผนแม่บทฯ และได้นำเสนอให้คณะอนุกรรมการเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ(Smart Grid) (คณะอนุกรรมการฯ) พิจารณาให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 29 กันยายน 2559 ทั้งนี้ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 18 พฤศจิกายน 2559 ได้เห็นชอบแผนการขับเคลื่อนฯ ในระยะสั้น รวมทั้งเห็นชอบกรอบงบประมาณการดำเนินการตามแผนการขับเคลื่อนฯ ในระยะสั้น และ กพช. เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ได้มีมติรับทราบตามมติ กบง. ดังกล่าว

1.3 แผนการขับเคลื่อนฯ ในระยะสั้น จะสิ้นสุดในปี 2564 สนพ. จึงมีความจำเป็นต้องจัดทำแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565–2574 (แผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง) ให้มีความสอดคล้องกับแผนแม่บทฯ และสถานการณ์ในปัจจุบัน เพื่อให้การขับเคลื่อนนโยบายด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยเป็นรูปธรรม มีการพัฒนาไปในทิศทางเดียวกัน และเกิดความร่วมมือระหว่างหน่วยงานอย่างมีประสิทธิภาพ และจะได้ใช้เป็นแนวทางในการขับเคลื่อนแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ของประเทศต่อไป

2. สรุปแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565 – 2574

3.1 วิสัยทัศน์และเป้าหมายภาพรวม (Vision & Goal)

วิสัยทัศน์ (Vision) ของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง

“ส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ และการจัดการทรัพยากรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จำเป็น รองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ายุคใหม่ อย่างมีประสิทธิภาพและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม”

เป้าหมายภาพรวม (Goal) ของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง แบ่งออกเป็น 2 ระยะ ได้แก่

ระยะ 1 – 5 ปี (ระยะสั้น):

การเตรียมความพร้อมและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ที่จำเป็น และนำร่องการจัดการแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources: DER) ในรูปแบบเชิงพาณิชย์ รองรับการเปลี่ยนผ่านแนวโน้มเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ที่เริ่มส่งผลต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

ระยะ 6 – 10 ปี (ระยะปานกลาง):

การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และเร่งการจัดการแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources: DER) อย่างเต็มรูปแบบเชิงพาณิชย์รองรับการเปลี่ยนผ่านแนวโน้มเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ที่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

3.2 เป้าหมายสำคัญ (Key Milestones)

เป้าหมายสำคัญ (Key Milestone) ของการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยภายใต้กรอบแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง แบ่งออกเป็น 4 ระยะ ได้แก่

ระยะ 1 – 2 ปี (ระยะเร่งด่วน ที่จะต้องเร่งดำเนินการ)

ระยะ 3 – 5 ปี (ระยะสั้นของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง)

ระยะ 6 – 10 ปี (ระยะยาวของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง)

ระยะมากกว่า 10 ปี* (มุมมองที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในระยะต่อไป)

หมายเหตุ *แผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง มีการกำหนดเป้าหมายสำคัญในระยะมากกว่า 10 ปี เพื่อแสดงให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกภาคส่วนเห็นถึงมุมมองที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในระยะยาว และเป็นกรอบในการพัฒนาและขับเคลื่อนการดำเนินงานของหน่วยงานต่าง ๆ ให้บรรลุเป้าหมายในอนาคตต่อไป

โดยแบ่งออกเป็น 5 เสาหลัก และแผนอำนวยการสนับสนุน ประกอบด้วย

เสาหลักที่ 1 : การตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการพลังงาน (DR & EMS)

เสาหลักที่ 2 : การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast)

เสาหลักที่ 3 : ระบบไมโครกริดและโปรซูเมอร์ (Microgrid & Prosumer)

เสาหลักที่ 4 : ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)

เสาหลักที่ 5 : การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า (EV Integration) แผนอำนวยการสนับสนุน

ตารางที่ 1 เป้าหมายสำคัญ (Key Milestones) ของการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย

เสาหลัก	เป้าหมายสำคัญ (Key Milestones)
เสาหลักที่ 1 DR & EMS	"เกิดการสั่งการและใช้งานการตอบสนองด้านโหลด (DR) แบบกึ่งอัตโนมัติ (Semi-Auto DR) และแบบอัตโนมัติ (Auto DR) ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท สามารถทดแทนผลิตภัณฑ์ในระบบไฟฟ้าได้หลากหลายในเชิงพาณิชย์และครอบคลุมทุกรูปแบบการให้บริการ (Grid Service) โดยจะกำหนดเป้าหมายการตอบสนองด้านโหลด (DR) ลงในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ระยะ 1 – 2 ปี: ความสำเร็จของการเริ่มต้นใช้งานจริงของการสั่งการการตอบสนองด้านโหลดแบบ Semi-Auto DR สำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม (C&I) ขนาดใหญ่ ระยะ 3 – 5 ปี: เกิดธุรกิจใหม่ (New Business) และผู้เล่นรายใหม่ๆ ในโครงสร้างของการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการพลังงาน (DR & EMS Ecosystem) รวมถึงขยายผล Semi-Auto DR ไปยังกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า C&I ขนาดกลาง ร่วมกับการนำร่องในกลุ่ม C&I ขนาดเล็ก และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า บ้านอยู่อาศัย (Residential) พร้อมทั้งเริ่มนำร่องการสั่งการการตอบสนองด้านโหลดแบบ Auto DR สำหรับกลุ่ม C&I ขนาดใหญ่ ระยะ 6 – 10 ปี: ขยายกรอบเป้าหมายการสั่งการ Semi-Auto DR ไปสู่กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท พร้อมทั้งพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและตลาดรองรับการสั่งการ Auto DR และขยายผลนำร่องการสั่งการAuto DR ระยะมากกว่า 10 ปี: มีความพร้อมในการนำการตอบสนองด้านโหลดมาใช้งานในระบบไฟฟ้าในทุกรูปแบบการให้บริการที่เป็นไปได้ ครอบคลุมทุกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

เสาหลัก	เป้าหมายสำคัญ (Key Milestones)
เสาหลักที่ 2 RE Forecast	"เกิดการใช้งานระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ครอบคลุมทั้งโรงไฟฟ้า SPP, VSSP รวมถึง Prosumer-Aggregator" ระยะ 1 – 2 ปี: ความสำเร็จของการพยากรณ์ให้ครอบคลุม SPP ทั้งประเทศแบบรวมศูนย์กลางในการพยากรณ์ ระยะ 3 – 5 ปี: การเปิดใช้งานศูนย์พยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบเต็มรูปแบบโรงไฟฟ้า SPP ทุกโรงสามารถพยากรณ์ได้เอง และเริ่มนำร่องโรงไฟฟ้า VSPP ขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ ระยะ 6 – 10 ปี: การพยากรณ์แบบกระจายศูนย์โดยการจัดตั้งศูนย์พยากรณ์พลังงานในระดับพื้นที่เป็นรายภูมิภาค โรงไฟฟ้า VSPP ทุกโรงสามารถพยากรณ์ได้เอง และเริ่มนำร่อง Prosumer-Aggregator ขนาดมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ระยะมากกว่า 10 ปี: การพยากรณ์แบบรายพื้นที่ โดย Prosumer-Aggregator และ Aggregator สามารถพยากรณ์ได้เอง
เสาหลักที่ 3 Microgrid & Prosumer	"เกิดการใช้งานพลังงานหมุนเวียนสำหรับไมโครกริดและโปรซูเมอร์ (RE base Microgrid / Prosumer) เชิงพาณิชย์ที่เป็นการดำเนินการปกติ (Business as Usual) และ ไมโครกริด (Microgrid) สามารถช่วยในการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง (High %RE Penetration)" ระยะ 1 – 2 ปี: เกิดการใช้งานไมโครกริดที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูงแบบบริการเต็มรูปแบบ 24 ชั่วโมง 7 วัน (Full service: 24/7) ในพื้นที่ชนบทห่างไกลหรือตามพื้นที่เกาะ และเริ่มการนำร่องสาธิตการใช้งานไมโครกริดสำหรับพื้นที่ที่มีการใช้พลังงานหมุนเวียนและยานยนต์ไฟฟ้าสูง สำหรับภาระโหลดแบบวิกฤต (Critical) หรือช่วงการลดจ่ายไฟฟ้า (Interruptible) ในพื้นที่เขตชุมชนเมือง โดยมุ่งเน้นเพื่อการลดสัดส่วนและ/หรือทดแทนการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในพื้นที่ดังกล่าว ระยะ 3 – 5 ปี: เกิดการใช้งานโครงข่ายไมโครกริด (Community Microgrid) ในเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการใช้พลังงานหมุนเวียนและยานยนต์ไฟฟ้าสูงในเขตพื้นที่เมืองหลัก เช่น กรุงเทพมหานคร พื้นที่โครงการพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) เชียงใหม่ เป็นต้น และเริ่มการศึกษา นำร่องสาธิตการใช้งานไมโครกริดในภาคอุตสาหกรรม (Industry Microgrid) จากภาคเอกชน ระยะ 6 – 10 ปี: เกิดการใช้งาน Industry Microgrid ในเชิงพาณิชย์ และเกิดการขยายผลการใช้งาน Community Microgrid เชิงพาณิชย์เพื่อรองรับพื้นที่ที่มีพลังงานหมุนเวียนและยานยนต์สูงในเมืองรองโดยเริ่มสาธิตนำร่องรูปแบบตลาด และรูปแบบธุรกิจของผู้รวบรวม (Aggregator Business Model) และโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant: VPP) ระยะมากกว่า 10 ปี: เกิดการเชื่อมต่อและใช้งานรูปแบบการให้บริการพลังงานจากไมโครกริด (Energy Service from Microgrid) ในทุกกลุ่มบนรูปแบบแพลตฟอร์ม (Platform) ของ VPP

เสาหลัก	เป้าหมายสำคัญ (Key Milestones)
เสาหลักที่ 4 ESS	“เกิดการใช้งานในทุกรูปแบบการบริการของระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ที่เกี่ยวข้องกับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย รวมถึงมาตรการส่งเสริมรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ (New Business) ของ ESS” ระยะ 1 – 2 ปี: เกิดการใช้งานในส่วนของ Utility Scale และ End-user Scale โดยเน้นโครงการนำร่องด้านการศึกษาทางเทคนิค และเชิงพาณิชย์ (Stacking of Revenue) ผ่านความร่วมมือกันระหว่างภาครัฐ และเอกชน/ความพร้อมของนโยบาย/ข้อกำหนดและกฎระเบียบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง/การเตรียมความพร้อมของบุคลากร/ ESS ถูกพิจารณาในการปรับปรุงการวางแผนด้านพลังงาน เช่น แผน PDP แผน EEP แผน AEDP รองรับการใช้งาน 1 – 2 ชั่วโมงต่อวัน ระยะ 3 – 5 ปี: มีการส่งเสริมการใช้งานในส่วนของการไฟฟ้าฯ (Utility Scale) และผู้ใช้งาน (End-user Scale) และรองรับการใช้งาน 2 – 4 ชั่วโมงต่อวัน ระยะ 6 – 10 ปี: มีการขยายผลการใช้การไฟฟ้าฯ (Utility Scale) และผู้ใช้งาน (End-user Scale) ในวงกว้าง เริ่มเชื่อมต่อจากกลุ่มผู้ใช้งานระบบกับเก็บพลังงานเพื่อให้บริการระบบไฟฟ้าซึ่งรองรับการใช้งาน 4 – 6 ชั่วโมงต่อวัน ระยะมากกว่า 10 ปี: เกิดธุรกิจรูปแบบใหม่ (New Business) ของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานแบบใหม่ (New ESS Technology) มาใช้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าในทุกรูปแบบบริการ และรองรับการใช้งาน 6 – 12 ชั่วโมงต่อวัน
เสาหลักที่ 5 EV Integration	“เกิดการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแบบ V1G และ V2X ครอบคลุมผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าทุกประเภทตามแผนการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทย” ระยะ 1 – 2 ปี: สนับสนุนการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า และการเตรียมความพร้อมด้านโครงข่ายไฟฟ้าในการรองรับการเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้า ระยะ 3 – 5 ปี: การเตรียมความพร้อมในการรองรับการเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้าครอบคลุมทั่วประเทศ รวมถึงการมีส่วนร่วมของยานยนต์ไฟฟ้า (EV) กับโครงข่ายไฟฟ้าและธุรกิจพลังงาน ระยะ 6 – 10 ปี: มีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานของระบบไฟฟ้า รวมถึงการประยุกต์ใช้งานระบบสารสนเทศ (ICT) ร่วมกับ Smart Charge และการใช้งาน V2G ระยะมากกว่า 10 ปี: มีความพร้อมในการนำยานยนต์ไฟฟ้า (EV) มาใช้ในระบบไฟฟ้าในทุกรูปแบบการบริการที่เป็นไปได้ (EV as a Service)
แผนอำนวยการสนับสนุน	“เพื่อช่วยสนับสนุนคู่ขนานไปกับ 5 เสาหลัก รวมถึงพัฒนาเทคโนโลยีสมัยใหม่เพื่อสนับสนุนงาน Smart Grid และพัฒนาให้เกิดรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ (New Business Model)” ระยะ 1 – 2 ปี: เป็นการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานหลัก ระยะ 3 – 5 ปี: การเกิดขึ้นของรูปแบบธุรกิจในลักษณะ Cross Industry ระยะ 6 – 10 ปี: เกิดการบูรณาการการเชื่อมต่อของโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ (Infrastructure Integration) ระยะมากกว่า 10 ปี: มีการเชื่อมโยงที่เสร็จสมบูรณ์พร้อมรองรับ Resource ใหม่ ๆ และการใช้งานที่หลากหลาย

3.3 ประโยชน์ของการจัดทำแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง

ความมุ่งหมายของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง ประกอบด้วย 3 ด้านหลัก ดังนี้

3.1 ด้านการบริหารการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย จะทำให้เกิดการบูรณาการร่วมกันของทุกภาคส่วน และมีกลไกในการติดตามการพัฒนาอย่างเป็นระบบ

3.2 ด้านการเตรียมความพร้อมด้านเทคโนโลยีและโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านทางด้านพลังงาน (Energy Transition) ให้มีความสามารถรองรับการพัฒนาประเทศ และเป้าหมายของแผนต่าง ๆอย่างครบถ้วน ทั้งในส่วนการใช้งานเทคโนโลยีสมัยใหม่ หรือธุรกิจรูปแบบใหม่ ๆ รวมถึงการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานร่วมกับภาคส่วนกิจการอื่น ๆ

3.3 ด้านการพัฒนาโอกาสทางธุรกิจภาคเอกชนและศักยภาพการพัฒนาเทคโนโลยีและความมีส่วนร่วมของหน่วยงานและบุคลากร รวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ ให้มีส่วนร่วมและเห็นทิศทางการเปลี่ยนผ่านในส่วนของกิจการไฟฟ้า เกิดการสร้างโอกาสในการพัฒนาเศรษฐกิจ อุตสาหกรรม นวัตกรรม รวมถึงโอกาสทางธุรกิจภาคเอกชนและศักยภาพการพัฒนาเทคโนโลยีของหน่วยงานและบุคลากรภายในประเทศ

ดังนั้น การจัดทำแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง จะมีความสำคัญและก่อให้เกิดประโยชน์ต่อการพัฒนาระบบไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งจะนำไปสู่การเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ สามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียน รวมถึงการใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (DERs) ประเภทต่าง ๆ ที่จะเติบโตตามแนวโน้มของโลกร่วมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เพื่อช่วยสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งไปสู่พลังงานสะอาดและลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 ตามกรอบแผนพลังงานชาติได้

รายงานผลการศึกษาการพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน (Grid Connector)

สนพ. ได้ดำเนินโครงการศึกษาการพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน (Grid Connector) เพื่อศึกษาบริบทต่างๆ ในการที่จะพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าอาเซียน (Trader หรือ Grid Connector) ให้สามารถผลักดันประเทศไทยเป็นศูนย์กลางและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน โดยไม่เกิดผลกระทบต่อความมั่นคงต่อระบบไฟฟ้าของประเทศ และยังเป็นการสร้างรายได้จากการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าภายในประเทศ รวมถึงการส่งออกหรือส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าให้กับประเทศเพื่อนบ้าน นอกจากนี้ ยังเป็นการรองรับนโยบายการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าภายในภูมิภาค (ASEAN Power Grid) และพัฒนาให้เกิดระบบการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศ ตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในภูมิภาคที่จะเติบโตขึ้นในอนาคต โดยมีสรุปผลการศึกษาที่สำคัญ ดังนี้

1. ผลการประเมินศักยภาพในการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศ

จากผลการประเมินศักยภาพ พบว่า ศักยภาพสูงสุดในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศที่พิจารณาถูกจำกัดด้วยความสามารถในการส่งไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศเสมอ โดยความสามารถในการส่งไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศมีสัดส่วนที่น้อยกว่าศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเหลือของแต่ละประเทศเป็นอย่างมาก ดังนั้น การเพิ่มความสามารถในการส่งไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศจึงเป็นปัจจัยที่สำคัญในการเพิ่มขีดความสามารถในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ

2. ผลวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศ

ในสถานการณ์ฐานซึ่งมีการกำหนดให้ใกล้เคียงกับสถานการณ์ปัจจุบัน กล่าวคือ มีประเทศในขอบเขตการซื้อขายประเทศ 5 ประเทศ กล่าวคือ ไทย ลาว เวียดนาม กัมพูชา มาเลเซีย ซึ่งมีการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีอยู่ในปัจจุบัน มีข้อจำกัดด้านระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศดังเช่นในปัจจุบัน และแต่ละประเทศมีการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของตนเอง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่มีความเป็นไปได้ในการซื้อขายระหว่างกันอยู่ในช่วง 13,711 – 14,040 กิกะวัตต์ชั่วโมงต่อปีโดยประมาณ

3. ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน

ดำเนินการวิเคราะห์ด้วยเครื่องมือ SWOT ตามลักษณะกิจกรรมเกี่ยวกับซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่มีความเป็นไปได้สำหรับประเทศไทย โดยมีสรุปผลการวิเคราะห์สถานภาพของไทยในการดำเนินกิจกรรมซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศในภาพรวมได้ดังนี้

สถานภาพของประเทศไทยในการดำเนินกิจกรรมซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศในภาพรวม

4. ผลการศึกษาวิเคราะห์รวมถึงจัดทำข้อเสนอแนะเกี่ยวกับกฎระเบียบ ข้อบังคับ หลักเกณฑ์ เงื่อนไข รวมถึงรูปแบบสัญญาซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศ ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย

แบ่งข้อเสนอแนะออกเป็น 3 ช่วงระยะเวลาตามรูปแบบแนวทางในการดำเนินงาน ดังนี้

4.1 ช่วงของการเปลี่ยนผ่าน (เป้าหมายระยะสั้น)

เป้าหมายคือการปรับรูปแบบ วิธีการ และกระบวนการในกิจกรรมเกี่ยวกับการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศของประเทศไทยให้มีประสิทธิภาพและรัดกุมเพื่อการขยายกิจกรรมทั้งในเชิงปริมาณและในเชิงคุณภาพ โดยมีประเด็นที่เสนอให้ทำการปรับปรุงในด้านกฎระเบียบ ข้อบังคับ หลักเกณฑ์ และเงื่อนไข ประกอบด้วย การปรับปรุงข้อกำหนดเกี่ยวกับราคาค่าไฟฟ้าที่ส่งออกไปยังต่างประเทศ การปรับปรุงข้อกำหนดในด้านการกำกับดูแล การปรับปรุงแนวทางจัดการบทบาทที่ทับซ้อนให้อยู่ภายใต้อำนาจของผู้กำกับดูแล การปรับปรุงข้อกำหนดและแนวปฏิบัติเกี่ยวกับภาษีในการซื้อขายและส่งผ่านไฟฟ้าระหว่างประเทศ และการพัฒนาข้อกำหนดในการบริหารจัดการสิทธิอันเกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificates หรือ RECs)

4.2 ช่วงของการเปลี่ยนแปลงไปสู่ตลาดไฟฟ้าระหว่างประเทศ

เป้าหมายคือการขยายขอบเขตการดำเนินกิจกรรมการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศของประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้านให้มีความหลากหลายและใกล้ชิดกันมากขึ้น พร้อมทั้งเปิดให้ภาคเอกชนของประเทศไทยได้เข้ามามีส่วนร่วม โดยมีประเด็นที่เสนอให้ทำการเตรียมการปรับปรุงในด้านกฎระเบียบ ข้อบังคับ หลักเกณฑ์ และเงื่อนไข ได้แก่ การยกเลิก/ ยกเว้นนโยบายผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Enhance single buyer: ESB) การบังคับใช้ข้อกำหนด Third Party Access (TPA) สำหรับโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศ การปรับปรุงสัญญารับซื้อไฟฟ้า (PPA) การออกข้อกำหนดเกี่ยวกับตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ การปรับปรุงข้อกำหนดในการกำกับดูแลตลาดไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศ

4.3 ช่วงของการพัฒนาไปสู่ตลาดไฟฟ้าในระดับภูมิภาค

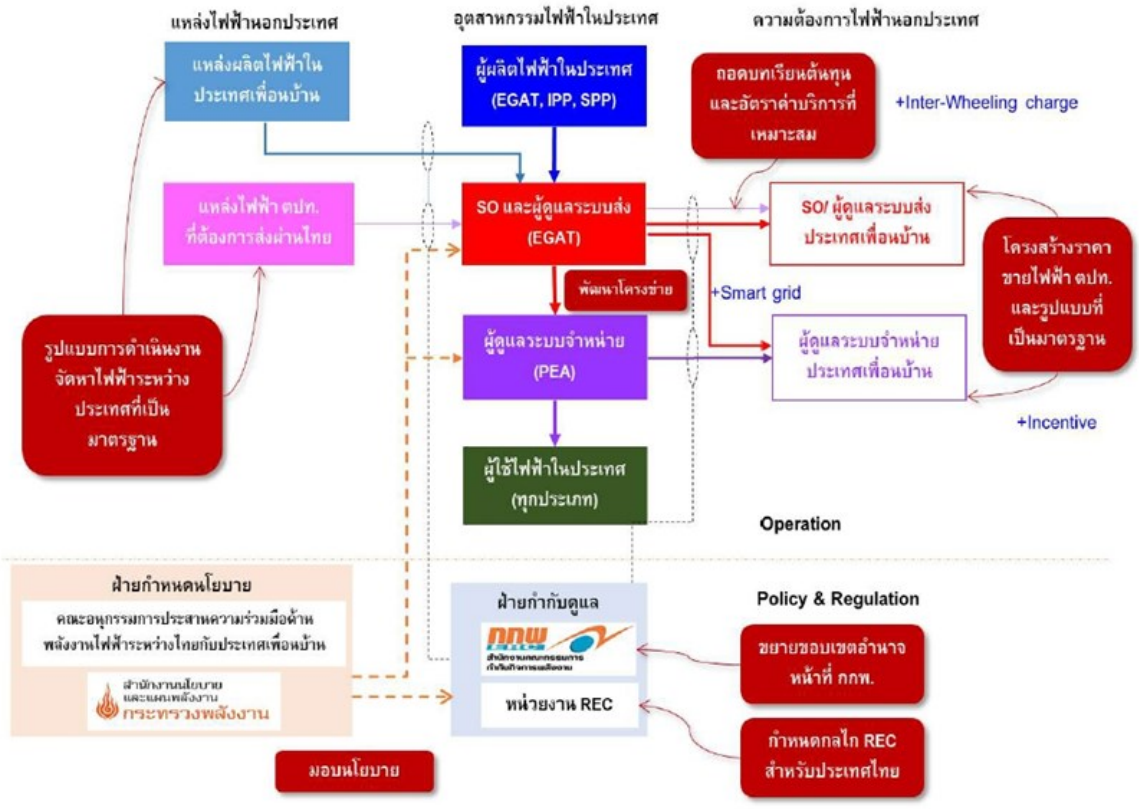
เป้าหมายคือการผลักดันความร่วมมือการผลักดันให้เกิดการบูรณาการตลาดแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในอนุภูมิภาค ASEAN Sub A โดยมีประเด็นที่เสนอให้ทำการเตรียมการในด้านกฎระเบียบ ข้อบังคับ หลักเกณฑ์ และเงื่อนไข ได้แก่ ระเบียบข้อบังคับเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ (Grid code) รวมถึงความมั่นคงและปลอดภัยของโครงข่าย ระเบียบข้อบังคับเกี่ยวกับการกำกับดูแล (Regulatory) ระเบียบข้อบังคับเกี่ยวกับการใช้บริการตลาดไฟฟ้าอนุภูมิภาค ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าบริการขนส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศ (Wheeling charge) ข้อกำหนดเกี่ยวกับการแบ่งปันข้อมูล (Data sharing)

