

นโยบายพลังงาน

www.eppo.go.th



PDP2024 & Gas Plan 2024

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
และแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ

■ บทความด้านสถานการณ์พลังงาน

- สถานการณ์พลังงานปี 2566
และแนวโน้มปี 2567
- การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂)
จากการใช้พลังงาน ปี 2566

■ บทความด้านปิโตรเลียม

- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
(กันยายน - ธันวาคม 2566)

■ บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน และพลังงานทดแทน

- SAF เชื้อเพลิงแห่งอากาศยานอย่างยั่งยืน

■ บทความด้านพลังงานต่างแดน

- เทคโนโลยีในภาคพลังงาน
เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
ณ ประเทศญี่ปุ่น

ISSN 0859-3701



www.eppo.go.th



เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ที่ปรึกษา

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

จัดทำโดย

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทร.0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1357
www.eppo.go.th

PDP2024 & Gas Plan 2024

การจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) และแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) ฉบับใหม่ปี 2024 ที่จะเริ่มดำเนินงานตั้งแต่ปี 2567 - 2580 หลังจากที่มีการปรับปรุงแก้ไขกันไปมาอยู่หลายครั้ง จนทำให้เกิดความล่าช้าจากกำหนดเดิมไป 2 ปี (จากเดิมที่วางแผนจะนำไปใช้ในปี 2565) ในที่สุดก็ได้ฤกษ์คลอดร่างแผนออกสู่สาธารณะ โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นเจ้าภาพในการจัดทำ 2 แผนดังกล่าว และได้มีการนำเอาร่างแผนดังกล่าวไปจัดเวทีรับฟังความคิดเห็นเป็นครั้งแรกต่อภาครัฐ เอกชน ผู้ประกอบการ รวมถึงภาคประชาชนไปเมื่อกลางเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา ซึ่งมีการถ่ายทอดสดผ่าน Facebook Eppo Thailand เพื่อเปิดโอกาสให้ประชาชนทั่วไปรับชมและร่วมแสดงความคิดเห็นได้

เรื่องจากปกฉบับ 133 นี้จะนำท่านผู้อ่านไปทำความเข้าใจในรายละเอียดการจัดทำร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ และแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่เริ่มกระบวนการไปจนถึงเป้าหมายในอนาคต ซึ่งหลังจากที่สนพ.ได้เปิดรับฟังความเห็นทั้ง 4 ครั้งไปแล้ว (ครั้งที่ 3-4 เมื่อวันที่ 17 และ 19 มิถุนายน 2567 เปิดรับฟังความเห็นรายภูมิภาคผ่านโปรแกรม Zoom Webinar) จะได้ทำการรวบรวมความคิดเห็น ข้อเสนอแนะ เป็นแนวทางพิจารณาการปรับปรุงแผนดังกล่าวให้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น และเช่นเคยคอลัมน์อื่น ๆ ภายในเล่มยังมีความน่าสนใจชวนติดตาม อาทิ บทความด้านพลังงานทดแทน เรื่อง SAF เชื้อเพลิงแห่งอากาศยานอย่างยั่งยืน และบทความพลังงานต่างแดน จากการศึกษาดูงาน ณ ประเทศญี่ปุ่น พาไปชมเทคโนโลยีเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ปิดท้ายด้วยการร่วมสนุกตอบปัญหาชิงรางวัลสุดพิเศษ

ท่านผู้อ่านสามารถติดตามข่าวสาร และดาวน์โหลดวารสารนโยบายพลังงานฉบับล่าสุด ในรูปแบบหนังสืออิเล็กทรอนิกส์ (E-Book) หรืออ่านออนไลน์กันได้ที่เว็บไซต์ www.eppo.go.th รับรองท่านจะไม่พลาดข้อมูลข่าวสารด้านพลังงานที่สำคัญ

สารบัญ

CONTENTS



3 **เรื่องจากปก Cover Story**
PDP2024 & Gas Plan 2024 เร่งพัฒนาความมั่นคง
ระบบไฟฟ้าไทย จัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างเพียงพอ

42 **บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน**
SAF เชื้อเพลิงแห่งอากาศยานอย่างยั่งยืน

20 **บทความด้านสถานการณ์พลังงาน**
สถานการณ์พลังงานปี 2566 และแนวโน้มปี 2567

46 **บทความด้านพลังงานต่างแดน :**
ศึกษาดูงาน / นโยบายพลังงาน
เทคโนโลยีในภาคพลังงานเพื่อลด
การปล่อยก๊าซเรือนกระจก ณ ประเทศญี่ปุ่น

31 **บทความด้านสถานการณ์
การปล่อยก๊าซฯ**
การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂)
จากการใช้พลังงาน ปี 2566