5. ผลการจัดทำแนวทาง กระบวนการ รวมถึงรูปแบบโครงสร้างในการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย

รูปแบบการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย โดยแบ่งออกเป็น 3 ระยะ ดังนี้

4.1 รูปแบบในช่วงของการเปลี่ยนผ่าน (เป้าหมายระยะสั้น)

โครงสร้างการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่เหมาะสมกับประเทศไทยในช่วงของการเปลี่ยนผ่านจะยังคงมีลักษณะที่ไม่แตกต่างไปจากสภาพที่เป็นอยู่ในปัจจุบันมากนัก โดยมุ่งเน้นไปที่การแก้ไขปรับปรุงจุดอ่อนและลดปัญหาอุปสรรคเพื่อรองรับการขยายปริมาณและความหลากหลายของกิจกรรมเกี่ยวกับการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่จะมีขึ้นในอนาคต และยังคงอาศัยหน่วยงานรัฐวิสาหกิจที่ดูแลโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นกลไกหลักในการขับเคลื่อน ประกอบด้วย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) ซึ่งเป็นทั้งผู้ดูแลระบบไฟฟ้า (SO) และผู้ดูแลระบบส่งไฟฟ้า (TSO) เป็นผู้ขับเคลื่อนการจัดหาไฟฟ้าและขายส่งไฟฟ้าในลักษณะสัญญาทวิภาคีกับแหล่งผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้านอกประเทศ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ในฐานะผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) และผู้จำหน่ายไฟฟ้า (Retailer) ร่วมขับเคลื่อนการจำหน่ายไฟฟ้าในลักษณะสัญญาทวิภาคีไปยังผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศเพื่อนบ้านภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และหน่วยงานกำกับดูแลการบริหารจัดการไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานสะอาด (หน่วยงาน RECs) ซึ่งได้รับมอบนโยบายและเงื่อนไขมาจากฝ่ายกำหนดนโยบายอันได้แก่ คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน รวมถึงสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน



โครงสร้างการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่เหมาะสมกับประเทศไทยในช่วงของการเปลี่ยนผ่าน (เป้าหมายระยะสั้น)

4.2 รูปแบบที่คาดหวัง (เป้าหมายระยะกลาง)

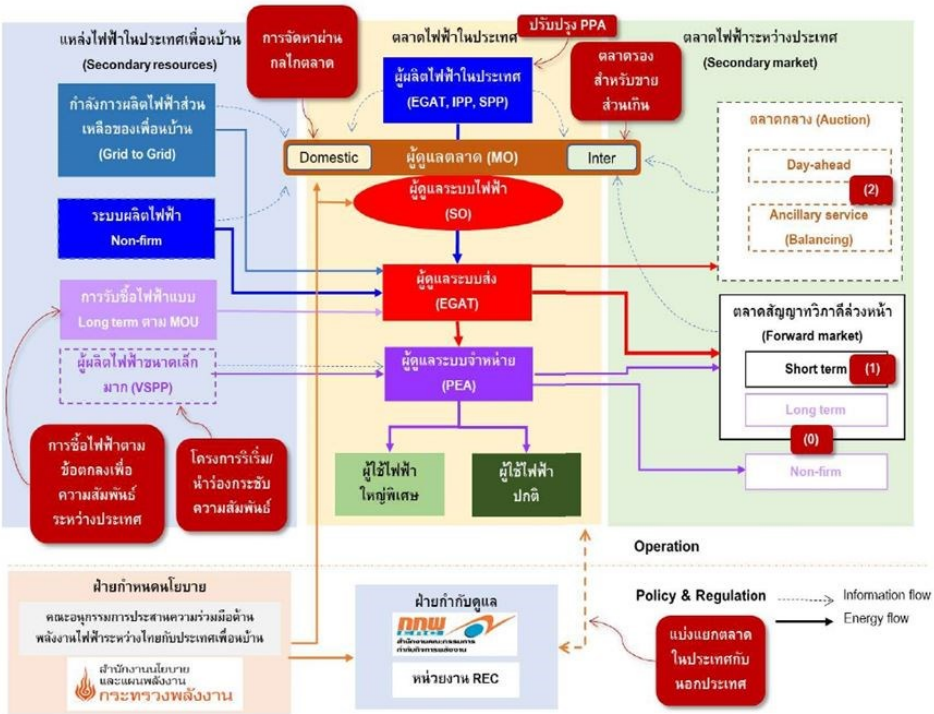
โครงสร้างการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศในระยะกลาง จำเป็นต้องมีผู้ดูแลตลาดไฟฟ้าของประเทศไทย (Market Operator: MO) ทำงานร่วมกันกับผู้ดูแลระบบไฟฟ้า (SO) (อาจแยกหน่วยงานหรือเป็นหน่วยงานเดียวกันขึ้นกับแนวทางการปรับปรุงโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทย) ในการบริหารจัดการและควบคุมการซื้อไฟฟ้าจากแหล่งไฟฟ้านอกประเทศ (โดยเปรียบเทียบต้นทุนกับผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศ) และพิจารณาว่าจะมีพลังงานไฟฟ้าส่วนเหลือ (Excess capacity) จากการให้บริการไฟฟ้าภายในประเทศที่สามารถส่งออกเพื่อตอบสนองต่อความต้องการไฟฟ้าในต่างประเทศที่ได้มีการเสนอซื้อหรือไม่อย่างไร ภายใต้นโยบายและเงื่อนไขที่กำหนดโดยฝ่ายกำหนดนโยบายอันได้แก่ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ผ่านทาง คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน และ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และภายใต้การกำกับดูแลผลกระทบที่เกิดกับตลาดไฟฟ้าในประเทศโดย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และการกำกับดูแลการถ่ายโอนสิทธิของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RECs) โดยหน่วยงานกำกับดูแลกลไกรับรองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (หน่วยงาน RECs) โดยเปิดให้ประเทศเพื่อนบ้านสามารถเข้ามามีส่วนร่วมซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (Energy) ได้ใน 3 ลักษณะ คือ

1) การซื้อขายในรูปแบบสัญญาทวิภาคี (Bilateral) ที่เป็นมาตรฐานและปรับปรุงให้มีลักษณะเป็นสัญญาระยะสั้น (Short term) ผ่านตลาดล่วงหน้า (Forward market)

2) การซื้อขายผ่านตลาดกลางขายส่งไฟฟ้า (Auction) ของประเทศไทยที่คาดว่าจะถูกพัฒนาขึ้นในช่วงระยะเวลาดังกล่าว เพื่อซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้าแบบวันต่อวัน (Day ahead) และซื้อขายการรักษาสมดุลระบบไฟฟ้า (Balancing)

3) การซื้อขายในรูปแบบสัญญาทวิภาคีตามข้อตกลง (MOU) ที่มีลักษณะแตกต่างไปจากเงื่อนไขของตลาด โดยอาจมีลักษณะเป็นระยะยาว (Long term) หรือเป็นการซื้อขายแบบไม่กำหนดปริมาณ (Non-firm) เพื่อใช้รองรับเป้าหมายในด้านความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ

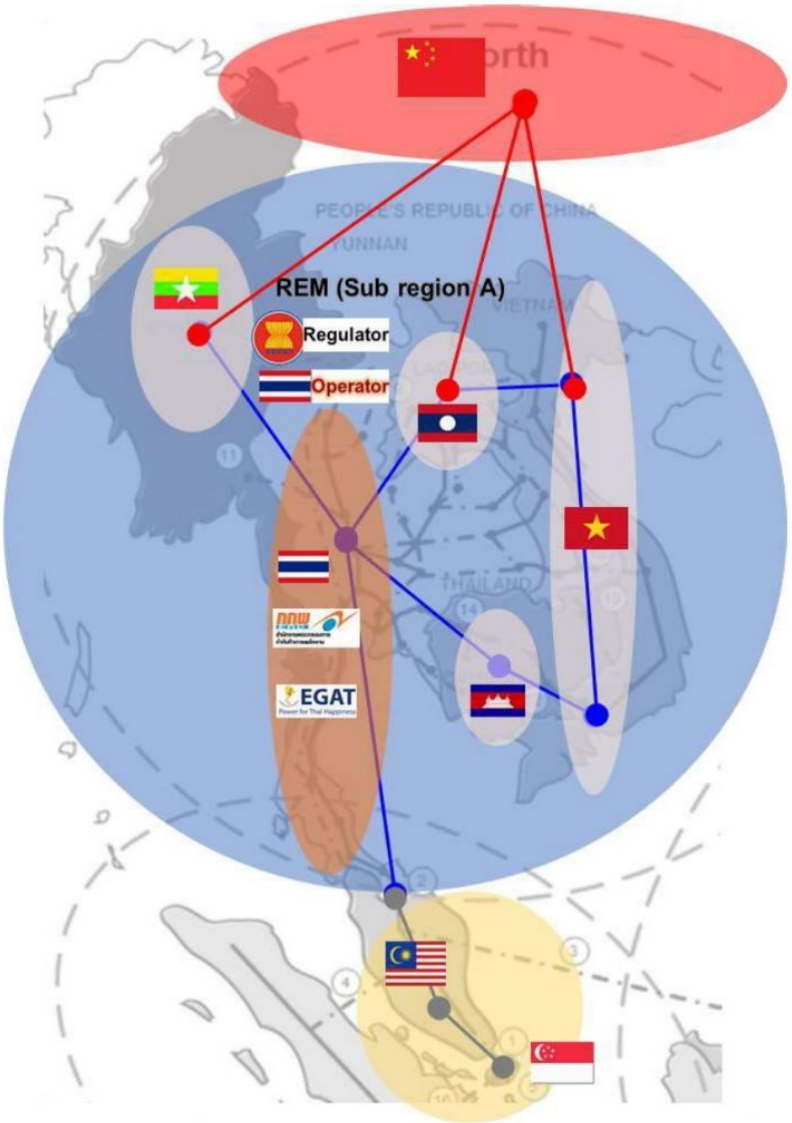
ซึ่งการซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (Energy) นี้จะแยกส่วนจากอัตราค่าบริหารในการขนส่งไฟฟ้า (Wheeling charge) ของผู้ดูแลระบบส่งไฟฟ้า (EGAT) และผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้า (PEA) ยกเว้นในกรณีการซื้อขายตามข้อตกลง (MOU)



โครงสร้างการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่เหมาะสมกับประเทศไทยที่คาดหวัง (เป้าหมายระยะกลาง)

4.3 การพัฒนาในอนาคต (เป้าหมายระยะยาว)

หากพิจารณาจากสถานการณ์ของประเทศไทยแล้วควรมุ่งเป้าไปที่การขยับขึ้นเป็น “ผู้บริหารจัดการตลาดไฟฟ้าในอนุภูมิภาคอาเซียนฝั่งเหนือ (ASEAN Sub-region A)” อันประกอบด้วยประเทศ กัมพูชา ลาว เมียนมา และเวียดนาม โดยใช้ตลาดไฟฟ้าระหว่างประเทศของประเทศไทยเป็นต้นแบบในการผลักดันให้เกิดความต้องในการแลกเปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกิน (Excess capacity) ในตลาดแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศในประเทศ กัมพูชา ลาว เมียนมา และเวียดนาม แล้วเชื่อมโยงความต้องการเหล่านั้นเข้าด้วยกันกับตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศของประเทศไทยเพื่อซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกินผ่าน Platform การซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทย พร้อมทั้งผลักดันให้เกิดการยกระดับการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างกันใน Sub-region A ซึ่งแม้ว่าแผนงานในการเชื่อมโยงโครงข่ายด้านไฟฟ้าใน ตามแผนงาน ASEAN Power Grid ภายใต้ ASEAN Vision 2020 จะมีความคืบหน้าพอสมควร แต่ก็พบว่ายังขาดความคืบหน้าในการบูรณาการข้อกำหนดกฎระเบียบที่จะใช้ร่วมกัน ดังนั้น จึงมีความเป็นไปได้ที่ประเทศไทยจะอาศัยความสำเร็จในการจัดตั้งตลาดไฟฟ้าระหว่างประเทศสำหรับซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านในการผลักดันข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับตลาดไฟฟ้าในพื้นที่ Sub-region A (รวมถึง GMS) ให้สอดคล้องและเอื้ออำนวยกับตลาดไฟฟ้าระหว่างประเทศของประเทศไทย เพื่อสะดวกแก่การดำเนินธุรกิจด้านไฟฟ้าในระดับนานาชาติ



รูปแบบการซื้อขายและแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศที่เหมาะสมกับประเทศไทยในอนาคต (เป้าหมายระยะยาว)

รายงานผลการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

สนพ. ได้ดำเนินโครงการการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน เพื่อจัดทำแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงาน ที่ครอบคลุมมิติด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย โดยมีสรุปผลการศึกษา ดังนี้

1. ศักยภาพการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย

1.1 ศักยภาพด้านการผลิต

1) ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

ในการศึกษานี้ได้วิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก เนื่องจากแนวโน้มการพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่มีความเป็นไปได้ที่จะไม่ใช้ถ่านหิน และโรงไฟฟ้าเดิมที่ใช้ถ่านหินจะทยอยสิ้นสุดการใช้งานโดยไม่มีการต่ออายุ จากผลการศึกษาพบว่าในปี พ.ศ. 2613 ประเทศไทยจะมีศักยภาพในการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีการรีฟอร์มิ่งแบบมีการดักจับคาร์บอนที่ประสิทธิภาพการผลิต 72% นี้ โดยสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.55-9.43 Mtoe ในขณะที่แบบที่ไม่มีการดักจับคาร์บอนที่ประสิทธิภาพการผลิต 76.20% จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.94-9.99 Mtoe ตามลำดับ

2) ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน

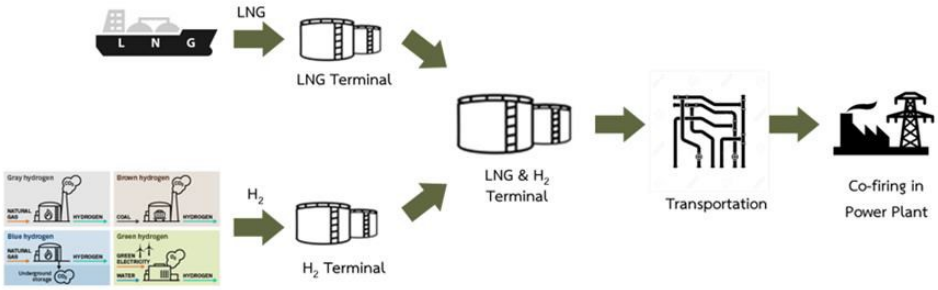
การวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนครอบคลุมพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และน้ำ โดยใช้เทคโนโลยีอิเล็คทรอไลซิสสำหรับการผลิตไฮโดรเจน ซึ่งไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากกระบวนการนี้จัดเป็นไฮโดรเจนสีเขียว ซึ่งศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนเรียงลำดับจากมากไปน้อย ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และน้ำ ตามลำดับ

ในปี พ.ศ. 2561-2613 คาดการณ์ว่าศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีการรีฟอร์มิ่งแบบมีการดักจับคาร์บอนจะสามารถผลิตไฮโดรเจนได้ ตั้งแต่ 6.55-9.43 Mtoe ซึ่งเมื่อรวมกับการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ 38.51 Mtoe จะทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตทั้งหมด 45.06-47.94 Mtoe ในขณะที่แบบไม่มีการดักจับคาร์บอนจะมีประสิทธิภาพการผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.94-9.99 Mtoe ตามลำดับ ซึ่งเมื่อรวมกับการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ 38.51 Mtoe จะทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตทั้งหมด 45.45-48.50 Mtoe

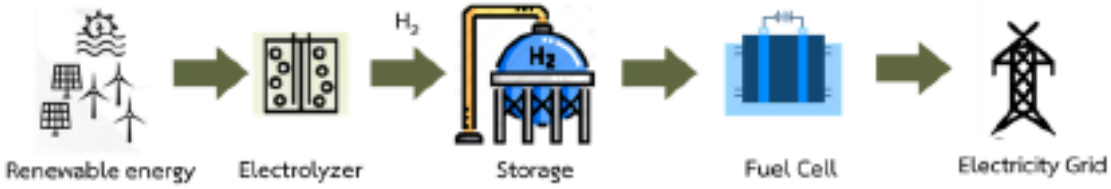
2.2 ศักยภาพการใช้งาน

1) การใช้งานในภาคพลังงานไฟฟ้า

ความเป็นไปได้ในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า มี 2 รูปแบบ คือ รูปแบบที่ 1 เป็นการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) และรูปแบบที่ 2 คือ การนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิง โดยการพิจารณาที่จะนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น ควรคำนึงถึงชนิดของเชื้อเพลิงที่มีความเป็นไปได้ที่จะถูกทดแทน ทั้งนี้ เชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในโรงไฟฟ้าประเภท co-firing power plant ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ซึ่งจะพิจารณา เฉพาะการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ ในสัดส่วนร้อยละ 5 – 10 – 15 - 20 โดยปริมาตร ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ



รูปแบบที่ 1 การนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant)

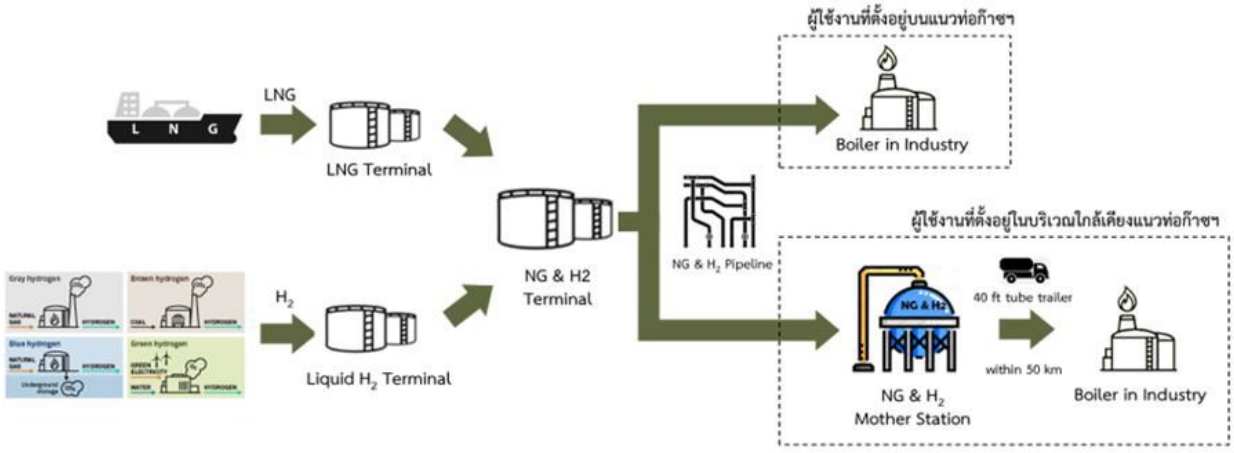


รูปแบบที่ 2 การนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (PV+HESS)

ผลการวิเคราะห์พบว่ารูปแบบที่ 1 การนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 8.74 เมื่อเปรียบเทียบกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP2018 rev1) ในปี ค.ศ. 2037 ซึ่งจะทำให้ระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าลดลงจนถึงระดับเป้าหมายที่สามารถบรรลุเป้าหมาย Carbon neutrality ภายในปี พ.ศ. 2070 โดยคาดว่าหากเทคโนโลยีในอนาคตมีการพัฒนาและมีการพัฒนากลไกซื้อขายคาร์บอนในวงกว้าง รูปแบบธุรกิจดังกล่าวน่าจะมีศักยภาพที่จะสามารถแข่งขันในตลาดได้ ในขณะที่ รูปแบบที่ 2 การนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (PV+HESS) พบว่ายังมีต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่แบบลิเทียมในการกักเก็บพลังงาน (PV+ESS) อย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้น รูปแบบที่ 1 การนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) มีความเป็นไปได้สำหรับการผลักดันให้เกิดการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยบนพื้นฐานของข้อมูลคาดการณ์ในปัจจุบัน อย่างไรก็ดีในอนาคตหากสถานการณ์มีการเปลี่ยนแปลงหรือมีการพัฒนาเพิ่มขึ้นจะช่วยสนับสนุนให้สามารถนำรูปแบบที่ 2 การนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิง มาใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้าได้ นอกจากการวิเคราะห์ต้นทุนที่น่าจะเกิดขึ้นจริงกับผู้ประกอบการแล้ว ยังต้องครอบคลุมการจัดเตรียมแนวทางเพื่อบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าด้วย จึงจะสามารถส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเป็นรูปธรรม ทั้งนี้ ขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนใน ภาคพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้ ซึ่งจะเป็นข้อมูลสำคัญในการกำหนดข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย

2) การใช้ในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม

การใช้งานในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรมเป็นการนำไฮโดรเจนมาผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในระบบเผาไหม้หม้อไอน้ำ (boiler) ของโรงงานอุตสาหกรรม ในสัดส่วนร้อยละ 5 – 10 – 15 - 20 โดยปริมาตร ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ โดยทั่วไปราคาไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าราคาเชื้อเพลิงอื่น ๆ การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงอื่นจึงอาจยังไม่สร้างแรงจูงใจด้านราคาให้กับผู้ประกอบการ แต่อาจสร้างแรงจูงใจในประเด็นการเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและช่วยผลักดันให้องค์กรก้าวสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนได้ ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมนั้น จะเน้นไปที่การวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิมที่โรงงานอุตสาหกรรมใช้อยู่ในปัจจุบัน



หมายเหตุ:
สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่นอกแนวท่อก๊าซ การขนส่งก๊าซไฮโดรเจนแยกจากก๊าซธรรมชาติจะเป็นการเพิ่มต้นทุนให้กับผู้ประกอบการทั้งต้นทุนค่าขนส่ง และต้นทุนการจัดตั้งระบบกักเก็บและแปลงเป็นก๊าซ (storage & regasification) ซึ่งเมื่อนำมาพิจารณารวมกับต้นทุนเนื้อก๊าซไฮโดรเจนแล้ว จะเป็นการสร้างภาระค่าใช้จ่ายให้ผู้ประกอบการมากเกินไป จึงไม่มีความคุ้มค่าทางการเงิน

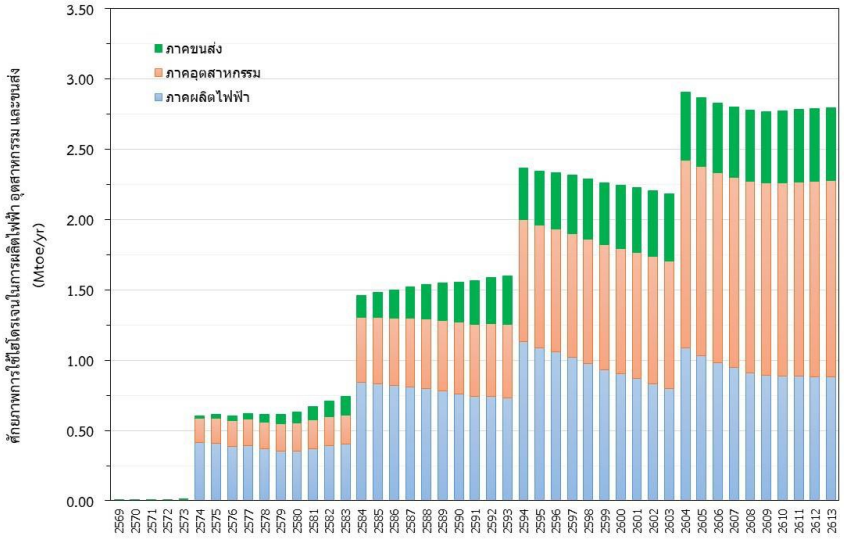
รูปแบบการนำไฮโดรเจนมาใช้ในความร้อนในภาคอุตสาหกรรม

ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในโรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่นั้น จะไม่มีความคุ้มค่าไม่ว่าจะเป็นในแง่ทางเศรษฐศาสตร์หรือการเงิน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงเดิมนั้นที่มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงใหม่ อีกทั้งมีอัตราการปลดปล่อยมลพิษไม่แตกต่างจากเชื้อเพลิงใหม่มากนัก แต่เมื่อนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 กิโลเมตรจากแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาอยู่นั้น จะเกิดความคุ้มค่าทั้งด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน อีกทั้งยังใช้ระยะเวลาในการคืนทุนไม่นาน (ระหว่าง 2.52 – 3.04 ปี) จึงกล่าวได้ว่าเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาเป็นทางเลือกที่ดีสำหรับการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทย

3) การใช้ในภาคขนส่ง

เป็นรูปแบบที่มีการนำไฮโดรเจนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้โดยตรงสำหรับเครื่องยนต์สันดาปภายในแบบใช้ไฮโดรเจน (HICEV) หรือใช้กับยานยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าสำหรับการขับเคลื่อน (FCEV) โดยในการศึกษาได้พิจารณาเฉพาะรูปแบบ FCEV เป็นหลัก เนื่องจากเมื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการนำเทคโนโลยีมาใช้งานในอนาคตแล้ว และมีแนวโน้มที่ผู้ผลิตรถยนต์จะผลิตรถยนต์ ในรูปแบบ FCEV ดังนั้น ในการศึกษานี้จึงจะวิเคราะห์ต้นทุนของการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่งเปรียบเทียบกับการใช้รถยนต์ไฟฟ้า โดยจะวิเคราะห์บนพื้นฐานของต้นทุนต่อหน่วยระยะการเดินทางหรือต้นทุนต่อหน่วยพลังงานของรถยนต์ทั้งสองประเภท นอกจากนั้น จะวิเคราะห์แนวทางที่เหมาะสมหากต้องการส่งเสริมให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในภาคขนส่ง ผลการวิเคราะห์ พบว่า FCEV มีต้นทุนการซื้อรถสูงกว่ารถ BEV ประมาณร้อยละ 20 มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงสูงกว่า BEV ถึงประมาณ 3 และ 8 เท่า จากการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (gray, blue, brown) และพลังงานหมุนเวียน (green) ตามลำดับ ในขณะที่ต้นทุนการซ่อมบำรุงไม่ได้แตกต่างกันมากนัก อาจกล่าวได้ว่า FCEV ไม่มีความคุ้มค่าเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ BEV อย่างไรก็ดีหากมีเงื่อนไขของการใช้มูลค่าเพิ่มอันเกิดจากการลดคาร์บอนผ่านกลไกต่าง ๆ เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือการเก็บภาษีคาร์บอน อาจทำให้สภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง

ผลการวิเคราะห์ศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและภาคขนส่ง พบว่าในช่วงแรก (พ.ศ. 2569 - 2573) คาดว่าจะยังมีศักยภาพการใช้ไฮโดรเจนไม่มากนัก ต่อมาในช่วงที่สอง (พ.ศ. 2574-2583) คาดว่าประเทศไทยจะมีศักยภาพเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญอันเป็นผลจากการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนร้อยละ 5 โดยปริมาตรผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ และเริ่มมีปริมาณการใช้เพิ่มมากขึ้นในภาคขนส่งจากส่วนแบ่งตลาดของยานยนต์ FCEV ที่เพิ่มขึ้นในกลุ่มรถบรรทุก โดยมีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจนรวม 0.60-0.74 Mtoe และคาดว่าจะมีศักยภาพเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงปี พ.ศ. 2613 ที่มีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นในระบบท่อก๊าซธรรมชาติเป็นร้อยละ 10-20 โดยปริมาตร รวมถึงศักยภาพของยานยนต์ FCEV ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในช่วง 10 ปีสุดท้ายในปี พ.ศ. 2604-2613 มีการผสมไฮโดรเจนสูงสุดที่สัดส่วนร้อยละ 20 โดยปริมาตร คาดว่าจะมีศักยภาพการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการใช้ในการผลิตไฟฟ้า การใช้เชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในยานยนต์รวม 2.80-2.91 Mtoe



ศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและภาคขนส่ง

4) การผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

การประเมินศักยภาพดังกล่าวอยู่บนหลักการของการเปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกินจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนหรือก๊าซมีเทน เพื่อนำไปใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานสร้างความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า รองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน สำหรับประเทศไทยมีความเป็นไปได้ 2 แนวทาง ได้แก่

แนวทางที่ 1 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อกักเก็บพลังงาน โดยสามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าอีกครั้งได้โดยผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) โดยมีประสิทธิภาพโดยรวมร้อยละ 40-60 และจ่ายไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งไฟฟ้าได้

แนวทางที่ 2 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม เกิดข้อจำกัดในการขนส่งไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนซึ่งมักกระจายตัวในพื้นที่ต่างๆ ระยะทางที่ไกลจากระบบโครงข่ายท่อจะทำให้จำเป็นต้องมีการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของก๊าซอัดความดันทางถนนซึ่งจะทำให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นอย่างมาก ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าแนวทางที่ 2 เป็นมีความเป็นไปได้น้อยกว่าแนวทางที่ 1

2. ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับประเทศไทย

จากการประเมินรูปแบบการใช้และการผลิต ศักยภาพ และความคุ้มค่าของการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะต่าง ๆ โดยพิจารณาร่วมกับทางเลือกอื่น ๆ พบว่าประเทศไทยควรจะมีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065-2070 โดยตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนนั้น คือ กลุ่มโรงไฟฟ้า การใช้เชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในภาคขนส่งเป็นหลัก ซึ่งสามารถกำหนดกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน แบ่งเป็น 3 ระยะ ได้แก่

ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030) การพัฒนาตลาดจึงเป็นลักษณะของการพัฒนาโครงการนำร่อง (Pilot project) เพื่อทดสอบการใช้งานจริง

ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040) เป็นช่วงของการเริ่มต้นพัฒนาตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ โดยกลุ่มเป้าหมายหลักจะเป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไปผ่านระบบท่อก๊าซฯ ที่มีการผสมไฮโดรเจนในระดับประมาณร้อยละ 5 รวมถึงกลุ่มการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการใช้เชิงความร้อนเพื่อทดแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวในโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่แนวโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่ตลาดผู้ใช้ในภาคขนส่งโดยเฉพาะ FCEV จะยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นและอยู่ในวงจำกัด (niche market) เฉพาะในกลุ่มของรถบรรทุก (heavy duty vehicle) โดยในช่วงเวลาดังกล่าวคาดว่าจะอยู่ในช่วงการขยายตัวอย่างก้าวกระโดดของตลาดยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (BEV / PHEV) โดยเฉพาะในกลุ่มยานยนต์ขนาดเล็ก และจักรยานยนต์พลังงานไฟฟ้า ในขณะที่กลุ่มรถบรรทุกพลังงานไฟฟ้าอาจยังมีข้อจำกัดในการใช้งาน

ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070) เป็นการต่อยอดการพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป ผ่านระบบท่อก๊าซฯจะมีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นจนอยู่ที่ประมาณร้อยละ 10-20 อย่างไรก็ดีในระยะยาวหากมีการพัฒนาเทคโนโลยีในการขนส่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในรูปแบบอื่น ๆ ที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากขึ้น ก็อาจทำให้มีรูปแบบการขนส่งไฮโดรเจนในลักษณะอื่น ๆ เข้ามามากขึ้น ส่วนตลาดผู้ใช้ในภาคขนส่งคาดว่าจะมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นโดยกลุ่มเป้าหมายหลักยังคงเป็นกลุ่มยานยนต์ขนาดเล็ก (LDV) และอาจมีตลาดใหม่ในกลุ่มยานยนต์ Heavy-duty ซึ่งเป็นตลาดที่ยานยนต์พลังงานยังมีข้อจำกัดในการใช้งาน อาจเป็นโอกาสสำหรับยานยนต์ FCEV ในกลุ่มดังกล่าวในอนาคต

3. แนวทางส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย

แนวทางการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนจะช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม อีกทั้งยังส่งผลเชิงบวกต่อภาคเศรษฐกิจและสังคมโดยรวมอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งในเรื่องของการสร้างมูลค่าเพิ่มในระบบเศรษฐกิจจากธุรกิจใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้น การยกระดับคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้นของชุมชนโดยรอบ ในขณะเดียวกันอาจส่งผลกระทบเชิงลบต่อธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงฟอสซิล รวมถึงกลุ่มผู้ใช้เชื้อเพลิงที่ไม่ปรับเปลี่ยนรูปแบบจากเดิม ดังนั้น ข้อเสนอแนะในมาตรการต่างๆ จึงเป็นการส่งสัญญาณให้ผู้ประกอบการทั้งผู้จัดหาเชื้อเพลิงและผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ต้องเตรียมพร้อมสำหรับการปรับตัวให้สอดรับกับนโยบายดังกล่าว ซึ่งจากผลการศึกษาสามารถสรุปแนวทางการส่งเสริมได้ ดังนี้

แนวทางที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้ ซึ่งจะ สร้างโอกาสในการเกิดธุรกิจใหม่ๆ ลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการปรับเปลี่ยน และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทั้งนี้ ภาครัฐต้องมีการให้การสนับสนุนเงินทุนในช่วงแรก ภายใต้แนวทางที่ 1 ได้มีมาตรการสำหรับการดำเนินการไว้ ดังนี้

มาตรการที่ 1.1 สนับสนุนด้านการเงิน การลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้
มาตรการที่ 1.2 พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
มาตรการที่ 1.3 พัฒนาโครงการนำร่อง

แนวทางที่ 2 สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา เพื่อเพิ่มศักยภาพการแข่งขัน สร้างโอกาส สร้างแรงจูงใจ เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมในอุตสาหกรรมไฮโดรเจน ทั้งนี้ ภาครัฐต้องมีการให้การสนับสนุนเงินทุนในช่วงแรก และอาจส่งผลกระทบต่อผู้ประกอบการเชื้อเพลิงฟอสซิล ภายใต้แนวทางที่ 2 ได้มีมาตรการสำหรับการดำเนินการไว้ ดังนี้

มาตรการที่ 2.1 สนับสนุนด้านการเงิน การลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ประกอบการ
มาตรการที่ 2.2 พัฒนาตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน
มาตรการที่ 2.3 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนารูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยี

แนวทางที่ 3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อลดภาระและเพิ่มศักยภาพในการประกอบธุรกิจภาคเอกชน และเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ทั้งนี้ ภาครัฐต้องมีการให้การสนับสนุนเงินทุนในช่วงแรก ภายใต้แนวทางที่ 3 ได้มีมาตรการสำหรับการดำเนินการไว้ ดังนี้

มาตรการที่ 3.1 พัฒนาโครงข่ายระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม
มาตรการที่ 3.2 พัฒนาระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน
มาตรการที่ 3.3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ Green Hydrogen

แนวทางที่ 4 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นในการดำเนินธุรกิจ เกิดมาตรฐานในการประกอบกิจการ ภายใต้แนวทางที่ 4 ได้มีมาตรการสำหรับการดำเนินการไว้ ดังนี้

มาตรการที่ 4.1 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐาน

รายงานผลการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในปี 2564

แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น เป็นแผนปฏิบัติการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้สอดคล้องกับกรอบการพัฒนาตามแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ เพื่อให้เกิดการนำไปปฏิบัติในเชิงรูปธรรมในระยะสั้น ครอบคลุมช่วงปี พ.ศ. 2560 – 2564 ซึ่งเป็นระยะการพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบความเหมาะสมทางเทคนิคและความคุ้มค่าของการลงทุนในแต่ละเทคโนโลยี และนำผลที่ได้จากการศึกษา ทดสอบ และวิจัย มาใช้ในการพิจารณาทบทวนถึงความเหมาะสมถึงการนำไปใช้พัฒนาจริงในระยะต่อไป โดยมีผลการดำเนินงานของแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้นผ่านการดำเนินงานผ่าน 3 เสาหลัก ดังนี้

เสาหลักที่ 1 การตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าและระบบบริหารจัดการพลังงาน

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
EPPO-04	โครงการพัฒนารูปแบบธุรกิจของระบบบริหารจัดการพลังงาน (EMS) เพื่อการดำเนินการตอบสนองด้านโหลดบนสมาร์ทกริด	- สนพ. ได้ดำเนินการศึกษาแล้วเสร็จ เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2562
EGAT-01	การจัดตั้งศูนย์สั่งการการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DRCC)	- การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ร่วมกันกำหนดรูปแบบการใช้งานของกระบวนการตอบสนองด้านโหลด รวมถึงการกำหนดรูปแบบการเชื่อมโยงข้อมูล โปรโตคอล ประเภท โครงสร้างการจัดเก็บของข้อมูลที่เชื่อมโยงระหว่าง DRCC และ LA - กฟผ. ได้กำหนดคุณสมบัติทางเทคนิคของระบบ DRMS ซึ่งเป็นระบบที่จะติดตั้งใน DRCC รวมถึงพัฒนาเว็บไซต์สำหรับ DRCC เพื่อเป็นช่องทางการติดต่อระหว่างเจ้าหน้าที่ของ DRCC และ LA แล้วเสร็จ - กฟผ. ได้ดำเนินการเตรียมความพร้อมโครงสร้างพื้นฐานของการไฟฟ้า ทั้ง 3 แห่ง ทั้ง DRCC และ LA แล้วเสร็จในปี 2564 เพื่อใช้สำหรับดำเนินโครงการนำร่อง DR ในระยะต่อไป
MEA-01	โครงการนำร่องระบบบริหารจัดการ พลังงานในอาคารที่ทำการ การไฟฟ้านครหลวงซึ่งต่อเชื่อมกับระบบสมาร์ทกริด	- กฟน. ได้ว่าจ้าง สวทช. เพื่อศึกษาการนำ BEMS มาใช้งาน ณ อาคารที่ทำการ กฟน. เขตราษฎร์บูรณะ โดยศึกษาการทำโมเดลต้นแบบควบคุมเครื่องปรับอากาศด้วยโปรโตคอล OpenADR โดยเป็นการบูรณาการ กับโครงการ Smart District Phase I ที่ได้ดำเนินการติดตั้งเรียบร้อยแล้ว - ปัจจุบันเสร็จสิ้นโครงการ โดยที่ปรึกษา (สวทช.) ได้ทำการพัฒนาอุปกรณ์ Gateway ที่รองรับมาตรการ Demand Response ตามโปรโตคอล OpenADR 2.0b และทำการทดสอบ Demand Response โดยการควบคุมอุณหภูมิของเครื่องปรับอากาศแบบรวมศูนย์ 5 เครื่อง แล้วเสร็จในไตรมาสที่ 3 ของปี 2562 - กฟน. อยู่ระหว่างการพิจารณาความเป็นไปได้ในการขยายไปยังอาคารอื่น ๆ ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวงเขตคลองเตย การไฟฟ้านครหลวงเขตยานนาวา และการไฟฟ้านครหลวงเขตบางขุนเทียน เป็นต้น

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
MEA-02	โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดและกลไกราคาในพื้นที่ กทม. และปริมณฑล	- กฟน. ลงนามสัญญากับผู้รับจ้างแล้วเมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2562 โดยได้ดำเนินการทดสอบ Factory Acceptance Test และย้าย Hardware/Server มาที่ กฟน. แล้ว ปัจจุบันอยู่ระหว่างออกแบบระบบ Software LAMS โดยคาดว่าจะได้รับระบบ Demand Response ภายในปี 2565 - ทั้งนี้ กระบวนงานของระบบ Load Aggregator Management System (LAMS) ประกอบด้วย การสมัคร/ยกเลิกการเข้าร่วมโครงการ การแจ้งเตือนการเข้าร่วมโครงการ การดำเนินการ DR 4 มาตรการ (CPP, IR, EDRP, CPP, DLC) การส่งรายงานผลการดำเนินการให้ DRCC การคิดค่าชดเชย/ค่าปรับ กฟน. และ กฟผ.
PEA-01	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระยะที่ 1 (ส่วนของ DR)	- กฟภ. อยู่ระหว่างขออนุมัติกรอบวงเงินตามแผนปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2561-2580
PEA-01-1	โครงการนำร่องระบบการบริหารจัดการการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าและระบบบริหารจัดการพลังงานแบบอัตโนมัติ (Automated Demand Response)	- กฟภ. ได้รับคัดเลือกจาก กกพ. ให้โครงการนำร่องระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าและระบบบริหารจัดการพลังงานแบบอัตโนมัติ (Automated Demand Response) เข้าร่วมโครงการทดสอบนวัตกรรมที่นำเทคโนโลยีมาสนับสนุนการให้บริการด้านพลังงาน (ERC Sandbox) - กฟภ. ดำเนินการแล้วเสร็จเมื่อเดือนกรกฎาคม 2564 โดยมีการติดตั้งระบบบริหารจัดการพลังงาน และการทดสอบการเชื่อมโยงระหว่าง DRCC และ Load Aggregator Management System
PEA-01-2	โครงการศึกษาแนวทางการดำเนินธุรกิจผู้รวบรวมโหลดและจัดสรรโหลด (Load Aggregator)	- กฟภ. ได้ดำเนินการศึกษาเพื่อสร้างรูปแบบธุรกิจของ กฟภ. ในการดำเนินธุรกิจ Load Aggregator แล้วเสร็จ เมื่อวันที่ 22 มิถุนายน 2563
PEA-04	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี	- งานกลุ่มที่ 1 ติดตั้ง Smart Meter ไปแล้วจำนวน 109,506 เครื่อง และจะดำเนินการติดตั้งครบจำนวน 116,308 เครื่อง โดยมีการขยายระยะเวลาดำเนินงานเนื่องจากผลกระทบจากสถานการณ์การ แพร่ระบาดของไวรัส COVID-19 - งานกลุ่มที่ 2 ได้ดำเนินการติดตั้งและทดสอบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตาม IEC61850 และระบบ Non Operation Data
PEA-05	โครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	- ครม. มีมติเห็นชอบโครงการฯ เมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2562 ปัจจุบันอยู่ระหว่างประชาพิจารณ์

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
ERC-02	การพัฒนาปรับปรุงกฎระเบียบสำหรับการตอบสนองด้านโหลดและการจัดการพลังงานบนสมาร์ทกริด	- ปี 2559 สำนักงาน กกพ. ร่วมกับมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้ทำการศึกษาโครงการพัฒนา DR ของประเทศไทย - สำนักงาน กกพ. ได้ดำเนินโครงการ ERC Sandbox โดยมีโครงการที่เกี่ยวข้อง คือ โครงการระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้า และระบบบริหารจัดการพลังงานแบบอัตโนมัติ (Automated Demand Response) ดำเนินการโดย กฟภ. - สนพ. ได้รับเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97(4) ได้ดำเนินโครงการเตรียมความพร้อมเพื่อนำร่องการพัฒนาธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดแล้วเสร็จในเดือนตุลาคม 2564

เสาหลักที่ 2 ระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
EGAT-02, EGAT-03	โครงการศึกษาการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	- กฟผ. ได้พัฒนาแบบจำลองพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (แสงอาทิตย์และลม) ประเภท SPP ครบทุกแห่งแล้ว (จำนวน 29 โรงไฟฟ้า) รวมถึงได้ดำเนินการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของค่าพยากรณ์ และศึกษานำร่องการพยากรณ์ข้อมูลอากาศ สำหรับใช้ในการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ ยังได้จัดทำ Web Application เพื่อให้ผู้ใช้งานระบบ RE Forecast สามารถใช้งานได้อย่างสะดวก - กฟผ. ได้ดำเนินการจัดตั้งศูนย์สั่งการการดำเนินการตอบสนองด้านโหลดแล้วเสร็จเมื่อเดือนธันวาคม 2564 โดยได้ดำเนินการ ได้แก่ (1) ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดรูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง DRCC และ LA ที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินการมาตรการ DR (2) ได้ติดตั้งระบบฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ของ DRCC แล้ว (3) กฟผ. ได้ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทดสอบการเชื่อมโยงเบื้องต้นสำหรับ DR แล้ว - ในระยะต่อไปจะดำเนินการได้แก่ (1) การทดสอบ Operation Test ตามมาตรการ DR ซึ่งเป็นไปตามขั้นตอนที่ได้กำหนดไว้ตาม Use Case (2) การวิเคราะห์ผลการดำเนินงาน และ (3) เตรียมความพร้อมสู่การใช้งานในโครงการนำร่อง

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
ERC-03	การพัฒนาโครงสร้างหน่วยงานและการดำเนินการของศูนย์พยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน	- ดำเนินการเสร็จสิ้นแล้ว โดยได้รายงานต่อที่ประชุมอนุกรรมการฯ ครั้งที่ 1/2562 (ครั้งที่ 9) วันที่ 14 พฤษภาคม 2562 โดยมีข้อสรุปดังนี้ • ศูนย์พยากรณ์พลังงานหมุนเวียน (ลม และแสงอาทิตย์) ควรตั้งอยู่ที่ TSO (ปัจจุบันเป็นหน่วยงานภายใต้ กฟผ.) เพื่อให้การบริหารจัดการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าทั้งระบบเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยสอดคล้องกับแนวทางการบริหารจัดการของประเทศอื่น ๆ - ปัจจุบัน TSO (กฟผ.) ได้ดำเนินการสอดคล้องกับผลการศึกษาแล้ว

เสาหลักที่ 3 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กและระบบกักเก็บพลังงาน

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
EPPO-05	โครงการพัฒนารูปแบบธุรกิจระบบไมโครกริดพร้อมศึกษาความเป็นไปได้ในการร่วมทุนภาครัฐ/ภาคเอกชน	- สนพ. ได้ดำเนินการศึกษาแล้วเสร็จ เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2562
EGAT-04	โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	- การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่อำเภอบำเหน็จณรงค์ ดำเนินการแล้วเสร็จในปี 2564 สำหรับอำเภอชัยบาดาลคาดว่าจะแล้วเสร็จในเดือน มีนาคม 2565
EGAT-05	โครงการพัฒนาโครงการนำร่องสมาร์ทกริดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน	- กฟผ. ได้ปรับแผนและระยะเวลาดำเนินโครงการ เป็นระหว่าง พ.ศ. 2562–2565 (4 ปี) - ปัจจุบัน อยู่ระหว่างลงพื้นที่เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจให้แก่ประชาชนในพื้นที่ และคาดว่าโครงการแล้วเสร็จภายในเดือนธันวาคม 2565 - ผลการดำเนินงานและความก้าวหน้าของโครงการฯ แบ่งออกเป็น 4 ด้าน ดังนี้ **งานด้าน Smart Energy** ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 3 เมกะวัตต์ และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System (BESS)) ขนาด 4 เมกะวัตต์ สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามพิกัดได้นาน 15 นาที o จัดซื้อที่ดินเพื่อก่อสร้างโครงการฯ จำนวน 40 ไร่ 1 งาน 9 ตารางวา ดำเนินการปรับพื้นที่และจัดทำรั้วแล้วเสร็จ o จัดซื้อจัดจ้างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และ BESS ครั้งที่ 2 อยู่ระหว่างปรับปรุง