49 **เคล็ดลับประหยัดพลังงาน**

37 **บทความด้านปิโตรเลียม**
สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
(กันยายน - ธันวาคม 2566)

50 **แบบสอบถาม**

51 **เกมพลังงาน**

PDP2024 & Gas Plan 2024

เร่งพัฒนาความมั่นคงระบบไฟฟ้าไทย จัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างเพียงพอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เปิดเวทีรับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567 – 2580 (PDP2024) และแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 – 2580 (Gas Plan 2024) เมื่อช่วงกลางเดือนมิถุนายน 2567 โดยสาระของแผน PDP2024 เน้นเรื่องความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ

ต้นทุนที่เหมาะสม และการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ส่วนแผน Gas Plan 2024 ให้ความสำคัญด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ การจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานที่ได้ประสิทธิภาพ พร้อมทั้งวางแผนนำไฮโดรเจนมาทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคพลังงาน





ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567 - 2580 (PDP2024)

แผน PDP คืออะไร

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP) เป็นแผนแม่บทในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ว่าด้วยการจัดหาพลังงานไฟฟ้าในระยะยาว 15 - 20 ปี เพื่อสร้างความมั่นคงและความเพียงพอของการผลิตไฟฟ้า โดยคำนึงนโยบายพลังงานของประเทศไทย และปัจจัยต่าง ๆ ทั้งด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เช่น การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (Gross Domestic Product : GDP) การกระจายการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน เป็นต้น

ความจำเป็นในการจัดทำแผน PDP2024

จากสถานการณ์การเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีด้านพลังงาน เช่น การติดตั้ง Solar Rooftop ในภาคผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS) มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้น การเติบโตของการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ส่งผลให้มีแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงจากการใช้น้ำมันปิโตรเลียมมาเป็นไฟฟ้า การพัฒนาเทคโนโลยีด้านสมาร์ทกริด (Smart Grid) เพื่อรองรับความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น ส่งผลให้ลักษณะการผลิตและใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันและในอนาคต

มีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงไปจากอดีต อีกทั้งทิศทางของโลกที่มุ่งเน้นการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน และสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาดมากขึ้น โดยประเทศไทยได้แสดงเจตจำนงในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศสมัยที่ 26 (Conference of the Parties : COP26) ที่เมืองกลาสโกว์ ประเทศสกอตแลนด์ เมื่อปลายปี ค.ศ. 2021 ที่ผ่านมา โดยจะยกระดับการแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่างเต็มที่ด้วยทุกวิถีทางเพื่อให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ได้ในปี ค.ศ. 2065

ดังนั้น เพื่อให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยสอดคล้องกับสถานการณ์การผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดยสะท้อนแนวโน้มนโยบายของรัฐบาล และการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต และสอดคล้องกับนโยบายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาคพลังงานของประเทศไทย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP2024) โดยมีหลักการสำคัญ 3 ด้าน ดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้ามีเสถียรภาพ สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ประชาชนไม่แบกรับภาระ อย่างไม่เป็นธรรม



1. เน้นความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ (Security)

เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และความมั่นคงรายพื้นที่ คำนึงถึงผู้ใช้ไฟฟ้า นอกระบบที่มีการผลิตไฟฟ้าใช้เอง เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้า มีความยืดหยุ่นเพียงพอต่อการรองรับการเปลี่ยนผ่าน ด้านพลังงาน (Energy Transition) พิจารณาจัดสรรปริมาณ โรงไฟฟ้าโดยพิจารณาความมั่นคงรายภูมิภาค ความสามารถในการ จัดหาเชื้อเพลิง รวมถึงการนำแหล่งพลังงานไฟฟ้า แบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resource : DER) เข้ามาบริหารจัดการร่วมกับระบบไฟฟ้าของประเทศ นำหลักการวางแผนเชิงความน่าจะเป็น ได้แก่ ดัชนีโอกาส เกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation : LOLE) มาใช้เป็นเกณฑ์ความมั่นคงในการวางแผน PDP



2. ต้นทุนค่าไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เหมาะสม (Economy)

อัตราค่าไฟฟ้ามีเสถียรภาพสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ประชาชนไม่แบกรับภาระอย่างไม่เป็นธรรม และไม่ใช่อุปสรรคต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว

3. ลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology)

จำกัดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ให้สอดคล้องตามเป้าหมายแผนพลังงานชาติ และเป้าหมาย การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระยะยาวของประเทศ (Thailand's Long - Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy: LT-LEDS) ตามนโยบายความ เป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) และการ ปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) โดยการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และการเพิ่มประสิทธิภาพในระบบไฟฟ้า (Efficiency) ทั้งด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านการใช้ไฟฟ้าโดยมีการนำ เทคโนโลยีระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดมาใช้อย่างเต็มที่

ขั้นตอนการจัดทำร่างแผน PDP2024

ในการจัดทำแผน PDP ประกอบไปด้วย 2 ขั้นตอนหลัก ดังนี้

1. การจัดทำคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การจัดทำคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเพื่อใช้ในการจัดทำร่างแผน PDP2024 จะพิจารณาข้อมูลผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product : GDP) และข้อมูลจำนวนประชากรจากสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รวมถึงข้อมูลโครงการลงทุนและนโยบายของรัฐที่มีแผนการดำเนินงานที่ชัดเจนแต่ยังไม่ได้คำนึงถึงในการประมาณการ GDP ของ สศช. เช่น รถไฟฟ้าความเร็วสูง (HST) รถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในกรุงเทพและปริมณฑล เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) เป็นต้น โดยในการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าได้ใช้คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีพื้นฐาน (BASE) ที่มีการพิจารณาเป้าหมายของผลประหยัดพลังงานด้านไฟฟ้ารายสาขาเศรษฐกิจตามแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ร่วมด้วย (กรณี BASE + EEP) ซึ่งจัดทำโดยใช้เป้าหมายของผลประหยัดพลังงานด้านไฟฟ้ารายสาขาเศรษฐกิจตาม EEP ที่ได้รับจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน มาใช้เป็นสมมติฐาน โดยจะใช้เป้าหมายการประหยัดพลังงานด้านไฟฟ้าตาม EEP กรณีความมั่นใจร้อยละ 70 ทั้งนี้ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการประชุมครั้งที่ 14/2565 (ครั้งที่ 52) เมื่อวันที่ 27 กันยายน 2565 เห็นชอบคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวสำหรับการจัดทำแผน PDP ฉบับใหม่

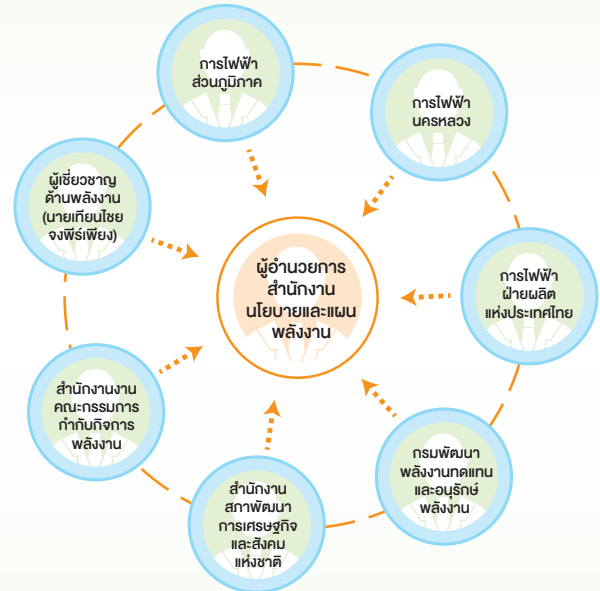
คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว สำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2024)

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวสำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2024) มีการดำเนินงานโดยคณะทำงานจัดทำคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่มีผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเป็นประธาน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์

คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว สำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ของประเทศไทย (PDP2024)

ดำเนินงานโดย

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ประธาน
คณะทำงานจัดทำคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ทำงานร่วมกับ
หน่วยงาน และผู้เชี่ยวชาญดังต่อไปนี้



ส่งเรื่องนำเสนอต่อ คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

โดยเมื่อวันที่ 14 กันยายน 2565 คณะอนุกรรมการฯ เห็นชอบคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน (Base case) เพื่อนำไปใช้ในการจัดทำแผน PDP2024

พลังงาน สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงาน (นายเทียนชัย จรุงพิรเพ็ญ) ร่วมกันประชุม พิจารณา และให้ความเห็นชอบคำพยากรณ์ฯ ก่อนนำเสนอคำพยากรณ์ฯ ให้คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยให้ข้อเสนอแนะ และพิจารณาให้ความเห็นเพื่อนำไปใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2024) ซึ่งเมื่อวันที่ 14 กันยายน 2565 คณะอนุกรรมการฯ เห็นชอบคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้าในกรณีพื้นฐาน (Base case) เพื่อนำไปใช้ในการจัดทำแผน PDP2024



หลักการและแนวทางการจัดทำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า มีดังนี้