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
		งานด้าน Smart System ประกอบด้วย ระบบบริหารจัดการพลังงาน เพื่อทำการเชื่อมโยงระบบควบคุมและสั่งการการระหว่างโรงไฟฟ้าในพื้นที่โครงการและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมถึงระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง o สำรวจหน้างานร่วมกับเขื่อนแม่สะงาและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อเตรียมสถานที่ในการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระบบบริหารจัดการพลังงาน **งานด้าน Smart City** ประกอบด้วย รถบัสไฟฟ้าและสถานีประจุแบตเตอรี่ ระบบจัดการพลังงานในอาคารและระบบแสดงผลข้อมูลพลังงานต่อสาธารณชน o อยู่ระหว่างจัดเตรียมเอกสารประกวดราคา มีแผนงานจะขายเอกสารประกวดราคารถบัสไฟฟ้าและระบบประจุแบตเตอรี่ พฤษภาคม 2564 แล้วเสร็จ กรกฎาคม 2565 และมีแผนงานจะขายเอกสารประกวดราคาระบบจัดการพลังงานในอาคารและป้ายแสดงข้อมูล มกราคม 2564 แล้วเสร็จ พฤศจิกายน 2565 o ทำการทดสอบรถบัสไฟฟ้าในพื้นที่จริง เพื่อเก็บข้อมูลสำหรับใช้ระบุข้อกำหนดในเอกสารประกวดราคา **งานด้าน Smart Learning** ประกอบด้วย ศูนย์การเรียนรู้ o งานออกแบบอาคารและแล้วเสร็จ อยู่ระหว่างจัดเตรียมเอกสารประกวดราคา มีแผนงานจะขายเอกสารประกวดราคา พฤษภาคม 2564 แล้วเสร็จ กุมภาพันธ์ 2565 o ร่วมประชุมกับส่วนราชการและผู้นำชุมชนเพื่อรับฟังความคิดเห็นและข้อเสนอแนะในการกำหนดรูปแบบของอาคารและภูมิสถาปัตย์ของศูนย์เรียนรู้ เพื่อแสดงถึงอัตลักษณ์ของจังหวัดแม่ฮ่องสอน
MEA-03	โครงการนำร่องระบบไมโครกริดของ กฟน.	- กฟน. ลงนามสัญญากับผู้ชนะการประกวดราคาเมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2563 ทั้งนี้ ความคืบหน้าในการดำเนินงานมีดังนี้ o คู่สัญญาฯ ได้ดำเนินการส่งแบบและเอกสารแบบงานปรับปรุง/ติดตั้งระบบไฟฟ้าพร้อมรายละเอียดอุปกรณ์และประวัติวิศวกรไฟฟ้าควบคุมงาน ให้ กฟน. พิจารณาเห็นชอบ เพื่อยืนยันว่าอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่จัดหามานั้นเป็นไปตามข้อกำหนดในสัญญา o คู่สัญญาฯ ดำเนินการสำรวจพื้นที่สำหรับงานปรับปรุง Solar PV และ Diesel Generator - ประชุมติดตามงานและพิจารณาแบบงานปรับปรุง/ติดตั้งระบบไฟฟ้าพร้อมรายละเอียดอุปกรณ์และพิจารณาประวัติวิศวกรไฟฟ้าควบคุมงาน เมื่อวันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2564 - คาดว่าจะดำเนินโครงการแล้วเสร็จภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2565

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
PEA-02	โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (ระบบไมโครกริด) ที่ อ.เบตง จ.ยะลา (แผนงานติดตั้งระบบไมโครกริดที่ อ.เบตง จ.ยะลา)	- ปัจจุบัน กฟภ. ได้ลงนามในสัญญาและเปิดโครงการแล้ว เมื่อวันที่ 18 มีนาคม 2564 และส่งมอบพื้นที่พร้อม Kick off meeting วันที่ 25 มีนาคม 2564 (ระยะเวลาสัญญา 540 วัน)
PEA-03-1	โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน	- ดำเนินโครงการแล้วเสร็จ เดือนกรกฎาคม 2563 โดย กฟภ. ได้จัดพิธีเปิดโครงการฯ เมื่อวันที่ 10 มีนาคม 2564
PEA-03-2	แผนงานปรับปรุงระบบไมโครกริด ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน	- กฟภ. อยู่ระหว่างทบทวนแผนการดำเนินงาน คาดว่าจะเริ่มดำเนินการในปี 2565
PEA-06	แผนงานปรับปรุงระบบไมโครกริดให้สอดคล้องกับโครงการสมาร์ทกริด ที่ อ.เมืองแม่ฮ่องสอน จ.แม่ฮ่องสอน	- กฟภ. และ กฟผ. ลงนามข้อตกลงความร่วมมือ (MOU) ในการพัฒนาโครงการนำร่องการพัฒนาสมาร์ทกริดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน เพื่อร่วมกันศึกษารายละเอียดผลกระทบต่าง ๆ ก่อนดำเนินโครงการฯ เมื่อวันที่ 25 ตุลาคม 2561 - ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษา รวบรวมข้อมูล และเตรียมความพร้อมของอุปกรณ์ Existing ต่างๆ เพื่อปรับปรุงให้สามารถรองรับระบบไมโครกริดได้

แผนอำนวยการสนับสนุนการขับเคลื่อน

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
EPPO-01	งบประมาณดำเนินการคณะอนุกรรมการขับเคลื่อนฯ (เพื่อบริหารและการจัดทำแผนการขับเคลื่อนระยะปานกลาง)	- สนพ. ได้ติดตามโครงการสนับสนุนการบริหารแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น พ.ศ. 2561 และ 2562 แล้วเสร็จ - สนพ. ได้ดำเนินการติดตามการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของปี 2563-2564 และการดำเนินโครงการพัฒนาแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริด ของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565-2574 (แผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง) แล้วเสร็จ เดือนตุลาคม 2564
EPPO-02	การพัฒนาระบบรักษาความมั่นคงความปลอดภัยด้านไซเบอร์ (Cybersecurity)	- สนพ. ได้ดำเนินโครงการแล้วเสร็จ เดือนมกราคม 2564
EPPO-03	การเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินโครงการนำร่องร่วมทุนภาครัฐ ภาคเอกชน	- สนพ. ได้ดำเนินโครงการแล้วเสร็จ เดือนกรกฎาคม 2563
EPPO-06	วิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีสมาร์ทกริดเพื่อทดแทนการนำเข้าจากต่างประเทศ	- ปัจจุบัน สนพ. ได้ดำเนินโครงการจัดทำแผนวิจัยการพัฒนางานวิจัยเพื่อเสริมสร้างศักยภาพการผลิตเทคโนโลยีด้านสมาร์ทกริดในประเทศไทย โดยมีวัตถุประสงค์ ดังนี้ o เพื่อจัดทำแผนการพัฒนางานวิจัยเพื่อเสริมสร้างศักยภาพการผลิตเทคโนโลยีด้านสมาร์ทกริดในประเทศไทย

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
		o เกิดการวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีที่สามารถสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจ ที่เกิดขึ้นจากการส่งเสริมการวิจัยที่ประเทศมีศักยภาพในการพึ่งพาตนเองได้ o เกิดการพัฒนาบุคลากรด้านการวิจัยและพัฒนานวัตกรรมเพื่อป้อนเข้าสู่ตลาดแรงงานในประเทศ o สามารถต่อยอดให้เกิดพัฒนาผู้ประกอบการด้านนวัตกรรมและเทคโนโลยีด้านสมาร์ทกริดในประเทศในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นทั้งนี้ ได้ดำเนินการแล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2564
EPPO-07	พัฒนาขีดความสามารถด้านสมาร์ทกริด ของหน่วยงาน/บุคลากรในประเทศ	- ปัจจุบัน สนพ. ได้ดำเนินการพัฒนาขีดความสามารถด้านสมาร์ทกริดของหน่วยงาน/บุคลากรในประเทศ ในช่วงปี 2563-2564 โดยการจัดอบรม/สัมมนาให้ความรู้บุคลากรของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รวมถึงภาคเอกชนและประชาชนที่สนใจ ภายใต้โครงการพัฒนาแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565-2574 - โดยในปี 2563 สนพ. ได้ดำเนินการจัดอบรม/สัมมนาให้ความรู้ด้านสมาร์ทกริด 3 หัวข้อ รวมจำนวน 5 ครั้ง o “รูปแบบธุรกิจและการดำเนินการด้าน Microgrid และ Prosumer” จำนวน 2 ครั้ง o “รูปแบบธุรกิจและการดำเนินการด้านระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)” จำนวน 2 ครั้ง o “กฎหมายดิจิทัลกับการพัฒนาและดำเนินการด้านสมาร์ทกริด” จำนวน 1 ครั้ง - โดยในปี 2564 ได้มีการจัดอบรม/สัมมนาให้ความรู้ด้านสมาร์ทกริดอีก 7 หัวข้อ รวมจำนวน 15 ครั้ง
EPPO-08	กิจกรรมสื่อสาร ทำความเข้าใจ และรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในการดำเนินการขับเคลื่อนด้านสมาร์ทกริด	- สนพ. ได้จัดสัมมนาให้ความรู้ ในหัวข้อ “สมาร์ทกริด (Smart Grid) ระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อเมืองอนาคต” ในช่วงเดือนตุลาคม 2562 ถึงเดือนมีนาคม 2563 จำนวนทั้งสิ้น 10 ครั้ง ทั้งในเขตกรุงเทพฯ ปริมณฑล และกระจายสู่ต่างจังหวัด โดยมีรายละเอียด ดังนี้ ครั้งที่ 1 วันที่ 30 ตุลาคม 2562 ณ กรุงเทพฯ ครั้งที่ 2 วันที่ 1 พฤศจิกายน 2562 ณ จังหวัดสมุทรปราการ ครั้งที่ 3 วันที่ 5 พฤศจิกายน 2562 ณ จังหวัดชลบุรี ครั้งที่ 4 วันที่ 7 พฤศจิกายน 2562 ณ จังหวัดเชียงใหม่ ครั้งที่ 5 วันที่ 24 ธันวาคม 2562 ณ จังหวัดปทุมธานี ครั้งที่ 6 วันที่ 26 ธันวาคม 2562 ณ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ครั้งที่ 7 วันที่ 27 ธันวาคม 2562 ณ จังหวัดราชบุรี ครั้งที่ 8 วันที่ 7 มกราคม 2563 ณ จังหวัดขอนแก่น ครั้งที่ 9 วันที่ 4 มีนาคม 2563 ณ จังหวัดภูเก็ต ครั้งที่ 10 วันที่ 11 มีนาคม 2563 ณ จังหวัดสุราษฎร์ธานี

รหัสอ้างอิง	โครงการ/กิจกรรม	สถานะการดำเนินงาน
ERC-01	การศึกษาเพื่อการกำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อและการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability)	- สำนักงาน กกพ. อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษามาตรฐาน IEEE 1547 และ IEEE 2030 (IEEE Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid) เพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับระบบ Smart Grid ของประเทศไทย

แผนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของหน่วยงานอื่นๆ

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

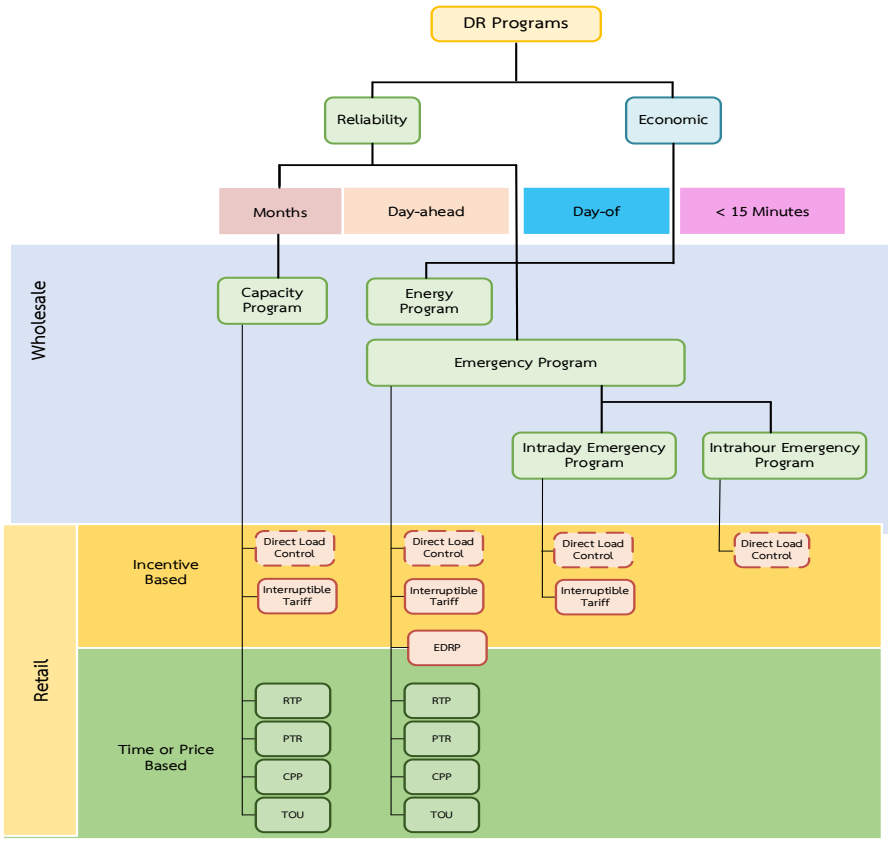
ลำดับที่	หน่วยงาน/บริษัท	เสาหลักที่ 1		เสาหลักที่ 2	เสาหลักที่ 3		แผนอำนวยการสนับสนุน	SMART CITY	EV
		EMS	DR	RE Forecast	MICROGRID	ESS			
หน่วยงานในคณะอนุกรรมการ/คณะทำงาน									
1	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน				✓				
2	กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม							✓	
3	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย					✓			
หน่วยงานอื่นๆ									
1	ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ	✓				✓	✓		✓
2	การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย				✓	✓		✓	
3	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)					✓			✓
4	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค PEA Hive	✓							
5	สถาบันอาคารเขียวไทย							✓	
6	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	✓	✓					✓	✓
7	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์							✓	✓
8	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง							✓	✓
9	สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์							✓	
10	มหาวิทยาลัยนเรศวร				✓	✓			
11	มหาวิทยาลัยพะเยา				✓				
12	มหาวิทยาลัยเชียงใหม่							✓	✓
13	จังหวัดขอนแก่น							✓	
14	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน)					✓			✓
15	บริษัท ปูนซีเมนต์ไทย จำกัด (มหาชน)	✓							
16	บริษัท แอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน)	✓					✓		
17	บริษัท ทรู คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)							✓	
18	บริษัท แสนสิริ จำกัด (มหาชน)	✓						✓	
19	บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)							✓	

รายงานผลการศึกษาการเตรียมความพร้อมเพื่อนำร่องการพัฒนาธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด

สนพ. ได้ดำเนินโครงการศึกษาการเตรียมความพร้อมเพื่อนำร่องการพัฒนาธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด เพื่อให้เกิดการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านโหลด ภายใต้แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ในระยะสั้น (พ.ศ. 2560-2564) ซึ่งมีเป้าหมายที่จะดำเนินการพัฒนาธุรกิจด้านการตอบสนองด้านโหลดแบบกึ่งอัตโนมัติ 350 MW โดยมีสรุปผลการศึกษา ดังนี้

1. โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมสำหรับบริบทของประเทศไทย

ผลศึกษาพบว่า โปรแกรมที่เป็นไปได้ในเบื้องต้นที่สามารถดำเนินการได้แบบกึ่งอัตโนมัติ (Semi-auto) เพื่อนำมาเป็นโครงการนำร่องในเบื้องต้นตามแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น จำนวน 350 MW ระยะปานกลางและระยะยาว ประกอบด้วย 3 โปรแกรม คือ Capacity Program, Energy Program และ Emergency Program ทั้งนี้ สำหรับโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในตลาดค้าปลีกนั้น ทุกโปรแกรมมีความเป็นไปได้ในการจัดทำทั้งหมด อาจมีเพียงโปรแกรมการควบคุมโหลดโดยตรง (Direct Load Control) ที่ต้องการความพร้อมด้านเทคโนโลยีความเป็นอัตโนมัติและโครงสร้างพื้นฐานซึ่งต้องการงบประมาณในการลงทุน สำหรับโปรแกรม Intraday Emergency Demand Response และ Intrahour Emergency Demand Response นั้น ณ ปัจจุบันทั้ง 3 การไฟฟ้ายังคงไม่พร้อมซึ่งต้องการการเรียนรู้และการปรับตัว โดยอาจจะมีความพร้อมในระยะกลางและระยะยาวมากกว่า



โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในมุมของตลาดค้าส่งและค้าปลีกไฟฟ้า
ที่เป็นไปได้สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

2. โครงสร้างและรูปแบบการจัดหาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด (DR Resource)

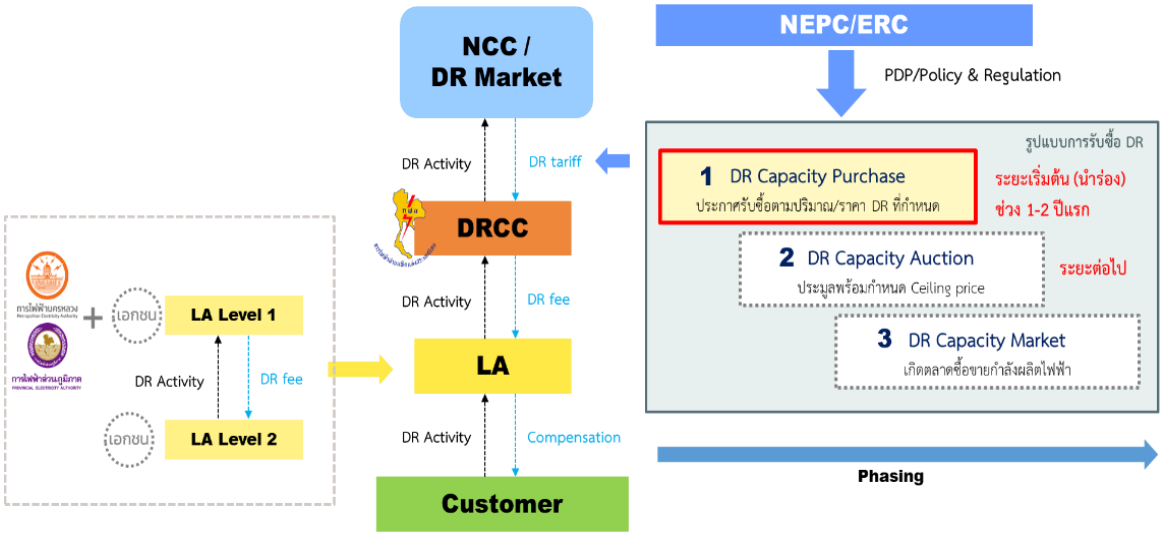
ในภาพรวมการออกแบบโครงสร้างธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response; DR) ของไทยที่อยู่บนโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในรูปแบบปัจจุบัน (Enhanced Single Buyer (ESB)) พบว่า การพัฒนารูปแบบธุรกิจ DR สำหรับประเทศไทย ในระยะสั้น - ระยะปานกลาง (Short-Medium term) (1-5 ปี) ควรเป็นการผสมผสานระหว่าง Traditional Utilities Model กับรูปแบบ Load Aggregator model หรืออาจเรียกว่า Hybrid Utilities and Load Aggregator Model โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งทำหน้าที่เป็นศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า (System Operation) จะต้องทำให้เกิดความสมดุลของระบบไฟฟ้าโดยทำหน้าที่เป็น Demand Response Operator (DRO) ซึ่งมีการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทำหน้าที่เป็น Load aggregator และหากมีภาคเอกชนที่สนใจจะเข้ามามีบทบาทในธุรกิจรูปแบบนี้ก็สามารถทำได้ในระยะต่อไป ทั้งนี้เมื่อมีความพร้อมทางด้านกฎระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวข้องแล้วจะต้องมีกระบวนการคัดเลือก Load aggregator ที่มีความพร้อมทั้งในด้านเทคนิคและการเงิน

สำหรับประเทศไทย ที่มีโครงสร้างแบบกำกับดูแล (Regulated) และมีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ที่มีการคำนึงถึงความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นจากความต้องการไฟฟ้า และได้มีการจัดหา กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้เพื่อรองรับความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นนั้น การจัดหา DR โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (NCC) หรือศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) สามารถพิจารณาจัดหาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด (DR Resource) เข้ามาสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าได้โดยตรง และกำหนดให้ “DR Resource เป็นส่วนหนึ่งของ PDP” ได้ ทั้งนี้จะต้องมีค่าใช้จ่ายต่ำกว่าต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการจัดหาไฟฟ้า โดยการกำหนดแนวทางการจัดหาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด (DR Resource) สำหรับประเทศไทย ต้องคำนึงถึงการออกแบบกลไกการแข่งขันและกลไกราคา ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่จะทำให้เกิดความมั่นใจได้ว่าการพัฒนาธุรกิจ DR สามารถลดต้นทุนการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าของประเทศในระยะยาวได้อย่างมีประสิทธิภาพ และสามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนที่เข้ามาในระบบได้เพิ่มขึ้น ทั้งนี้แนวทางการจัดหา DR Resource ที่มีความเหมาะสมกับการพัฒนาตลาดเป็นระยะๆ ไว้ 3 รูปแบบ ได้แก่

2.1 การจัดซื้อความต้องการกำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Demand Purchase)

2.2 การจัดประมูลความต้องการกำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Demand Auction)

2.3 การจัดทำตลาดซื้อขายกำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Market)



โครงสร้างและรูปแบบการจัดหา DR Resource สำหรับโครงการนำร่อง DR

3. การออกแบบโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลด (DR Program) ในระยะนำร่องและระยะสั้น

สนพ. ได้ดำเนินการออกแบบโปรแกรม DR ที่มีความเหมาะสมและเป็นไปได้ในปัจจุบันที่สามารถดำเนินการได้แบบกึ่งอัตโนมัติ (Semi-auto DR) ตามแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น พ.ศ. 2560-2564 โดยสามารถแบ่งโปรแกรม DR ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

3.1 โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระดับค้าส่ง (Wholesale DR)

โปรแกรมที่มีความเหมาะสมและเป็นไปได้ในปัจจุบัน คือ Peak Capacity Demand Response Program ซึ่งเป็นโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดประเภทแบบล่วงหน้า 1 วัน (Day-ahead DR Program) มีเป้าหมายเพื่อให้เกิดความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการจัดสรรทรัพยากรสำหรับการผลิตไฟฟ้า สำหรับโปรแกรมอื่น ๆ ที่มีศักยภาพในการขยายผลต่อไปในอนาคต คือ โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดด้าน Emergency Program แบบ Intraday และ Intrahour ซึ่งมีเป้าหมายเพื่อให้เกิดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและต้องการความรวดเร็วในการตอบสนองด้านโหลดและการเรียนรู้ต่างๆทั้งในส่วนของการไฟฟ้าและผู้เข้าร่วมโครงการการตอบสนองด้านโหลด

ดังนั้น สำหรับโครงการนำร่อง DR จะเริ่มดำเนินการโปรแกรมการตอบสนองในรูปแบบ Firm คือ **“โปรแกรม Peak Capacity Demand Response”** เพื่อทดแทนการก่อสร้างกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งมีโอกาสการถูกเรียกใช้งานสม่ำเสมอระหว่าง กฟผ. ในฐานะศูนย์ สั่งการ DRCC กับ กฟน. และ กฟภ. ในฐานะที่เป็นผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยกำหนดเป้าหมาย 50 MW สำหรับโครงการนำร่อง DR

รายละเอียด	Peak Capacity Demand Response Program
เป้าหมายการจัดหา DR Resource	**ปริมาณรับซื้อ DR: 50 MW ระหว่างปี พ.ศ. 2565-2566** - Capacity: ทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าที่จ่ายโหลดช่วงพีค - Energy: ลดค่าพลังงานไฟฟ้าหน่วยสุดท้าย
วัตถุประสงค์	สำหรับเป็นทางเลือกในการสร้างสมดุลระหว่าง Supply / Demand ในการวางแผน 1 วันล่วงหน้า (Day Ahead Planning)
ระยะเวลาการตอบสนอง (Response time)	3 ชั่วโมงต่อครั้ง
เงื่อนไขบังคับปริมาณการตอบสนองโหลดที่ให้บริการแบบ Firm	
ช่วงเวลาดำเนินการ	- วันจันทร์ ถึง วันศุกร์ ไม่รวมวันหยุดพิเศษ - ช่วงเวลา 13.30 – 16.30 น. และ 19.30 – 22.30 น. - เข้าร่วมอย่างน้อย 12 เดือน
การใช้งานโปรแกรม	- ไม่เกิน 2 ครั้งต่อวัน, 6 ครั้งต่อเดือน - ระยะเวลา 3 ชั่วโมงต่อครั้ง - โดยเรียกขั้นต่ำอย่างน้อย 150 ชม./ปี - เรียกใช้งาน DR ตลอดทั้งปี (เพื่อให้เกิดความต่อเนื่อง)
การแจ้งเตือนล่วงหน้า (Notification time)	- ล่วงหน้า 1 วันทำการ (ก่อนเวลา 17.00 น.)
การกำหนดบทปรับในสัญญาการตอบสนองด้านโหลด	- สูญเสียค่าชดเชยที่ระบุไว้ในสัญญา
เงื่อนไขการผูกพันด้านเทคนิคการเชื่อมต่อ	- มีการใช้งานระบบ DRMS สำหรับ กฟผ. - มีการใช้งานระบบ LAMS สำหรับ ผู้รวบรวมโหลด (กฟน. และ กฟภ.)
คุณสมบัติของผู้เข้าร่วมโครงการ	ผู้รวบรวมโหลด (กฟภ./กฟน.)
รายละเอียดอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง	
ความละเอียดของการวัด	ขั้นต่ำราย 15 นาที
การคิด Baseline	คำนวณจากการใช้ไฟฟ้าภายใน 10 วันย้อนหลัง
ค่าชดเชยระดับค้าส่ง (Wholesale) ระหว่าง DRCC-LA	เทียบเท่ามูลค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost)

รายละเอียด Peak Capacity Demand Response Program

3.2 โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระดับค้าปลีก (Retail DR)

สำหรับโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระดับค้าปลีก (Retail DR Programs) จะทำการออกแบบโดยให้มีความสอดคล้องกับโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระดับค้าส่ง (Wholesale DR Program) ซึ่งเรียกว่า **"Capacity Programs"** โดยโปรแกรมดังกล่าวเป็นการเรียกใช้งานร่วมกันระหว่าง ผู้รวบรวมโหลด (กฟน. และ กฟภ.) และผู้เข้าร่วมโครงการ (DR Participants) แบ่งออกเป็น 2 โปรแกรมย่อยตามช่วงเวลา ได้แก่ (1) โปรแกรมช่วงบ่าย (Afternoon) ที่มีการเรียกใช้งานระหว่างเวลา 13.30-16.30 น. และ (2) โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (Evening) มีการเรียกใช้งานระหว่างเวลา 19.30-22.30 น. ทั้งนี้ ผู้เข้าร่วมโปรแกรมสามารถเลือกที่จะเข้าร่วมหนึ่งในสองโปรแกรมดังกล่าวได้ โดยจะมีการประเมินผลตอบแทน หรือ ค่าปรับสำหรับผู้เข้าร่วมโครงการอ้างอิงจาก Customer Baseline (CBL) ที่มีการคำนวณค่าการใช้ไฟฟ้าภายใน 10 วันย้อนหลัง โดยมีแนวทางการดำเนินงานการตอบสนองด้านโหลดของประเทศไทยในช่วงนำร่องและระยะถัดไปสามารถสรุปได้ ดังนี้

รายละเอียด	ระยะนำร่อง	ระยะต่อไป
นโยบาย	กำหนดนโยบายนำร่องรับซื้อ	บรรจุ DR เป็นส่วนหนึ่งในการจัดหาเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าใน PDP
เป้าหมาย DR	50 MW	350 MW
รูปแบบการจัดหา	ประกาศรับซื้อ	ประมูลรับซื้อ/รับซื้อผ่านตลาด
ผู้รวบรวมโหลด	กฟภ./กฟน.	ผู้รับใบอนุญาตผู้รวบรวมโหลด (กฟภ./กฟน./เอกชน)
โปรแกรมระดับขายส่ง (WH)	Peak Capacity DR	Peak Capacity DR / Intraday Emergency DR / Intrahour Emergency DR
ค่าชดเชยระดับค้าส่ง (Wholesale) ระหว่าง DRCC-LA	เทียบเท่ามูลค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost)	เทียบเท่ามูลค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost)
ผู้เข้าร่วม (DR participant)	กลุ่ม C&I (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 4 และ 5)	กลุ่ม C&I / Residential
โปรแกรมระดับค้าปลีก (Retail)	Capacity Program	Capacity Program และอื่นๆ
ค่าชดเชยระดับค้าปลีก (Retail) ระหว่าง LA- DR participants	ส่งผ่านค่าชดเชยเต็มจำนวนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า	เป็นไปตามราคาของตลาด

4. การจ่ายผลตอบแทนการตอบสนองด้านโหลด (DR) และบทปรับ/ลงโทษ (Penalty)

แนวคิดการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด มีวัตถุประสงค์เพื่อลดการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Time) ในอนาคต โดยใช้เทคนิคการตอบสนองด้านโหลดเข้ามาช่วยบริหารจัดการโหลดให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งสามารถเทียบเคียงกับรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ณ ปัจจุบัน ดังนี้

4.1 รูปแบบการจ่ายผลตอบแทน DR

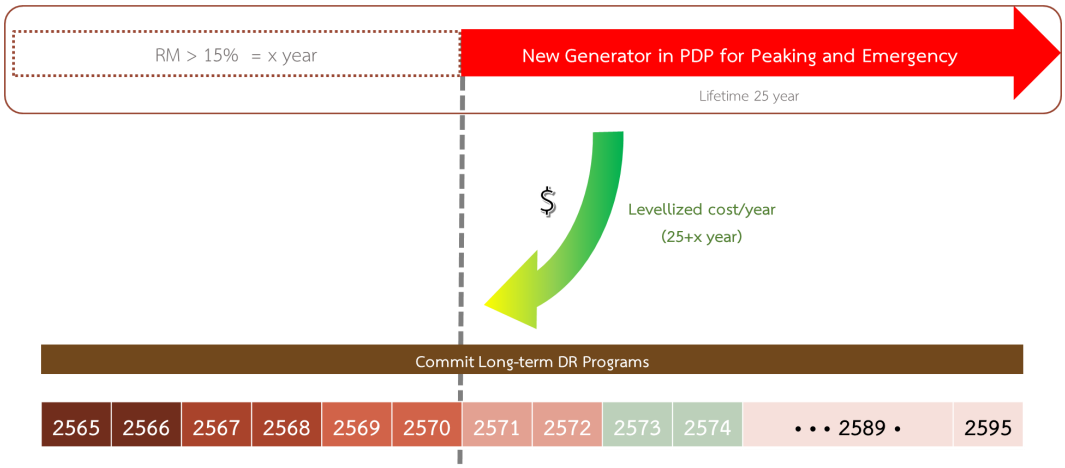
4.1.1 ค่าความพร้อมในการลดการใช้ไฟฟ้า (AP) คือ ค่าตอบแทนแบบคงที่ (Fixed) (หน่วย: บาท/kW/เดือน) ประเมินจากการนำ DR ไปทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

4.1.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ (EP) คือ ค่าตอบแทนตามหน่วยไฟฟ้าที่ลดการใช้ไฟฟ้าจริง (หน่วย: บาท/kWh) แปรผันตามต้นทุนต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าที่ถูกทดแทนด้วยโปรแกรม DR

4.2 หลักการประเมินผลตอบแทนการตอบสนองด้านโหลด

4.2.1 การประเมินหาผลตอบแทนค่าความพร้อมในการลดการใช้ไฟฟ้า (AP)

แนวทางการประเมินหาผลตอบแทนค่า AP ตามสถานการณ์ของประเทศไทยในปัจจุบันที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูงในช่วงปี 2565-2570 นั้น สามารถพิจารณาจากมูลค่าการลงทุนโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างใหม่ที่เกิดขึ้นหลังปี 2570 แปลงกลับมาเป็นเงินปัจจุบันเพื่อเป็นค่าชดเชยให้กับโปรแกรมการ DR ที่จะเกิดขึ้นในปี 2565 เป็นต้นไป ตามกรอบระยะเวลาของโปรแกรมที่กำหนด



กรอบแนวคิดการประเมินผลตอบแทนการตอบสนองด้านโหลด

โดยใช้หลักการทดแทนโรงไฟฟ้าและต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost)

4.2.2 การประเมินหาผลตอบแทนค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ (EP)

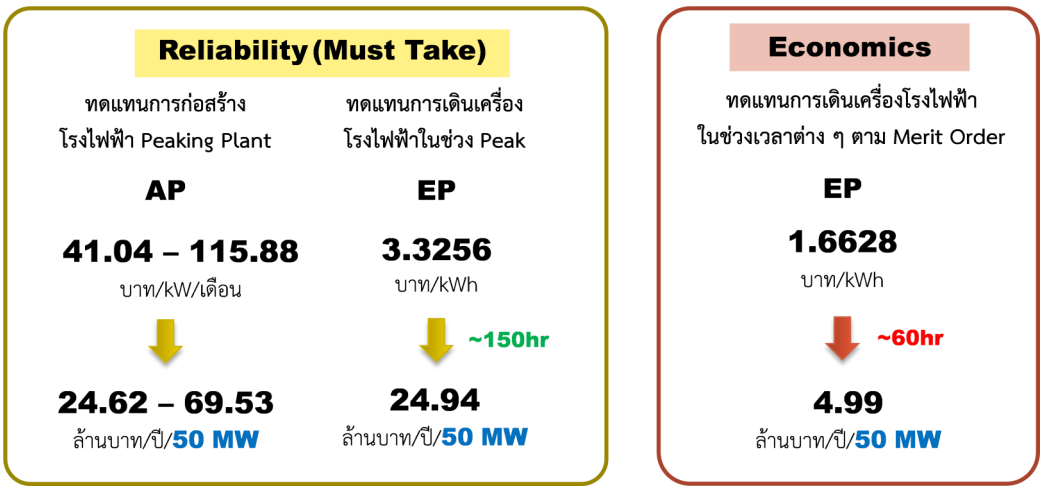
การประเมินผลตอบแทน EP จะพิจารณาจากราคาค่าเชื้อเพลิง (Fuel Price) และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้า (Heat Rate) สรุปได้ดังสมการ

$$EP = \text{Fuel Price}\left(\frac{\text{Baht}}{Btu}\right) \times \text{Heat Rate}\left(\frac{\text{Btu}}{kWh}\right)$$

โดย Fuel Price = ค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่โปรแกรม DR ไปทดแทน (Baht/BTU)

Heat Rate = ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าที่โปรแกรม DR ไปทดแทน (BTU/kWh)

ทั้งนี้ หากพิจารณาจำนวนชั่วโมงสูงสุดของ Peak Capacity Demand Response Program พบว่า DRCC สามารถเรียกใช้งานสูงสุดไปยัง LA ไม่เกิน 216 ชั่วโมง สำหรับแนวทางการเรียกใช้งาน Peak Capacity Demand Response Program เพื่อวัตถุประสงค์ 2 กรณี คือ เพื่อความเชื่อถือได้ (Reliability) กรณีดังกล่าว ทาง DRCC ต้องรับซื้อการตอบสนองด้านโหลดประมาณ 150 ชั่วโมงและเพื่อทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อไปทดแทนการเดินโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาต่างๆ ตามต้นทุน (Merit Order) โดยสามารถสรุปค่าใช้จ่ายคาดว่าจะเกิดขึ้นของ Peak Capacity Demand Response Program ดังนี้



สรุปค่าใช้จ่ายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นของ Peak Capacity Demand Response Program

5. การออกแบบโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลด (DR Program) ในระยะกลาง

โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดที่ทางที่ปรึกษาฯ คิดว่ามีความเป็นไปได้และเหมาะสมและสามารถทำได้ในระยะกลาง คือ **“โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดแบบฉุกเฉินภายในวัน (Intraday Emergency Demand Response Program)”** และโปรแกรมในระยะยาว คือ **“โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดแบบฉุกเฉินภายในชั่วโมง (Intrahour Emergency Demand Response Program)”** ซึ่งทั้งสองโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดประเภทความเชื่อถือ (Reliability) ซึ่งมีเป้าหมายเพื่อเสริมความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การนำโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดแบบฉุกเฉินสามารถงดการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle) หรือ โรงไฟฟ้าประเภทกังหันแก๊ส (Gas Turbine) ที่นำมาใช้เป็นโรงไฟฟ้าสำรองเพื่อรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้าได้ แต่โดยทั่วไปแล้ว โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สมีความเหมาะสมมากกว่า เนื่องจากความรวดเร็วในการเริ่มเดินเครื่องจนกระทั่งขนานเครื่อง ดังนั้น โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดแบบฉุกเฉินจึงมีความคล้ายกับ Peak Capacity Demand Response Program ที่นำมาใช้ในการตัดโหลดสูงสุดซึ่งสามารถนำมาใช้เทียบเคียงกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle) หรือ โรงไฟฟ้าประเภทกังหันแก๊ส (Gas Turbine) ก็ได้ (สำหรับการประเมินค่าชดเชย เราใช้โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สในการเทียบเคียง) ดังนั้นหากเราจะนำหลักการประเมินค่าชดเชยโดยใช้หลักการต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) โปรแกรม Peak Capacity กับ Emergygency จึงมีค่าเท่ากัน อย่างไรก็ตาม รายละเอียดของโปรแกรมนั้นจะแตกต่างกัน โดยเฉพาะยิ่งใน 2 ประเด็น คือ “ระยะเวลาในการแจ้งเตือนล่วงหน้า (Notification Time) และ จำนวนครั้งในการเรียก (Frequency of Call)”

6. การออกแบบโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลด (DR Program) ในระยะยาว

สำหรับโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระยะยาวนั้น โปรแกรมที่มีความเหมาะสม คือ โปรแกรมบริการเสริมความมั่นคงของระบบ (Ancillary Services) ที่ต้องการความเร็วในการตอบสนองอย่างรวดเร็ว การบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้าประกอบด้วยหลายลักษณะ ดังนั้นสำหรับโปรแกรมในฝั่งค้าปลีกที่มีความสอดคล้องกัน คือ โปรแกรมการควบคุมโหลดแบบโดยตรง (Direct Load Control: DLC) ที่มีความรวดเร็วในเรียกใช้งาน ดังนั้นโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมในระยะยาว คือ **“Intrahour Emergency Demand Response”**

7. ผลการพัฒนาแนวทางการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแลธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด

มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ผลการศึกษาของการเสนอแนะแนวทาง สามารถนำไปปฏิบัติให้เกิดการใช้งานที่เป็นรูปธรรมได้จริง จึงได้แบ่งขอบเขตการดำเนินงานออกเป็น 3 ระดับ ประกอบด้วย

7.1 ระดับฟังก์ชันหน้าที่สำหรับผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า (Power Flow Control)

ในการเพิ่มรูปแบบการสั่งการด้านการตอบสนองด้านโหลดร่วมกับระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจะต้อง “พิจารณาถึงนโยบายด้านต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของมาตรการการตอบสนองด้านโหลดที่ต่ำกว่าต้นทุนการเดินเครื่องระบบผลิตกำลังไฟฟ้า ณ ปัจจุบัน” เมื่อพิจารณาถึงต้นทุนการผลิตที่ต่ำกว่าแล้ว ทางศูนย์ควบคุมฯ จะสามารถจัดลำดับการดำเนินการ โดยให้ความสำคัญของการดำเนินการด้านการตอบสนองด้านโหลด (Merit Order) เป็นลำดับแรกๆ ของการสั่งการระบบฯ โดยในอนาคตควรมีการบรรจุเป้าหมายที่ชัดเจนลงในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) เพื่อให้เกิดการดำเนินการที่เป็นรูปธรรม และกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนในการส่งเสริมธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดต่อไป โดยในอนาคตทางศูนย์ควบคุมฯ (NCC) ต้องมีการนำแนวทางการตอบสนองด้านโหลดที่ถูกบรรจุอยู่ในแผน PDP มาใช้ในการบริหารสั่งการ (Must Take) ระบบไฟฟ้าฯ ของประเทศไทยต่อไป

7.2 ระดับการพัฒนาแนวทางการกำกับดูแลการจ่ายผลตอบแทนการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสม (Financial Transaction Flow)

การกำหนดระดับผลตอบแทน จะมีความสัมพันธ์โดยตรงกับสัดส่วนความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้าจริง หรือค่า Performance Rate ที่เกิดจากการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจริง (Actual Load Reduction) เทียบเคียงกับค่าพลังงานไฟฟ้าเป้าหมายที่เรียก (Contract Reduction) โดยจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจริงจะเกิดจากการคำนวณผลต่างระหว่างค่าการใช้ไฟฟ้าในวันที่ดำเนินมาตรการ และค่าพลังงานฐาน (CBL) ของผู้เข้าร่วมมาตรการ

7.3 ระดับการศึกษากฎระเบียบ หลักเกณฑ์ รวมถึงข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง (Policy & Regulatory Protocols) ในการกำกับดูแลผู้รวบรวมโหลด

เนื่องจากการทำ Demand Response (**"DR"**) ยังถือเป็นกิจกรรมที่ค่อนข้างใหม่ และมีประเด็นทางกฎหมายที่จำเป็นต้องพิจารณาภายใต้บริบทกฎหมายด้านพลังงานในประเทศไทย แนวทางใน **การตีความการทำ DR ตามกฎหมาย** ภายใต้อำนาจในการตีความกฎหมายสามารถที่จะตีความในประเด็นการทำ DR เป็นการประกอบกิจการพลังงานหรือไม่ โดยแบ่งเป็น 2 แนวทาง คือ

1) การทำ DR ไม่ถือเป็นการประกอบกิจการพลังงาน โดยเป็น "กิจกรรม" หรือมาตรการที่ส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าลดการใช้ไฟฟ้าลงเท่านั้น

2) การทำ DR ถือเป็นการซื้อขายภาวการณ์ไม่ใช้ไฟฟ้า หรือมีลักษณะเป็น "การจำหน่ายไฟฟ้า" ในลักษณะใดลักษณะหนึ่งย่อมทำให้ กกพ. มีหน้าที่โดยตรงที่จะต้องกำกับดูแลการทำ DR เสมือนการประกอบกิจการไฟฟ้าอื่นโดยทั่วไป

รายงานผลการศึกษาโครงการสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology

สนพ. ได้ดำเนินโครงการสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology เพื่อพัฒนาและปรับปรุงแบบจำลองและค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เนื่องจากปัจจุบันมีสัดส่วนการเติบโตของผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบหรือผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้า หรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง (Independent Power Supply : IPS) ประกอบกับการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีด้านพลังงาน (Disruptive Technology) ที่ส่งผลกระทบต่อค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า รวมถึงการความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปตามนโยบายภาครัฐ เช่น นโยบายส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า (Electrical Vehicles : EV) รถไฟฟ้าความเร็วสูง (High Speed Trains : HST) และแผนอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งปัจจัยต่างๆ ดังกล่าวจำเป็นต้องนำมาปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้มีความทันสมัย และสามารถพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระดับประเทศได้อย่างครบถ้วนและถูกต้องใกล้เคียงกับสถานการณ์ปัจจุบัน เพื่อเป็นข้อมูลพื้นฐานสำคัญในการวางแผนการจัดหาไฟฟ้าหรือการกำหนดนโยบายด้านพลังงานของประเทศได้อย่างเหมาะสมและมีประสิทธิภาพ

โครงการสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลพื้นฐานที่มีความสำคัญหรือปัจจัยที่เกี่ยวข้องในแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าในระดับผู้ใช้ (End-Use) และความสัมพันธ์ของตัวแปรหรือปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการใช้ไฟฟ้า การพัฒนาแบบจำลองและปรับปรุงข้อมูลหรือปัจจัยที่เกี่ยวข้องในแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวให้สามารถรองรับกับสถานการณ์ของประเทศไทยทั้งในปัจจุบันและอนาคต โดยพิจารณาครอบคลุมถึงความต้องการไฟฟ้าในระดับรายภาค รวมทั้งการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวของประเทศทั้งในระบบและนอกระบบการไฟฟ้า

ทั้งนี้การดำเนินโครงการได้มีการศึกษารวบรวมข้อมูลและวิธีการที่เกี่ยวข้องกับการจัดทำแบบจำลองที่เหมาะสมในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบของ Disruptive Technology และ IPS ที่มีต่อค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าของประเทศ รวมทั้ง พัฒนาและปรับปรุงแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวให้สอดคล้องสถานการณ์ปัจจุบัน โดยจัดทำทั้งในลักษณะ End-Use Model และ Econometric Model และจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวของประเทศกรณีปกติ (Business as usual: BAU) กรณีฐาน (Base Case) และกรณีสมมติฐานเพิ่มเติม (Scenario) โดยมีรายละเอียดสรุปได้ ดังนี้

1. การจัดทำแบบจำลอง End-Use Model ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย

การจัดทำแบบจำลองของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (End-Use Model) ได้มีการรวบรวมข้อมูลสำหรับนำไปปรับปรุงค่าสถิติต่างๆ ใน End-Use Model โดยมีการลงพื้นที่สำรวจภาคสนามเพื่อสำรวจข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ให้ครอบคลุมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระดับรายภาค ซึ่งแบ่งเป็น เขตการไฟฟ้านครหลวง (จังหวัดกรุงเทพมหานคร นนทบุรี สมุทรปราการ) และเขตการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (แบ่งเป็นภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้) โดยทำการคัดเลือกจังหวัดที่เป็นตัวแทนภาค ภาคละ 2 จังหวัด โดยใช้หลักการเลือกตัวอย่างตามหลักสถิติ ทั้งนี้ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจที่นำมาใช้ในการปรับปรุงแบบจำลอง เช่น ลักษณะที่อยู่อาศัย จำนวนสมาชิกในครัวเรือน รายได้ของครัวเรือน จำนวนและการใช้งานเครื่องใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ 31 รายการ (จำนวน ขนาดกิโลวัตต์ อายุการใช้งาน ระยะเวลาใช้งาน) นอกจากนั้นได้มีการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลเพิ่มเติมจากโครงการสำรวจสภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน (SES Survey) ของสำนักงานสถิติแห่งชาติ และข้อมูลโครงการฉลากประหยัดไฟฟ้าเบอร์ 5 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพื่อนำข้อมูลในการพัฒนาและปรับปรุงแบบจำลอง End-Use Model สำหรับใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย

2. การจัดทำแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว

การจัดทำแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ นอกเหนือจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ได้มีการศึกษาและรวบรวมข้อมูลตัวแปรที่ส่งผลกระทบต่อความต้องการไฟฟ้าโดยครอบคลุมการวิเคราะห์ความต้องการไฟฟ้าในระดับรายภาค และจัดทำแบบจำลองด้วยตัวแบบพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าแบบเศรษฐมิติ (Econometric Model) ซึ่งพัฒนาขึ้นจากข้อมูลในอดีตที่เป็นปัจจัยขับเคลื่อนความต้องการไฟฟ้า ทั้งนี้ ในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 (กิจการขนาดใหญ่) ซึ่งมีส่วนของธุรกิจและอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ รวมทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 5 (กิจการเฉพาะอย่าง) ในส่วนของโรงแรม ได้มีการพิจารณานำข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอาคารควบคุมและโรงงานควบคุม จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน มาใช้ในปรับปรุงแบบจำลอง End-Use Model เพิ่มเติมและนำมาพิจารณาร่วมกับวิธีเศรษฐมิติ เพื่อใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวกรณีปกติ (Business as usual: BAU)

สำหรับการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีฐาน (Base Case) โครงการฯ ได้มีการศึกษาและวิเคราะห์ความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากโครงการหรือนโยบายของรัฐบาลที่มีแผนชัดเจน ได้แก่ นโยบายส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ซึ่งมีการประเมินความต้องการไฟฟ้าของ EV สอดคล้องกับเป้าหมาย EV ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ และแผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในประเทศ ซึ่งได้มีการประเมินความต้องการไฟฟ้าของ (1) โครงการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในกรุงเทพมหานคร และปริมณฑล (2) โครงการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 7 เมืองหลัก และ (3) โครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูง เพื่อนำมาจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีฐาน (Base Case)

สำหรับกรณีสมมติฐานเพิ่มเติม (Scenario) ได้มีการจัดทำฉากทัศน์เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบจากแผนอนุรักษ์พลังงานและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และมีการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องารพลังงานไฟฟ้าเป็น 3 ฉากทัศน์ โดยมีการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนเป้าหมายของแผนอนุรักษ์พลังงาน และสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนี้ ฉากทัศน์ที่ 1 เป็นกรณีบรรลุเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงานได้ 100% และมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 6% ของค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2580 ฉากทัศน์ที่ 2 เป็นกรณีบรรลุเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงานได้ 70% และมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 15% ของค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2580 ฉากทัศน์ที่ 3 เป็นกรณีบรรลุ เป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 70% และมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 20% ของค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2580

โครงการฯ ได้มีการจัดประชุมหารือ และประชุมกลุ่มย่อย ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อรวบรวมข้อมูลประกอบการจัดทำผลการศึกษาโครงการ รวมทั้งแลกเปลี่ยนความคิดเห็นเกี่ยวกับการพัฒนาและปรับปรุงแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า รวมถึงมีการประชุมคณะทำงานกำกับโครงการโดยมีผู้ทรงคุณวุฒิและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมให้คำแนะนำในการดำเนินโครงการฯ นอกจากนั้นได้มีการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นจากนักวิชาการ ผู้ทรงคุณวุฒิ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และผู้สนใจ เพื่อนำความคิดเห็นมาปรับปรุงผลการดำเนินโครงการให้มีความเหมาะสมและเป็นที่ยอมรับมากยิ่งขึ้น โดยเป็นการสัมมนาผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ ในวันที่ 25 พฤศจิกายน 2564 ซึ่งมีผู้เข้าร่วมการสัมมนารวมทั้งสิ้น 582 ท่าน ทั้งนี้ ผลการดำเนินโครงการฯ ทำให้ได้แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวที่ทันสมัย น่าเชื่อถือ และเป็นที่ยอมรับ รวมถึงมีค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จะนำมาใช้เป็นแนวทางในการวางแผนและกำหนดนโยบายด้านพลังงานของประเทศต่อไป

การจัดทำรายงานสถานการณ์พลังงานไฟฟ้านอกระบบ

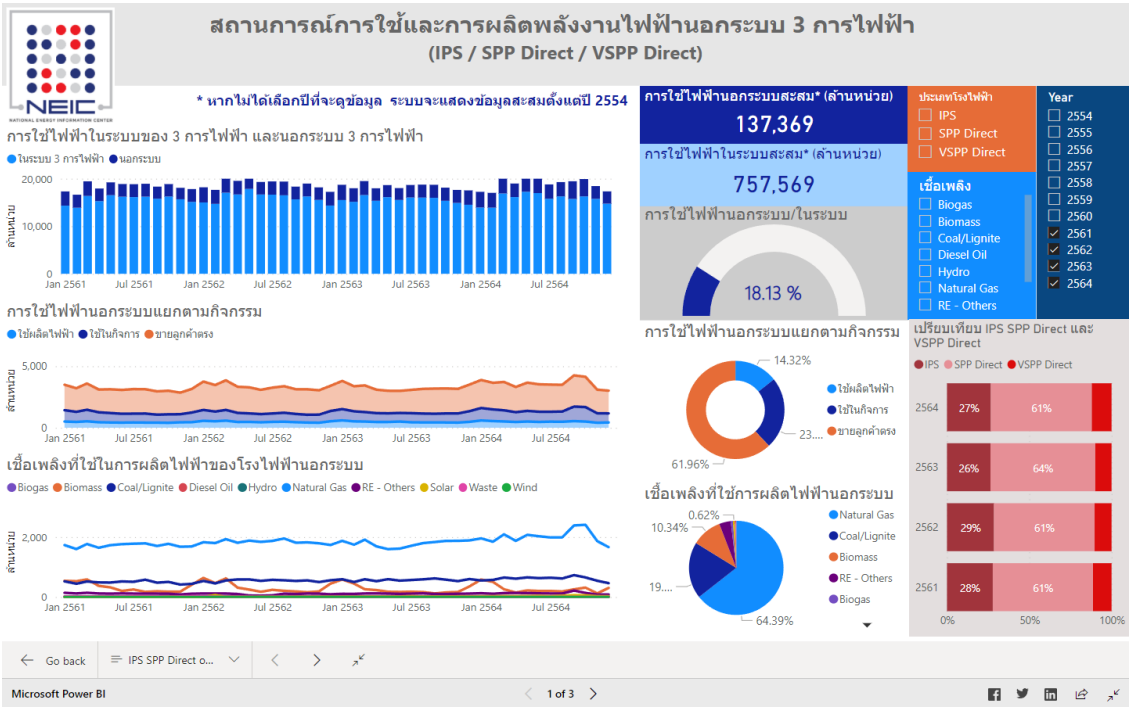
พลังงานไฟฟ้านอกระบบหมายถึงพลังงานไฟฟ้าที่ในส่วนนอกเหนือจากพลังงานไฟฟ้าในความดูแลของ 3 การไฟฟ้า เช่น พลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าผลิตเองใช้เอง พลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขายให้กับลูกค้าตรง /ไม่ได้จำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับ 3 การไฟฟ้า เป็นต้น โดยปัจจุบันสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ได้มีการรวมรวมข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบในส่วนของ Independent Power Supply (IPS) SPP Direct และ VSPP Direct ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือจำหน่ายให้ลูกค้าตรง โดยเป็นพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ไม่ได้ขายเข้าระบบของการไฟฟ้า ทั้งนี้ ได้มีการรวมรวมข้อมูลดังกล่าวตั้งแต่ปี 2554 และสามารถรวบรวมข้อมูลดังกล่าวได้ครบทั้ง IPS SPP Direct และ VSPP Direct ปี 2561 และได้จัดส่งข้อมูลให้กับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เป็นรายเดือน เพื่อใช้ในการวางแผนด้านไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบัน สนพ. ได้จัดทำรายงานข้อมูลสถานการณ์การใช้และการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ 3 การไฟฟ้า ในลักษณะ dashboard โดยมีรายงานข้อมูล 3 dashboard ได้แก่

1. สถานการณ์การใช้และการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ
2. การกระจายตัวของการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ
3. การผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบในแต่ละจังหวัด

โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1. สถานการณ์การใช้และการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ 3 การไฟฟ้า



ปริมาณพลังงานไฟฟ้านอกระบบมีการเติบโตเพิ่มขึ้นทุกปี โดยในปี 2564 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้านอกระบบ 37,308 ล้านหน่วย คิดเป็นร้อยละ 19.66 เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบ โดยเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าจาก IPS ร้อยละ 27 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจาก SPP Direct ร้อยละ 61 และเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าจาก VSPP Direct ร้อยละ 12 ซึ่งปริมาณพลังงานไฟฟ้านอกระบบดังกล่าว เป็นการใช้เพื่อ

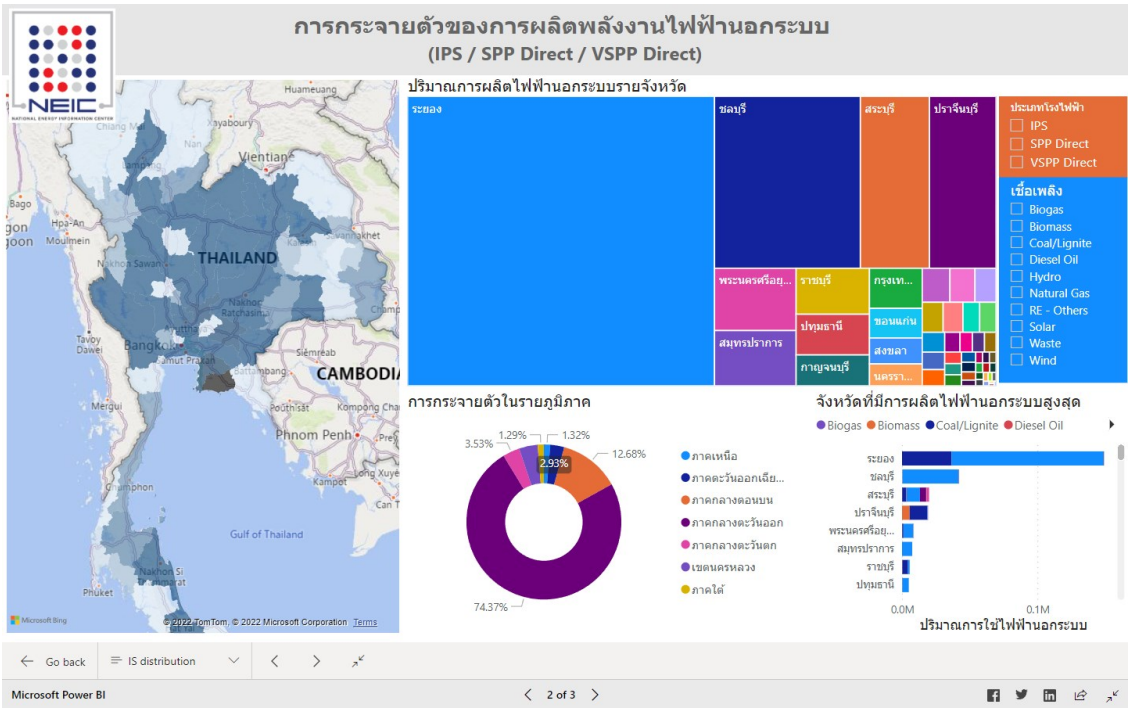
(1) ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า คิดเป็นร้อยละ 13.82

(2) ใช้ในกิจการ คิดเป็นร้อยละ 20.05

(3) ขายลูกค้าตรง คิดเป็นร้อยละ 61.11

ทั้งนี้ ในส่วนของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ 3 ลำดับแรก ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ (ร้อยละ 64.89) ถ่านหิน (ร้อยละ 19.69) และชีวมวล (ร้อยละ 8.91)

2. การกระจายตัวของการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ

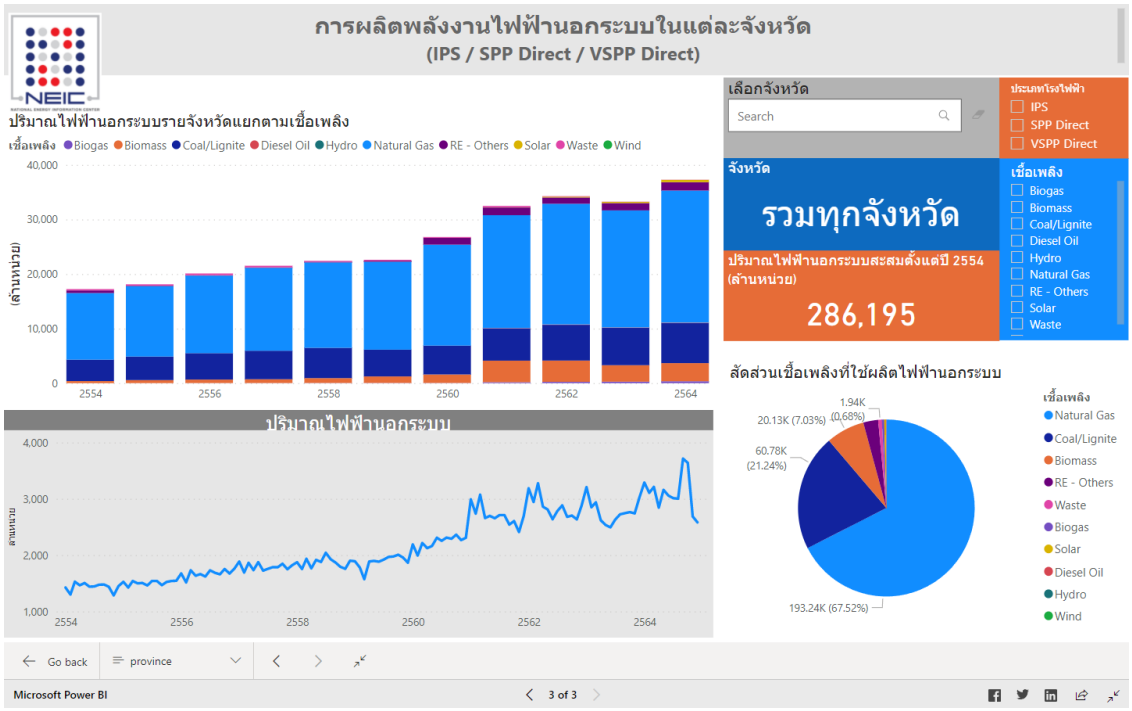


การผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบมีการกระจายตัวของอยู่ในทุกภูมิภาคของประเทศไทย โดยมีการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในภาคกลางตะวันออก และภาคกลางตอนบน ตามลำดับ (แบ่งภูมิภาคตามการแบ่งเขตการดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) ทั้งนี้ จังหวัดที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบรวมสูงสุด 3 จังหวัดแรกคือ จังหวัดระยอง จังหวัดชลบุรี และจังหวัดสระบุรี ตามลำดับ

เมื่อพิจารณาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบ พบว่ามีการกระจายตัวของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด ในจังหวัดต่างๆ สูงสุด 3 จังหวัดแรก ดังนี้

เชื้อเพลิง	3 จังหวัดที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบสูงสุด
ก๊าซธรรมชาติ	ระยอง ชลบุรี สระบุรี
ถ่านหิน	ระยอง ปราจีนบุรี ราชบุรี
ชีวมวล	ปราจีนบุรี กาญจนบุรี สงขลา
ความร้อนเหลือทิ้ง (RE-Other)	สระบุรี อ่างทอง นครศรีธรรมราช
ขยะ	สระบุรี
ก๊าซชีวภาพ	นครราชสีมา สุพรรณบุรี อุบลราชธานี
แสงอาทิตย์	สระบุรี ชลบุรี พระนครศรีอยุธยา

3. การผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบในแต่ละจังหวัด



ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้านอกระบบในแต่ละจังหวัด สามารถเลือกดูได้ตามที่ต้องการ โดยจะแสดงการเติบโตของปริมาณพลังงานไฟฟ้านอกระบบรวมทุกเชื้อเพลิง หรือจำแนกรายชนิดเชื้อเพลิง ไปถึงสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้านอกระบบในแต่ละจังหวัด

ทั้งนี้ สนพ. ได้เผยแพร่รายงาน dashboard ข้างต้นที่เว็บไซต์ http://neic.eppo.go.th/der.html และได้จัดทำคู่มือการใช้งาน dashboard เพื่อให้ผู้ที่สนใจสามารถเรียกดูข้อมูลสถานการณ์พลังงานไฟฟ้านอกระบบ โดยสามารถเข้าดูได้ที่ http://neic.eppo.go.th/assets/pdf/user_manual_DER.pdf

คณะกรรมการประสานความร่วมมือการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภาคลุ่มน้ำโขง (RPTCC)

การประชุมครั้งที่ 28 ของคณะกรรมการประสานความร่วมมือการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภาคลุ่มน้ำโขง (GREATER MEKONG SUBREGION 28th MEETING OF THE REGIONAL POWER TRADE COORDINATION COMMITTEE: RPTCC-28) จัดขึ้นเมื่อวันที่ 26-27 สิงหาคม พ.ศ. 2564 ผ่านการประชุมทางออนไลน์ โดยมีสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเป็นเจ้าภาพ และมีผู้แทนจากกลุ่มประเทศในอนุภาคลุ่มแม่น้ำโขงเข้าร่วม สำหรับคณะผู้แทนจากไทย ประกอบด้วย กระทรวงพลังงาน สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีหัวข้อการประชุม ได้แก่ สรุปผลสำคัญของการศึกษาอนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขง (GMS) เกี่ยวกับความสอดคล้องของมาตรฐานประสิทธิภาพทางเทคนิคและรหัสกริด (Grid Code) และระเบียบข้อบังคับ ดำเนินการภายใต้ความช่วยเหลือด้านเทคนิคของธนาคารเพื่อการพัฒนาแห่งเอเชีย(ADB) การประสานกันของระบบไฟฟ้า GMS เพื่ออำนวยความสะดวกการค้าพลังงานในภูมิภาค กิจกรรมการเชื่อมต่อระดับภูมิภาคในเอเชีย ข้อมูลของแต่ละประเทศเกี่ยวกับการพัฒนาภาคพลังงาน ผลกระทบของการระบาดใหญ่ของ COVID-19 ต่ออุปสงค์และอุปทาน และต่อรายได้ของสาธารณูปโภค และกรอบการลงทุนระดับภูมิภาคสำหรับ GMS บทบาทของพลังงานหมุนเวียน การจัดเก็บพลังงาน สมาร์ทกริด และประสิทธิภาพการใช้พลังงานสำหรับการเปลี่ยนผ่านพลังงาน

ในส่วนของประเทศไทย นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นผู้แทนในการนำเสนอข้อมูลด้านพลังงานของประเทศไทย และตอบข้อซักถามต่างๆ โดยมีสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

• นโยบายพลังงานหมุนเวียน ในปี 2593 มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่ที่มีอัตราส่วนของพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยประมาณ 60%

• ด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ภายใต้แผนปัจจุบันจนถึงปี 2580 ได้กำหนดเป้าหมายประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากกว่า 30% แต่สำหรับแผนใหม่นโยบายจะมีสัดส่วนมากกว่าปัจจุบัน 30%

• จะมีการลดการใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนในปี 2580 เนื่องจากโรงไฟฟ้าถ่านหินหนึ่งโรงจะออกจากระบบในปี 2576 ซึ่งธนาคาร ADB ตั้งข้อสังเกตว่าเป็นการพัฒนาที่ดี เนื่องจากประเทศส่วนใหญ่ในภูมิภาคนี้ประกาศที่จะยุติการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน

• เป้าหมายการผลิตโซลาร์ลอยน้ำ (Solar Floating) ประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ภายใต้แผน PDP 2018 โดย กฟผ. ได้มีโครงการนำร่องประมาณ 47 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ดียังไม่มีโครงการเกี่ยวกับกังหันลมนอกชายฝั่ง แต่ประเทศไทยตั้งข้อสังเกตว่ามีศักยภาพของลมด้วยเช่นกัน

• ระบบจัดเก็บแบตเตอรี่ (BESS) สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานอยู่ระหว่างหารือกับกระทรวงพลังงานและการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (กฟผ. กฟน. และ กฟภ.) ในโครงการนำร่อง ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2565 โดย BESS จะถูกนำมาใช้สำหรับบริการเสริมและการควบคุมความถี่

นอกเหนือจากการนำเสนอ Country Presentation ของแต่ละประเทศแล้ว ยังมีการบรรยายจากคณะผู้เชี่ยวชาญ/ที่ปรึกษาของ ADB เช่น Update on Regional Connectivity Activities in Asia โดย Mr. Matthew Wittenstein, Chief of Section, Energy Connectivity, UN ESCAP โดยมีสรุปความคืบหน้าการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบไฟฟ้า ดังนี้

(1) การเชื่อมโยงโครงข่ายระบบไฟฟ้า มีการริเริ่มการเชื่อมต่อทั่วภูมิภาคเอเชีย

(2) การประสานงานระหว่างอนุภูมิภาคทำให้มีโอกาสในการแบ่งปันบทเรียนและแนวทางปฏิบัติที่ดี

(3) ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ถือเป็นภูมิภาคที่มีความก้าวหน้ามากที่สุด

(4) มีความจำเป็นในการประสานงานที่เพิ่มขึ้น โดยสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวได้กล่าวถึงความคิดริเริ่มด้านความเชื่อมโยงโครงข่ายระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ เช่น โครงการสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว-ไทย-มาเลเซีย-สิงคโปร์ และเน้นย้ำถึงความจำเป็นในการร่วมมือและแบ่งปันบทเรียน และแนวทางปฏิบัติของ ADB ซึ่งการพิจารณาราคาพลังงานไฟฟ้าและความมั่นคงของโครงข่ายระบบไฟฟ้าต้องพิจารณาควบคู่กับข้อผูกมัดการลดการปล่อยคาร์บอนและส่งเสริมการใช้พลังงานจากพลังงานหมุนเวียนประเด็นที่สำคัญ

ข้อตกลงที่จะดำเนินการในระยะต่อไปมี 5 ด้านหลัก ได้แก่

(1) กิจกรรมแบ่งปันความรู้ เกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานเพื่อความยืดหยุ่นและความเสถียรของโครงข่ายระบบไฟฟ้าซึ่ง ได้รับการสนับสนุนโดยความช่วยเหลือด้านเทคนิคใหม่ของ ADB

(2) สำรวจการจัดหาเงินทุนที่เป็นมิตรต่อ สิ่งแวดล้อม เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

(3) อำนวยความสะดวกในการปรับปรุงสถานะการซื้อขายไฟฟ้าและโครงการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอ

(4) เสนอการจัดตั้งคณะทำงาน เกี่ยวกับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในภูมิภาค GMS ต่อที่ประชุมเจ้าหน้าที่ระดับสูง (5) โครงการนำร่องด้านการซื้อขายไฟฟ้า 3 ประเทศ

โดยในการประชุมของคณะกรรมการประสานความร่วมมือการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกในอนุภาคลุ่มน้ำโขง ครั้งที่ 29 จะมีสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเป็นเจ้าภาพในครั้งต่อไป

การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 39

ประเทศบรูไนในฐานะประธานอาเซียนด้านพลังงานได้จัดให้มีการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 39 ระหว่างวันที่ 13-16 กันยายน 2564 ผ่านการประชุมในรูปแบบออนไลน์ โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นหัวหน้าผู้แทนประเทศไทย และมีผู้แทนกองยุทธศาสตร์และแผนงานเป็นผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน โดยที่ประชุมรับทราบความสำเร็จในการดำเนินงานตามตัวชี้วัดภายใต้แผนปฏิบัติการอาเซียนด้านพลังงาน ปี 2021 ในวาระที่ประเทศบรูไนเป็นประธาน จำนวน 7 ตัวชี้วัด ดังนี้

(1) รัฐมนตรีพลังงานอาเซียน 10 ประเทศ รับรองปฏิญญาบันดาร์เสรีเบกาวัน (Banda Seri Begawan Joint Declaration) โดยมีเป้าหมายมุ่งสู่การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศสมาชิกอาเซียน

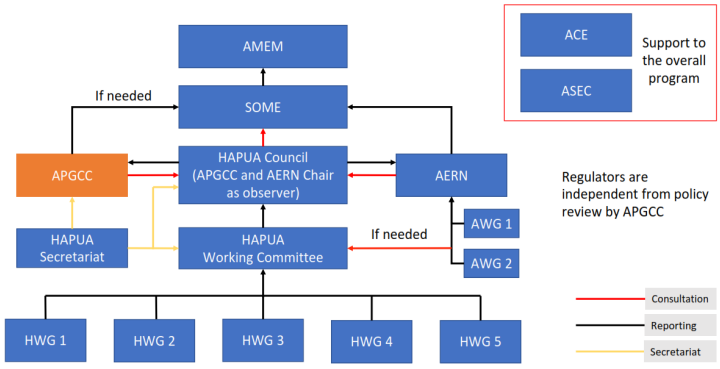
(2) จัดทำร่างแผน Gas Advocacy Communication เพื่อสร้างความตระหนักและความเข้าใจในประโยชน์ของก๊าซธรรมชาติ และสนับสนุนการใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคอาเซียน

(3) มีการสัมมนาเชิงปฏิบัติการเกี่ยวกับเศรษฐกิจไฮโดรเจน และเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน

(4) เสริมสร้างความสัมพันธ์กับประเทศคู่เจรจาได้แก่สหรัฐอเมริกา และ องค์การพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency : IEA) โดยจัดให้มีการประชุมเชิงปฏิบัติการในหัวข้อ The ASEAN-US Workshop on Decarbonization of the Energy Sector และ IEA Workshop on Net-Zero Roadmap Report and Application to ASEAN

(5) เผยแพร่รายงาน The ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) ฉบับที่ 1 และ 2 โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการจัดทำรายงานฉบับที่ 3 โดยเน้นเรื่องการเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และการเพิ่มขึ้นของพลังงานสะอาด

(6) การเสนอบทบาทของ ASEAN Energy Regulatory Network (AERN) ในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกอาเซียน โดยปัจจุบันได้มีการเสนอให้ AERN ทำหน้าที่ให้คำปรึกษาคณะทำงาน The Head of ASEAN Power Utilities/ Authorities Council (HAPUA) โดยมีโครงสร้างการดำเนินงานด้านไฟฟ้าอาเซียน ดังนี้



โครงสร้างการดำเนินงานด้านไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน

นอกจากนี้ประเทศมาเลเซียในฐานะประธานคณะทำงาน ASEAN Power Grid Consultative Committee (APGCC) ได้เสนอ TOR ใหม่ สำหรับคณะทำงาน APGCC โดยกำหนดให้สมาชิกของ APGCC ต้องมาจากหน่วยงานภายใต้กระทรวงพลังงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบงานด้านนโยบายไฟฟ้า และกำหนดให้ผู้บริการด้านพลังงานไฟฟ้า (Utility) เป็นผู้สังเกตการณ์

(7) จัดทำแผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพในภาคอาคารและการทำความเย็นแล้วเสร็จ

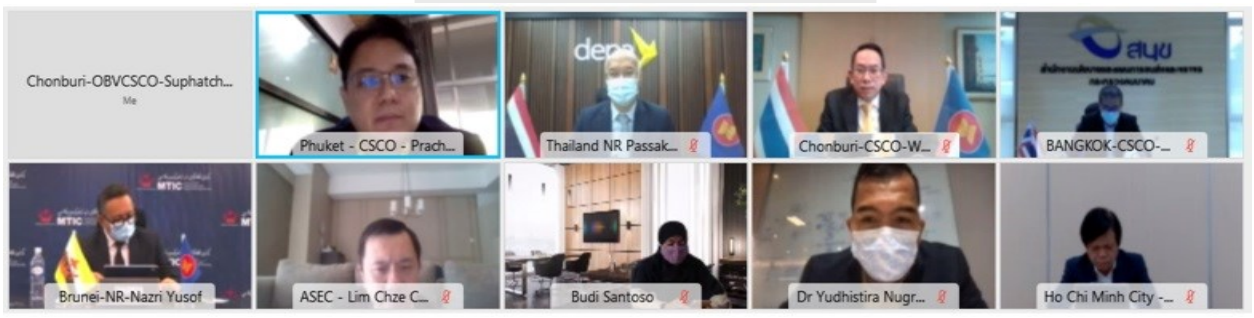
การประชุมประจำปีเครือข่ายเมืองอัจฉริยะอาเซียน ครั้งที่ 4

วันที่ 30 สิงหาคม 2564 นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เข้าร่วมการประชุมประจำปีเครือข่ายเมืองอัจฉริยะอาเซียน ครั้งที่ 4 (The 4th ASEAN Smart Cities Network Annual Meeting) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ซึ่ง Ministry of Transport and Infocommunications แห่งประเทศบรูไน ดารุซซาลาม เป็นเจ้าภาพ ในโอกาสที่บรูไนเป็นประธานอาเซียนประจำปี 2564 เพื่อแลกเปลี่ยนความคิดเห็นเกี่ยวกับแนวคิดการพัฒนาช่องทางการสื่อสารออนไลน์ระหว่างเครือข่ายและร่วมกันหาแนวทางการลงทุนในการพัฒนาเมืองอัจฉริยะอย่างยั่งยืนของอาเซียน โดยมีการรายงานความก้าวหน้าที่สำคัญ ดังนี้

1. รายงานความก้าวหน้าการพัฒนาเมืองอัจฉริยะของเมืองต่างๆ ในกลุ่มประเทศอาเซียนทั้ง 26 เมืองนำร่อง ซึ่งเป็นเมืองอัจฉริยะจากประเทศไทย 3 เมือง ได้แก่ กรุงเทพมหานคร ชลบุรี และภูเก็ต โดย นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานในฐานะ Chief Smart City Officer (CSCO) ของชลบุรี ได้นำเสนอความคืบหน้าในการดำเนินงาน AMATA Smart City ในการพัฒนาโครงการ Waste to Energy สำหรับขยะอุตสาหกรรม และโครงการ Smart Data Utilization สำหรับการพัฒนา Smart Microgrid

2. รายงานความก้าวหน้าการพัฒนาเมืองอัจฉริยะของพื้นที่สถานีกลางบางซื่อ กรุงเทพมหานคร และภูเก็ต โดย นายปัญญา ชูพานิช ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (CSCO กรุงเทพมหานคร) นายประชา อัศวธีระ ผู้อำนวยการเขตพื้นที่ภาคใต้ สำนักงานส่งเสริมเศรษฐกิจดิจิทัล (ผู้แทน CSCO ภูเก็ต) และนายภาสกร ประถมบุตร รองผู้อำนวยการสำนักงานส่งเสริมเศรษฐกิจดิจิทัล เป็นผู้แทนประเทศไทย

นอกจากนี้ ยังมีประเทศคู่เจรจานอกอาเซียน (external partners) ได้แก่ ประเทศญี่ปุ่นและสหรัฐอเมริกา เข้าร่วมเสนอความคิดเห็นและแลกเปลี่ยนแนวทางการพัฒนาเมืองอัจฉริยะแก่ประเทศสมาชิกอาเซียนอีกด้วย ทั้งนี้ ที่ประชุมได้สนับสนุนให้ประเทศสิงคโปร์เป็นประธานเครือข่ายเมืองอัจฉริยะอาเซียนต่อเนื่องอีกหนึ่งสมัย



สัมมนารับฟังความคิดเห็นต่อกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan)

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นต่อกรอบแผนพลังงานชาติ โดยได้นำเสนอแนวทางการจัดทำแผนพลังงานชาติ พร้อมทั้งแลกเปลี่ยนประเด็นความคิดเห็นและรับทราบข้อเสนอแนะจากภาคส่วนต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง จำนวน 5 ครั้ง ระหว่างวันที่ 21 กันยายน 2564 - 3 ธันวาคม 2564 โดยมีหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน นักวิชาการ ตลอดจนองค์การนอกภาครัฐด้านพลังงาน (NGO) เข้าร่วมสัมมนารับฟังความคิดเห็นฯ เพื่อรวบรวมและนำความคิดเห็นมาประกอบการจัดทำแผนพลังงานชาติให้มีความครอบคลุมในทุกมิติ และใช้เป็นข้อมูลในการจัดทำแผนย่อยรายสาขาด้านพลังงาน และแผนพลังงานชาติต่อไป

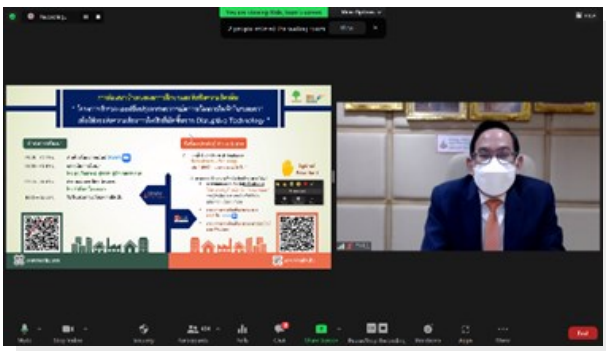
การลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือในการเชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศโดยวิธีทางอิเล็กทรอนิกส์ เพื่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย

เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2564 นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และ นายสุพันธุ์ มงคลสุธี ประธานสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (ส.อ.ท.) ได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือในการเชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศโดยวิธีทางอิเล็กทรอนิกส์ เพื่อพัฒนาฐานข้อมูล (Database) การใช้พลังงานของผู้ประกอบการภาคอุตสาหกรรมที่เป็นสมาชิกสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย เพื่อทราบถึงข้อมูลการใช้พลังงาน ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับใช้เป็นข้อมูลสนับสนุนการกำหนดเป้าหมาย การวางแผนและกำหนดมาตรการที่เหมาะสมในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทยให้สอดคล้องกับนโยบายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ทั้งนี้ สนพ. มีภารกิจในการเสนอแนะการกำหนดนโยบายและแผนเกี่ยวกับพลังงานของประเทศ รวมทั้งมาตรการทางด้านพลังงาน เพื่อให้ประเทศมีพลังงานใช้อย่างมั่นคง ยั่งยืน เหมาะสม มีประสิทธิภาพ และสอดคล้องกับสถานการณ์ของประเทศ และได้รับมอบหมายจากกระทรวงพลังงานให้เป็นหน่วยประสานงานในการดำเนินงานรายงานการติดตามประเมินผลการลดก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการพลังงาน ตามเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยภายใต้การมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution: NDC) ฉบับปรับปรุงของประเทศไทย (Thailand's Updated NDC) ซึ่งผลการลดก๊าซเรือนกระจกดังกล่าวจะสอดคล้องกับมาตรการพัฒนาพลังงานทดแทนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน รวมถึงการอนุรักษ์พลังงานในสาขาอุตสาหกรรมที่เป็นสาขาเศรษฐกิจหลักที่มีศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานสูงเป็นอันดับหนึ่ง

นอกจากนี้ สนพ. ยังได้รับมอบหมายให้จัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ หรือ National Energy Information Center (NEIC) ซึ่งจะทำหน้าที่เป็นหน่วยงานให้บริการข้อมูลด้านพลังงาน และพัฒนาระบบข้อมูลพลังงานของประเทศ (Big Data) ให้เกิดการบูรณาการเชื่อมโยงข้อมูลจากทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านพลังงานให้อยู่ภายใต้ระบบเดียวกันและเป็นหน่วยงานหลักในการนำข้อมูลด้านพลังงานมาวิเคราะห์เพื่อยกระดับการสื่อสารกับหน่วยงาน สื่อสารมวลชน และ ภาคประชาชน รวมถึงการใช้ประโยชน์ในด้านการกำหนดนโยบาย การกำกับดูแล และการสร้างความรู้ความเข้าใจในเรื่องพลังงานของสังคมให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ การดำเนินงานภายใต้ข้อตกลงความร่วมมือฉบับนี้ จึงถือเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาระบบข้อมูลพลังงานของภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการดำเนินงานตามภารกิจของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ และภารกิจด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของกระทรวงพลังงาน รวมถึงภารกิจในการบริหารนโยบายด้านพลังงานของประเทศ ซึ่งจะเป็นประโยชน์ในการกำหนดนโยบายและมาตรการการลดการใช้พลังงาน และการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคอุตสาหกรรม อีกทั้งการมีส่วนช่วยส่งเสริมและเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันด้านอุตสาหกรรมของประเทศไทยต่อไป

สัมมนาเผยแพร่และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นผลการศึกษาโครงการสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาว เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology

เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2564 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดงานสัมมนาเผยแพร่และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นผลการศึกษา “โครงการสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาว เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology” โดยมีนักวิชาการ ผู้ทรงคุณวุฒิหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และผู้ที่สนใจทั่วไป เข้าร่วมการสัมมนาผ่านสื่อออนไลน์ โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 582 คน โดยผลจากการแลกเปลี่ยนและรับฟังความคิดเห็นจะนำไปใช้ปรับปรุงผลการศึกษาโครงการฯ ต่อไป



THE ENERGist³ by EPPO

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดโครงการ THE ENERGist³ by EPPO เป็นปีที่ 3 ในรูปแบบกิจกรรมแบบออนไลน์ เพื่อหาแผนธุรกิจและแผนการดำเนินงานส่งเสริมการมีส่วนร่วมด้านการอนุรักษ์พลังงานที่สามารถนำไปปฏิบัติได้จริงนำไปสู่การอนุรักษ์พลังงานของประเทศอย่างยั่งยืน ภายใต้กรอบแนวคิด Energy Efficiency in Action: Collaboration through the New Normal โดยกิจกรรมของโครงการ มีดังนี้

กิจกรรมที่ 1 Idea Audition

เป็นกิจกรรมแรกที่จัดขึ้น เพื่อให้ผู้สมัครได้เสนอไอเดียที่สอดคล้องตามโจทย์ “4E” ซึ่งเป็น 4 โจทย์การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งประกอบด้วย

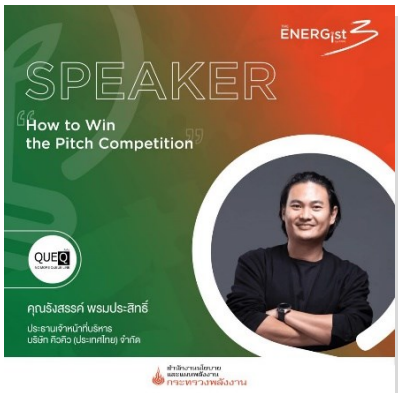
- Eco Transport การขับเคลื่อนและขนส่งอย่างยั่งยืน
- Energy Mix การพัฒนาพลังงานแบบผสมผสาน และการเสาะหาพลังงานทดแทนใหม่
- Energy Management การบริหารจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- Electrification การเปลี่ยนไปใช้พลังงานไฟฟ้า

โดยมีผู้สนใจสมัครเข้าร่วมถึง 301 คน ทั้งจากหน่วยงานภาครัฐและเอกชน ประชาชนทั่วไปที่มีธุรกิจเทคโนโลยี (Startup) สถาบันการศึกษา ตลอดจนผู้เกี่ยวข้องด้านพลังงาน

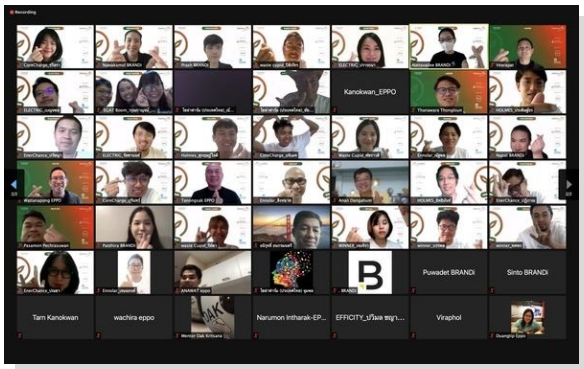
กิจกรรมที่ 2 Virtual Hackathon

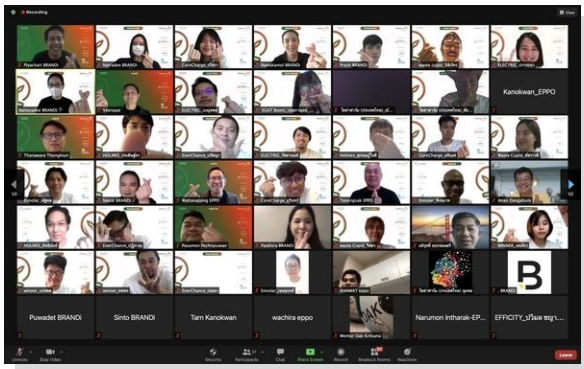
เป็นกิจกรรมที่ให้ผู้เข้าแข่งขันได้ระดมความคิดนำเสนอไอเดียสร้างสรรค์ที่สามารถนำไปปฏิบัติได้จริงด้วยการนำเสนอแผนการดำเนินงานที่เป็นรูปธรรม และมีตัวชี้วัดที่ชัดเจน โดยมีองค์กรเครือข่ายพันธมิตรที่ให้ความสำคัญในด้านพลังงานของประเทศไทยให้การสนับสนุน ได้แก่ สำนักงานจัดการทรัพย์สิน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (PMCU) และ บริษัท น้ำตาลมิตรผล จำกัด

กิจกรรมที่ 3 Online Workshop ได้มีกิจกรรมคัดเลือกผู้เข้ารอบจำนวน 10 ทีม โดยได้แบ่งออกเป็น 2 สายการแข่งขัน โดยผู้ชนะจากแต่ละสาย จะได้ทดลองดำเนินงานจริงกับพันธมิตร นอกจากนี้ ยังมีกิจกรรมบรรยายถ่ายทอดเคล็ดลับความสำเร็จจากนักธุรกิจรุ่นใหม่ ได้แก่ คุณรังสรรค์ พรมประสิทธิ์ ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร บริษัท คิวคิว ประเทศไทย จำกัด บรรยายในหัวข้อ ‘How to win the pitch competition และคุณพงศธร ธนบดีภัทร ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร บริษัท รีฟินน์ อินเตอร์ชั่นแนล ดอท คอม จำกัด บรรยายในหัวข้อ 'การเขียน One Page Summary ภาพรวมการทำธุรกิจ' และหัวข้อ ‘การเขียนแผน Implement Plan หรือแผนการดำเนินการระยะเวลา 1 เดือน’



กิจกรรมที่ 4 Final Pitching เป็นการนำเสนอไอเดียสร้างสรรค์ของผู้ผ่านการคัดเลือกในรอบสุดท้าย ได้ 2 ทีมชนะเลิศจาก 10 ทีมสุดท้าย ได้แก่ ทีม EFFICITY จากสายการแข่งขัน สำนักงานจัดการทรัพย์สิน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (PMCU) กับไอเดีย A-drone based thermal building imaging service for energy efficiency solutions และ ทีม Ennolar จากสายการแข่งขัน บริษัท น้ำตาลมิตรผล จำกัด กับไอเดีย Green Energy Total Solutions: Energy Efficiency Environment Solar





กิจกรรมที่ 5 Implementation กิจกรรมที่ให้ทีมผู้ชนะได้มีการทดลองดำเนินการตามแผนการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมกับองค์กรเครือข่ายพันธมิตรที่ให้ความสำคัญในด้านพลังงานของประเทศไทย ดังนี้

ทีม EFFICITY จากสายการแข่งขัน สำนักงานจัดการทรัพย์สิน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (PMCU) ซึ่งได้นำเสนอโครงการ “A drone-based thermal building imaging service for energy efficiency solutions”การให้บริการ drone thermal imaging survey โดยได้ดำเนินการทดลอง ณ อาคาร จามจุรี สแควร์ เพื่อหาจุดบกพร่องของอาคารอันเป็นเหตุให้เกิดการสูญเสียพลังงาน และนำเสนอวิธีแก้ปัญหาเพื่ออาคารประหยัดหลังงาน

2. ทีม Ennolar จากสายการแข่งขัน บริษัท น้ำตาลมิตรผล จำกัด ซึ่งได้นำเสนอโครงการ “We’re Green Energy Total Solution: Energy Efficiency Environment Solar” ได้ลงพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์ และเก็บข้อมูลเพื่อพัฒนา Algorithm ในการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน Solar และสร้างนวัตกรรมอุปกรณ์ควบคุม สั่งการ รวมถึงรวบรวมพลังงาน Solar ในระดับครัวเรือน

กิจกรรมที่ 6 The ENERGist Showcase กิจกรรมการสรุปผลความสำเร็จของโครงการ ได้จัดขึ้นเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2564 โดยมี นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นประธาน ซึ่งทีมที่ได้รับรางวัลชนะเลิศ 2 ทีม ดังนี้

ทีม EFFICITY ได้นำเสนอเทคโนโลยีโดรนและกล้องถ่ายภาพความร้อน (Thermal Imaging Camera) มาใช้ในการบินตรวจสอบกรอบอาคาร เพื่อหาจุดที่ทำให้ความร้อนเข้าสู่อาคารได้อย่างรวดเร็ว และนำภาพถ่ายความร้อนที่ได้ไปเข้าโปรแกรมในการวิเคราะห์หาประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนของกรอบอาคาร (OTTV) ได้อย่างแม่นยำและนำเสนอวิธีการแก้ปัญหา โดยการปรับเปลี่ยนกรอบอาคารเพื่อให้สามารถกันความร้อนได้ดียิ่งขึ้น และเป็นอาคารที่ประหยัดพลังงาน เพื่อลดค่าใช้จ่ายได้มากขึ้น จากการสำรวจพื้นที่อาคารจามจุรีสแควร์ พบว่าวัสดุอาคารอยู่ในสภาพดี แต่มีประสิทธิภาพในการกันความร้อนอยู่ที่ 59.36162 W/m3 ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด จึงได้นำเสนอวิธีที่เหมาะสมที่สุด โดยการติดฟิล์มกระจก Window Films – Reflective Series (BC) รุ่น BC 10* ซึ่งมีค่า Shading Coefficient (SC) อยู่ที่ 0.28 บนผนังกระจกที่กรอบอาคาร ซึ่งวิธีนี้จะทำให้ค่า OTTV ภายหลังการปรับปรุงอยู่ที่ 34.14477 W/m3

ทีม Ennolar ได้นำเสนอโซลูชันให้ Solar Pump สามารถขับปั๊มน้ำได้อย่างมีประสิทธิภาพในทุกช่วงเวลา จากการลงพื้นที่ตำบลหนองกระทุ่ม จังหวัดสุพรรณบุรี พบว่า การใช้โซลูชันในการบริหารจัดการน้ำ ทำให้ค่า Flow ของน้ำเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 27% จากค่าที่วัดได้ก่อนติดตั้งระบบ และระบบ Hybrid Inverter จะทำการเก็บพลังงานแสงแดดที่เหลือในกลางวันไว้ใน Lithium-ion Battery และมีจ่ายพลังงานบางส่วนหากไม่มีแสงแดดในกลางวัน โดยจะจ่ายไฟให้กับ Load เป็นหลักในช่วงเย็นไปจนถึงเช้า เพื่อลดค่าใช้จ่าย TOU-Rate ซึ่งจากผลการเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจะช่วยให้ประหยัดค่าไฟฟ้าโดยรวมได้เฉลี่ย 30% และอาจได้มากถึง 45% นอกจากนั้นจากการ Monitor ค่ากระแสไฟฟ้าต่าง ๆ ผ่านทาง Online แบบ Real Time ทำให้ได้ Solution ในการทำ Condition Based Maintenance ของ Solar Pump และสามารถวางแผนบำรุงรักษา Pump ได้ทั้ง Man-Power และ Spare Part เพื่อป้องกันความเสียหายของปั๊มที่เกิดจากการไม่มีน้ำจ่ายให้กับต้นอ้อยอีกด้วย

สัมมนารับฟังความคิดเห็นโครงการศึกษากรอบแผนการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 4 ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลตะวันออกและพื้นที่ที่มีศักยภาพเพื่อการพัฒนาเศรษฐกิจในอนาคต

เมื่อวันที่ 4 มีนาคม 2564 นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นประธานเปิดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็นโครงการศึกษากรอบแผนการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 4 ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลตะวันออกและพื้นที่ที่มีศักยภาพเพื่อการพัฒนาเศรษฐกิจในอนาคต ณ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น กรุงเทพฯ เพื่อนำเสนอผลการศึกษาโครงการฯ พร้อมทั้งรับฟังความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้อง เพื่อนำมาพิจารณาปรับปรุงผลการศึกษาโครงการฯ ให้สมบูรณ์ครบถ้วนยิ่งขึ้น มีผู้เข้าร่วมการสัมมนาจำนวนทั้งสิ้น 316 คน ประกอบด้วย คณะกรรมการกำกับการศึกษาโครงการ ผู้แทนทั้งจากหน่วยงานราชการ ภาคเอกชนและผู้ประกอบการ ภาคการศึกษา ผู้มีประสบการณ์ นักวิชาการอิสระ และผู้แทนจากหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยจากผลการศึกษากรอบแผนการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 4ฯ ได้นำเสนอแผนที่นำทาง (Roadmap) ในการพัฒนาประเทศ โดยใช้ ปิโตรเคมีเป็นแกนหลักในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจในระยะ 30 ปี (ค.ศ. 2021-2050) ในการสร้างรายได้ และการจ้างงานให้ประเทศ และขับเคลื่อนประเทศไปสู่อุตสาหกรรมอนาคต (New S-curve) โดยใช้ 5 ปรัชญาเป็นกรอบการพัฒนาประเทศ ได้แก่

1) การส่งออกคือหัวใจสำคัญ ต้องมีประตูตะวันตก

2) อุตสาหกรรมไฮโดรคาร์บอนเป็นแกนการพัฒนาประเทศใน 30 ปีข้างหน้า

3) ทำให้กลุ่มประเทศ Cambodia-Laos-Myanmar-Vietnam: CLMVT แข็งแกร่ง

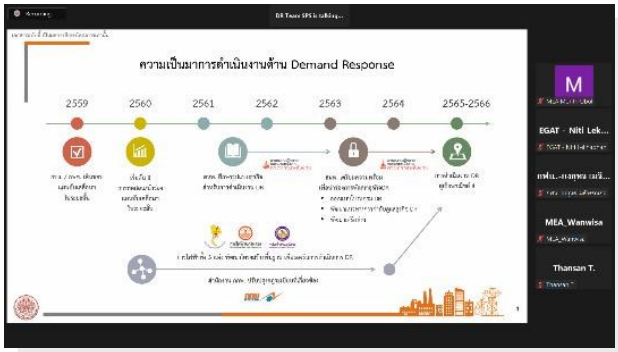
4) ใช้ความเป็นเลิศของประเทศให้มากที่สุด จากการเป็นศูนย์กลางอุตสาหกรรมยานยนต์ในอาเซียน การมี วัตถุดิบชีวภาพจำนวนมาก การเป็นครัวของโลก และการเป็นแหล่งท่องเที่ยวที่นิยมของโลก

5) เศรษฐกิจหมุนเวียนสร้างคุณค่าสำหรับทุกอย่าง รวมทั้งแนวคิดการพัฒนาคลัสเตอร์อุตสาหกรรมที่เชื่อมโยงปิโตรเลียมและปิโตรเคมีกับการเกษตร

การศึกษาได้วิเคราะห์แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงบริบทโลกและตลาดในอนาคต ทำให้ได้กลุ่มผลิตภัณฑ์ที่เหมาะสมกับการลงทุน 3 กลุ่ม ได้แก่ ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี (Commodity Semi-specialty และ Specialty) ผลิตภัณฑ์เคมีเสริม (เคมีมูลค่าสูง ตัวเร่งปฏิกิริยา และสารเติมแต่ง) และ ผลิตภัณฑ์ชีวภาพ (เคมีชีวภาพ พลาสติกชีวภาพ เอทานอล ไบโอดีเซล และยางล้อ) สำหรับพื้นที่ที่เหมาะสมในการพัฒนาแต่ละกลุ่มอุตสาหกรรม คือ กลุ่ม 1 ปิโตรเคมี ใน Southern Economic Corridor: SEC (ทุ่งนเรนทร์-ปะนาเระ จ.ปัตตานี) กลุ่ม 2 ผลิตภัณฑ์เคมีเสริม ใน 2 พื้นที่ คือ Eastern Economic Corridor: EEC และ SEC (ทุ่งนเรนทร์-ปะนาเระ จ.ปัตตานี) กลุ่ม 3 ผลิตภัณฑ์ชีวภาพ ในภาคเหนือตอนล่าง อีสาน และใต้ ขึ้นกับชนิดของวัตถุดิบชีวภาพ

สัมมนาเพยแพร่และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นผลการศึกษาโครงการการเตรียมความพร้อมเพื่อนำร่องการพัฒนาธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด

สนพ. ได้ดำเนินการจัดสัมมนาผู้ประกอบการหรือผู้ที่มีความสนใจเข้าร่วมโครงการ (Roadshow) สำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้ประกอบการที่มีศักยภาพหรือมีโอกาสเข้าร่วมโครงการ เพื่อนำเสนอข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการตอบสนองด้านโหลด รวมถึงสร้างความรู้ความเข้าใจไปยังกลุ่มดังกล่าว และเข้ามาเป็นเครือข่ายผู้เข้าร่วมโครงการการตอบสนองด้านโหลด เมื่อวันศุกร์ที่ 27 สิงหาคม พ.ศ. 2564 ผ่านเพจเฟซบุ๊ค Thai-Smartgrid โดยผู้เข้าร่วม จำนวน 515 ท่าน และได้จัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษา เพื่อนำเสนอและเผยแพร่ผลการศึกษาโครงการเตรียมความพร้อมเพื่อนำร่องการพัฒนาธุรกิจ DR สร้างความรู้ความเข้าใจแก่กลุ่มเป้าหมายที่จะมีส่วนเกี่ยวข้องกับการดำเนินการ DR รวมถึงการรับฟังและแลกเปลี่ยนความคิดเห็นหรือข้อเสนอแนะต่างๆ เมื่อวันพุธที่ 22 กันยายน พ.ศ. 2564 ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์แอปพลิเคชัน Zoom โดยมีผู้เข้าร่วม จำนวน 164 ท่าน



กิจกรรมพัฒนาองค์กร/กิจกรรมเพื่อสังคม/กิจกรรมอื่นๆ ของ สนพ.

13 มกราคม 2564

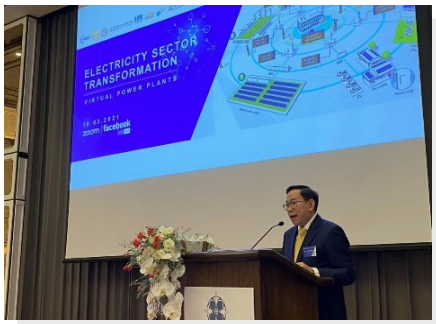
นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ถวายแจกันดอกไม้และลงนามถวายพระพรสมเด็จพระกนิษฐาธิราชเจ้า กรมสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี ณ ศาลาสหทัยสมาคม ในพระบรมมหาราชวัง

11 กุมภาพันธ์ 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. ร่วมทำบุญ เนื่องในโอกาสวันคล้ายวันสถาปนา สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ครบรอบ 29 ปี

19 มีนาคม 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นประธานเปิดงานสัมมนา Electricity Sector Transformation: Virtual Power Plants ซึ่งเป็นการนำเสนอผลการศึกษาสถานะและนโยบายด้านสมาร์ตกริดที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าเสมือนของประเทศไทย โดยวิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ตกริดเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยนเรศวร ร่วมกับองค์กรพัฒนาอุตสาหกรรมเทคโนโลยีและพลังงานใหม่ (NEDO) ของประเทศญี่ปุ่น ณ โรงแรมดิแอทธินีโฮเทลแบงค็อก



8 เมษายน 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. พิธีทำบุญสรงน้ำพระ เนื่องในวันสงกรานต์ และวันขึ้นปีใหม่ไทย เพื่อเสริมสร้างความเป็นสิริมงคล ณ บริเวณชั้น 6 สนพ.

27 พฤษภาคม 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมเสวนาออนไลน์ dtac Responsible Business Virtual Forum 2021 “พลิกวิกฤติเศรษฐกิจ สู่แนวคิดใหม่เพื่อองค์กรธุรกิจที่ยั่งยืน” จัดโดย บริษัท โทเทิ่ล แอ็คเซ็ส คอมมูนิเคชั่น จำกัด (มหาชน) หรือ ดีแทค ซึ่งได้นำเสนอแนวทางการขับเคลื่อนนโยบายด้านพลังงาน และการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน พลังงานสะอาดและเตรียมพร้อมสู่สังคมคาร์บอนต่ำ ที่มุ่งคำนึงถึงการเจริญเติบโตควบคู่ไปกับการสร้างสังคมคุณภาพที่ยั่งยืน

21 กันยายน 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กล่าวปาฐกถาพิเศษ ในการสัมมนาออนไลน์ “ZEV Thailand Policy: Road to EV ASEAN Production HUB” ในหัวข้อ “Thailand is ready for state-of-the-art facilities for EV” โดยมีผู้ประกอบการในอุตสาหกรรมการผลิตยานยนต์และยานยนต์ไฟฟ้าทั้งในประเทศและต่างประเทศเข้าร่วมรับฟังและได้รับทราบแนวนโยบายการสนับสนุนยานยนต์ไฟฟ้าจากภาครัฐ โดยเฉพาะการเตรียมการด้านโครงสร้างพื้นฐานและการนำเทคโนโลยีสมาร์ทกริดมาบริหารจัดการระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าในอนาคต รวมถึงการมุ่งสู่ Carbon Neutrality ตามกรอบแผนพลังงานชาติ

13 ตุลาคม 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เข้าร่วมพิธีวางพวงมาลเพื่อน้อมรำลึกในพระมหากรุณาธิคุณ เนื่องในวันคล้ายวันสวรรคตพระบาทสมเด็จพระบรมชนกาธิเบศร มหาภูมิพลอดุลยเดชมหาราชบรมนาถบพิตร ณ ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์

11 พฤศจิกายน 2564

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมมือกับบริษัท หัวเว่ย เทคโนโลยี่ (ประเทศไทย) จำกัด เปิดงานสัมมนาเชิงปฏิบัติการและนโยบายแผนพลังงานดิจิทัลแห่งประเทศไทย (Thailand Digital Energy Policy & Planning Workshop) ภายใต้หัวข้อ “ผลักดันเส้นทางการเปลี่ยนผ่านพลังงานดิจิทัลและโครงสร้างเทคโนโลยีไอซีที สู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน เพื่อส่งเสริมเศรษฐกิจชีวภาพ เศรษฐกิจหมุนเวียนและเศรษฐกิจสีเขียวของประเทศไทย” (Accelerate Digital Energy and ICT Transformation Pathway towards Carbon Neutrality and Contribute to Thailand BCG Economy) ณ โรงแรมเซ็นทาราแกรนด์แอทเซ็นทรัลพลาซ่าลาดพร้าว

3 ธันวาคม 2564

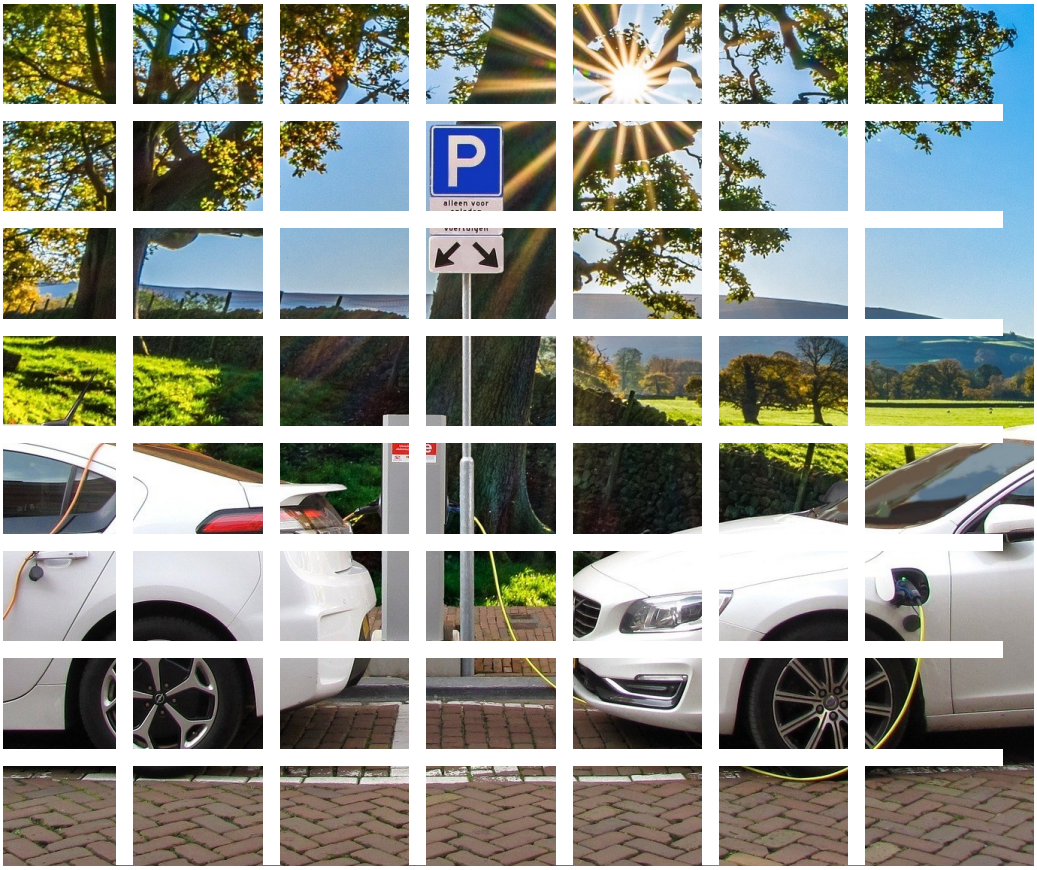
นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. เข้าร่วมโครงการจิตอาสา “รู้รักสามัคคี รักษ์สิ่งแวดล้อม พัฒนาคุณภาพชีวิต” เพื่อถวายเป็นพระราชกุศลเนื่องในวันพระบรมราชสมภพพระบาทสมเด็จพระบรมชนกาธิเบศร มหาภูมิพลอดุลยเดช บรมนาถบพิตร วันชาติ และวันพ่อแห่งชาติ 5 ธันวาคม 2564 และเนื่องในวันรู้รักสามัคคี 4 ธันวาคม 2564 ณ บริเวณหน้ากระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์

7 ธันวาคม 2564

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และคณะผู้บริหาร เข้าเยี่ยมชมเทคโนโลยีและฟังก์ชันต่างๆ ของยานยนต์ไฟฟ้าในงานมหกรรมยานยนต์ ครั้งที่ 38 Thailand International Motor Expo 2021 ณ อาคารชาลเลนเจอร์ อิมแพ็ค เมืองทองธานี

ส่วนที่ 5

ผลการปฏิบัติราชการในการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการ ประจำปี 2564



ผลการปฏิบัติราชการในการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการ ประจำปี 2564

ลำดับที่	ตัวชี้วัด	เกณฑ์การประเมิน: เป้าหมายขั้นต้น (50)	เป้าหมายมาตรฐาน (75)	เป้าหมายขั้นสูง (100)	ผลการดำเนินงาน
การประเมินประสิทธิผลการดำเนินงาน (Performance Base)					
1.	ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ	จัดทำร่างแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ	แผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)	นำแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาเห็นชอบ	สนพ. ดำเนินการจัดทำร่างแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ และดำเนินการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับโครงการโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 (Rev.1) โดยมีผลการดำเนินการ ดังนี้ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 เห็นชอบการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับโครงการตามแผน PDP2018 (Rev.1) คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 27 เมษายน 2564 มีคำสั่งเพิ่มเติมหน้าที่และอำนาจของคณะอนุกรรมการพิจารณาแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2 โดยให้มีหน้าที่และอำนาจในการพิจารณาและจัดทำแผนโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติและแนวทางดำเนินการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติม เพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันกิจการก๊าซธรรมชาติ ตามคำสั่งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ที่ 1/2564 ลงวันที่ 27 เมษายน 2564
2.	ระดับความสำเร็จของการจัดทำแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2	จัดทำร่างแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการ ก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2	แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาเห็นชอบ	นำแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาเห็นชอบ	สนพ. ได้นำแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณา ซึ่งในการประชุม เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 กพช. เห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติใน ระยะที่ 2 และมอบหมายให้ กบง. เป็นผู้พิจารณาและดำเนินการตามแนวทางการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ในทางปฏิบัติให้เป็นรูปธรรมต่อไป
3.	ระดับความสำเร็จในการจัดทำแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4	จัดทำแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4 เสนอ ผอ. สนพ. ให้ความเห็นชอบ	นำแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4 เสนอคณะทำงานกำกับการศึกษาแผนการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4 ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลตะวันออกและพื้นที่ที่มีศักยภาพเพื่อการพัฒนาเศรษฐกิจในอนาคต	นำแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4 เสนอต่อคณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน พิจารณาเห็นชอบ	สนพ. ได้นำแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4 เสนอต่อคณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านพลังงานพิจารณา ซึ่งในการประชุมเมื่อวันที่ 13 กันยายน 2564 คณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านพลังงานเห็นชอบกรอบแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ระยะที่ 4 ตามที่ สนพ. เสนอ
4.	ระดับความสำเร็จของการจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2564 -2568	จัดทำร่างนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2564-2568	ปรับปรุงร่างนโยบายฯ จากการรับฟังความคิดเห็นเสนอผู้บริหารพิจารณาเพื่อนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)	นำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2564–2568 เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาเห็นชอบ	สนพ. ได้นำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2564-2568 เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณา ซึ่งในการประชุมเมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 กพช. เห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2564–2568 โดยมอบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานดำเนินการตาม พ.ร.บ.ประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ต่อไป
5.	ความสำเร็จผลการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานและคมนาคมขนส่ง ($MtCO_2eq$)		(Monitor's KPIs) 57.84 $MtCO_2eq$		ผลการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานและคมนาคมขนส่ง ในปี พ.ศ. 2562 เท่ากับ 64.20 MtCO2 คิดเป็นสัดส่วน 17.49% เทียบกับกรณีฐาน (BAU) ณ ปี พ.ศ. 2563

ผลการปฏิบัติราชการในการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการ ประจำปี 2564

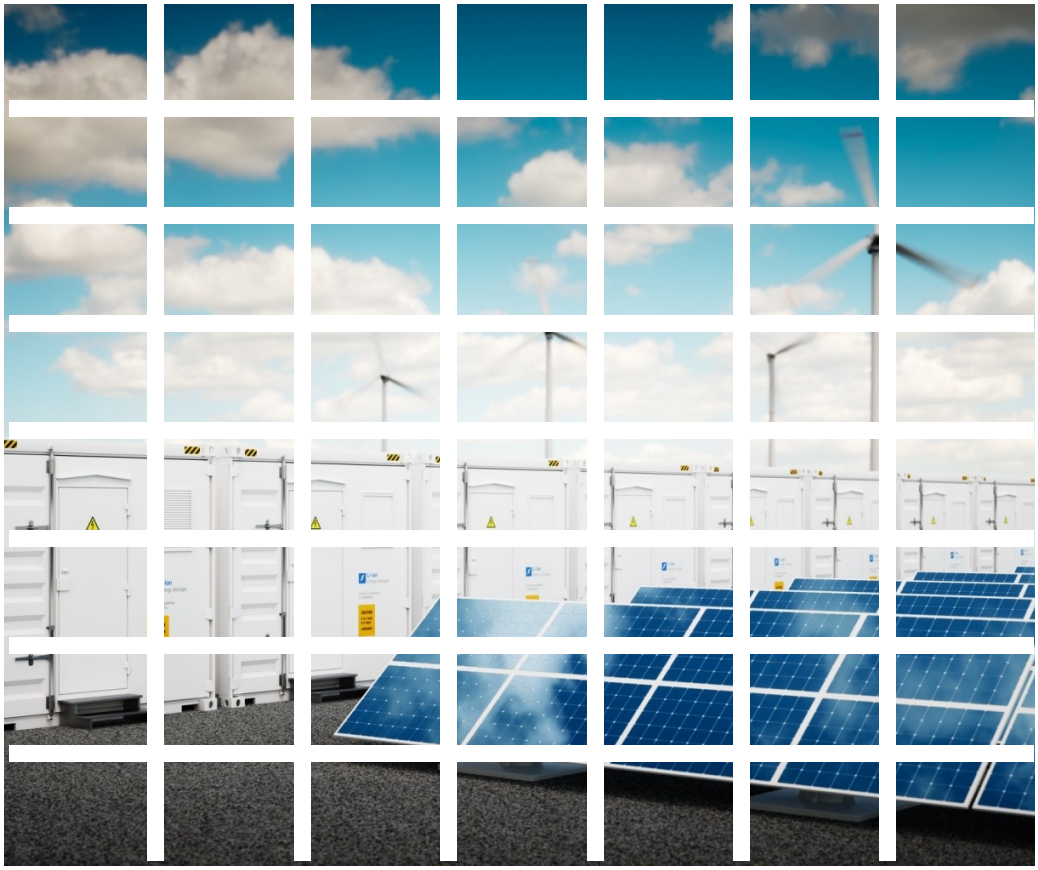
ลำดับที่	ตัวชี้วัด	เกณฑ์การประเมิน: เป้าหมายขั้นต้น (50)	เป้าหมายมาตรฐาน (75)	เป้าหมายขั้นสูง (100)	ผลการดำเนินงาน
การประเมินศักยภาพในการดำเนินงาน (Potential Base) น้ำหนักร้อยละ 30					
6.	การพัฒนาระบบบัญชีข้อมูล (Data Catalog) เพื่อนำไปสู่การเปิดเผยข้อมูลภาครัฐ (Open Data)	มีรายชื่อชุดข้อมูลที่สัมพันธ์กับกระบวนการทำงานตามภารกิจที่เลือก	ชุดข้อมูลมีคำอธิบายข้อมูล (Metadata) ที่สอดคล้องตามมาตรฐานที่ สพร. กำหนด (14 รายการ) ทุกชุดข้อมูลในกระบวนการทำงาน	มีระบบบัญชีข้อมูลและจัดทำข้อมูลเปิดที่ถูกจัดในหมวดหมู่สาธารณะอย่างน้อย ร้อยละ 50 ของชุดข้อมูลเปิดในบัญชีข้อมูลสามารถเข้าถึงข้อมูลได้ตามมาตรฐานคุณลักษณะแบบเปิดที่ สพร. กำหนด	สนพ.มีระบบบัญชีข้อมูล(http://catalog.eppo.go.th/) ที่มีข้อมูลครบถ้วนทั้ง 77 ชุดข้อมูล โดยในจำนวนนี้มีข้อมูลจำนวน 41 ชุดข้อมูล ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลได้ตามมาตรฐานคุณลักษณะแบบเปิดที่ สพร. กำหนด คิดเป็นร้อยละ 53 ของชุดข้อมูลทั้งหมด
7.	การประเมินสถานะของหน่วยงานในการเป็นระบบราชการ 4.0 (PMQA 4.0)	325.00 (ค่าคะแนนเฉลี่ยกลุ่มที่ 2 : 300 – 350 คะแนน)	388.67 (คะแนนปี 63)	419.76 (คะแนนปี 63 + 8%)	สนพ. ดำเนินการจัดทำข้อมูลแบบการประเมินสถานะการเป็นระบบราชการ 4.0 ด้วยตนเองและตัวชี้วัดหมวด 7 ลงในระบบออนไลน์ ตามที่สำนักงาน ก.พ.ร. กำหนด โดยมีผลการตรวจประเมินสถานะของหน่วยงานในการเป็นระบบราชการ 4.0 (PMQA 4.0) เท่ากับ 389.01 คะแนน
รวมคะแนนผลการประเมิน 86.25					

สรุปผลการประเมิน	เกณฑ์การประเมิน
o ระดับคุณภาพ	มีผลคะแนนดำเนินงานอยู่ระหว่าง 90 – 100 คะแนน
✓ ระดับมาตรฐานขั้นสูง	มีผลคะแนนดำเนินงานอยู่ระหว่าง 75 – 89.99 คะแนน
o ระดับมาตรฐานขั้นต้น	มีผลคะแนนดำเนินงานอยู่ระหว่าง 60 – 74.99 คะแนน
o ระดับต้องปรับปรุง	มีผลคะแนนดำเนินงานต่ำกว่า 60 คะแนน

** หมายเหตุ : ผลการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 เป็นการประเมินตนเอง ซึ่งสำนักงาน ก.พ.ร. ยังไม่ได้ยืนยันผลการประเมินดังกล่าวฯ

ส่วนที่ 5

งบการเงิน ปี 2564



งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2564

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
สินทรัพย์		
สินทรัพย์หมุนเวียน		
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	153,238,261.68	187,974,007.96
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น	2,947,169.89	5,605,119.56
เงินลงทุนระยะสั้น	403,000,000.00	403,000,000.00
วัสดุคงเหลือ	4,138,717.60	3,348,246.53
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	563,324,149.17	599,927,374.05
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ	18,933,880.19	20,273,731.49
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน - สุทธิ	2,234,577.47	2,196,634.75
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	**21,168,457.66**	**22,470,366.24**
รวมสินทรัพย์	**584,492,606.83**	**622,397,740.29**

งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2564

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
หนี้สิน		
หนี้สินหมุนเวียน		
เจ้าหนี้การค้า	3,601,732.98	8,833,040.73
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	6,930,632.00	771,870.49
เงินรับฝากระยะสั้น	7,409,314.24	5,435,868.52
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	113,425,818.38	123,032,948.95
รวมหนี้สินหมุนเวียน	**131,367,497.60**	**138,073,728.69**
หนี้สินไม่หมุนเวียน		
เจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว	20.00	20.00
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว	500,000.00	500,000.00
เงินรับฝากระยะยาว	126,436.17	106,798.54
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	**626,456.17**	**606,818.54**
รวมหนี้สิน	**131,993,953.77**	**138,680,547.23**
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		
ทุน	440,331,512.06	440,331,512.06
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม	12,167,141.00	43,385,681.00
รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน	**452,498,653.06**	**483,717,193.06**
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน	**584,492,606.83**	**622,397,740.29**

งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2564

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
รายได้		
รายได้จากงบประมาณ	138,574,090.50	104,461,843.04
รายได้จากการอุดหนุนจากหน่วยงานภาครัฐ	171,263,900.19	294,476,074.98
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	655,200.00	23,899,373.26
รายได้อื่น	4,350,582.34	6,800,312.89
รวมรายได้	**314,843,773.03**	**429,637,604.17**
ค่าใช้จ่าย		
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	62,321,502.28	62,324,325.22
ค่าบำเหน็จบำนาญ	9,408,905.41	8,982,343.27
ค่าตอบแทน	23,700.00	78,600.00
ค่าใช้สอย	180,017,818.03	170,483,936.61
ค่าวัสดุ	1,758,689.17	2,177,676.32
ค่าสาธารณูปโภค	3,776,424.35	4,124,133.13
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	6,743,881.18	7,244,501.66
ค่าใช้จ่ายจากการอุดหนุนจากหน่วยงานภาครัฐ	75,805,430.61	95,961,245.41
ค่าใช้จ่ายจากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	6,205,893.00	84,190,344.14
ค่าใช้จ่ายอื่น	69.00	1,673.84
รวมค่าใช้จ่าย	**346,062,313.03**	**435,568,779.60**
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	**(31,218,540.00)**	**(5,931,175.43)**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน

เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400