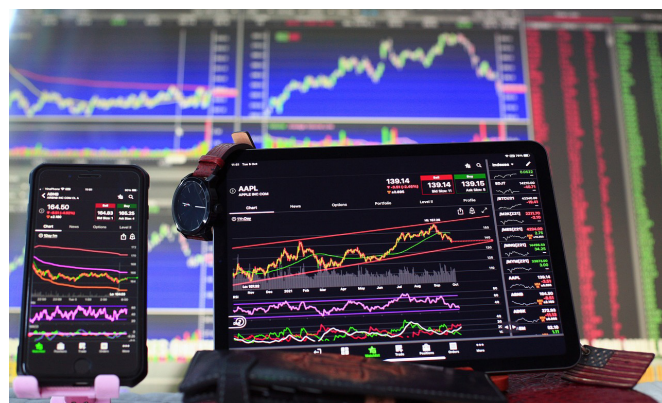
1. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตให้สอดคล้องกับการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยใช้แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวที่ได้ปรับปรุงโดยสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ ซึ่งมีการพิจารณาการเติบโตของประชากร ชุมชนเมือง และปัจจัยขับเคลื่อนที่ส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยเป็นแบบจำลองแบบผสมผสานระหว่าง End-Use model และ Econometrics model ที่พิจารณาจากความคลาดเคลื่อนน้อยที่สุดเป็นเกณฑ์

2. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีปกติ (Business as usual: BAU) ของประเทศ และระบบ 3 การไฟฟ้า โดยพิจารณาปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ได้แก่

1) อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) จากสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ชุดวันที่ 18 มีนาคม 2565 ที่มีการพิจารณาถึงผลกระทบจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) และการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ สถานการณ์ COVID เริ่มปรับตัวดีขึ้น

2) ประมาณการจำนวนประชากรจาก สศช. (ฉบับปรับปรุงเดือนสิงหาคม 2562)

3) ผลสำรวจข้อมูลรายละเอียดการใช้ไฟฟ้าในบ้านอยู่อาศัยจากสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ปี 2564 และโครงการสำรวจสถานะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือนปี 2562 จากสำนักงานสถิติแห่งชาติ



หลักการและแนวทางการจัดทำ คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า



1. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในอนาคตให้สอดคล้องกับการเจริญเติบโต ทางเศรษฐกิจ โดยพิจารณาจาก

- ⚙️ การเติบโตของประชากร
- ⚙️ ชุมชนเมือง
- ⚙️ ปัจจัยอื่น ๆ ที่ส่งผลต่อการเพิ่มขึ้น
ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท



2. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีปกติ (Business as usual: BAU) ของประเทศ และระบบ 3 การไฟฟ้า โดยพิจารณาปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ได้แก่

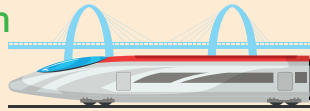
- ⚙️ อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP)
- ⚙️ ประเมินการจำนวนประชากรจาก สศช.
- ⚙️ ผลสำรวจการใช้ไฟฟ้าในบ้านอยู่อาศัย,
ผลสำรวจสถานะเศรษฐกิจและสังคมครัวเรือน ปี 62



3. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า กรณีพื้นฐาน (Base case)

คือคำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
ที่มีการพิจารณานำเป้าหมายของผลประหยัพลังงานด้านไฟฟ้าตามแผน
อนุรักษ์พลังงาน (EEP) และพิจารณาถึงความต้องการไฟฟ้าจากส่วนเพิ่ม
ที่เกิดขึ้นจากโครงการลงทุนและนโยบายของรัฐที่มีแผนการดำเนินงาน
ชัดเจนแล้ว โดยโครงการที่นำมาพิจารณา อาทิ

- ⚙️ รถไฟฟ้าความเร็วสูง (HST)
- ⚙️ เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ
- ⚙️ รถไฟฟ้าในกรุงเทพฯและปริมณฑล
- ⚙️ ภาคตะวันออก (EEC)
- ⚙️ รถไฟฟ้าใน 6 เมืองหลัก (MRT)
- ⚙️ ยานยนต์ไฟฟ้า (EV)



4. คำพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

มีการพิจารณาปริมาณ
การผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า
ที่ผลิตและใช้เอง (IPS) ใน 2 ส่วน



- ⚙️ ข้อมูล IPS จาก สำนักงาน กกพ.
- ⚙️ ข้อมูลศักยภาพการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานแสงอาทิตย์
Solar rooftop จาก ww.



3. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีพื้นฐาน (Base case)
คือ คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่มีการพิจารณา
นำเป้าหมายของผลประหยัพลังงานด้านไฟฟ้าตามแผน
อนุรักษ์พลังงาน (EEP) (อ้างอิงตามเป้าหมายจากกรมพัฒนา
พลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานที่มีเป้าหมายลด EI
ลง 40% ณ ปี 2593 เทียบกับ ปี 2553 (EI ณ ปี 2553 = 8.54,
ปี 2580 = 5.466 (ลดลง 36%) และ ปี 2593 = 5.124
(ลดลง 40%) และพิจารณาถึงความต้องการไฟฟ้าจากส่วนเพิ่ม
ที่เกิดขึ้นจากโครงการลงทุนและนโยบายของรัฐที่มีแผนการ
ดำเนินงานชัดเจนแล้ว และยังไม่ได้คำนึงในการประมาณการ
GDP ของ สศช.

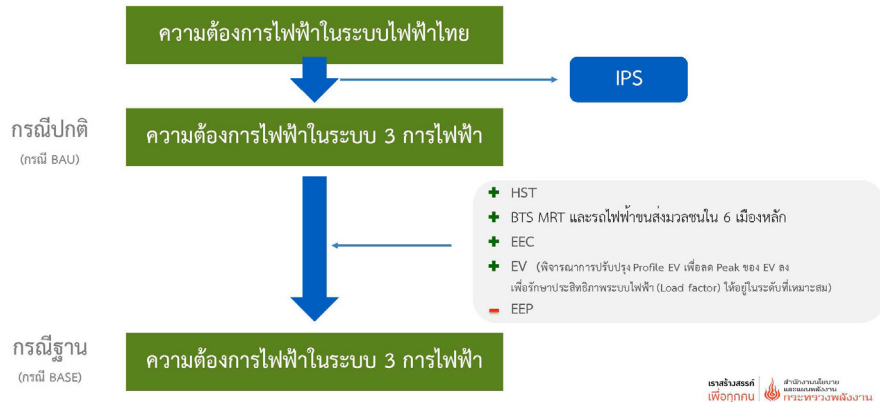
โดยโครงการที่นำมาพิจารณา ได้แก่ รถไฟฟ้า
ความเร็วสูง (HST) รถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในกรุงเทพฯและ
ปริมณฑล และรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 6 เมืองหลัก (MRT)
เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) และ
ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) โดยในส่วนของการยานยนต์ไฟฟ้าได้มี
การพิจารณาปรับปรุง Profile EV เพื่อลด Peak ของ EV ลง
เพื่อรักษาประสิทธิภาพระบบไฟฟ้า (Load factor) ให้อยู่
ในระดับที่เหมาะสม

4. คำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ
ได้มีการพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่
ผลิตและใช้เอง (IPS) ใน 2 ส่วน ได้แก่

- 1) ข้อมูล IPS จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับ
กิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)
- 2) ข้อมูลศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน
แสงอาทิตย์ Solar rooftop จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้ครอบคลุม
ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เองจากพลังงานแสงอาทิตย์ Solar rooftop
ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตแล้ว

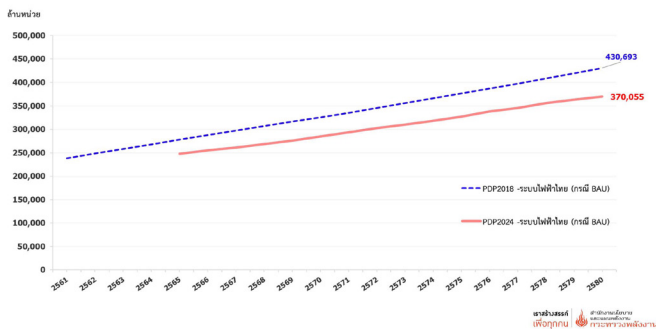


สรุปภาพการจัดทำ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

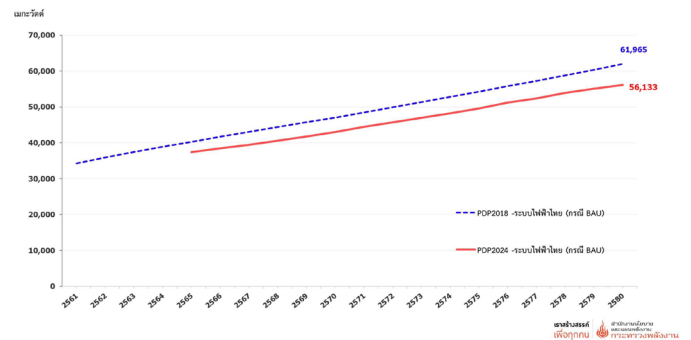


สรุปภาพการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

ค่าพยากรณ์ฯ พลังงานไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้าไทย

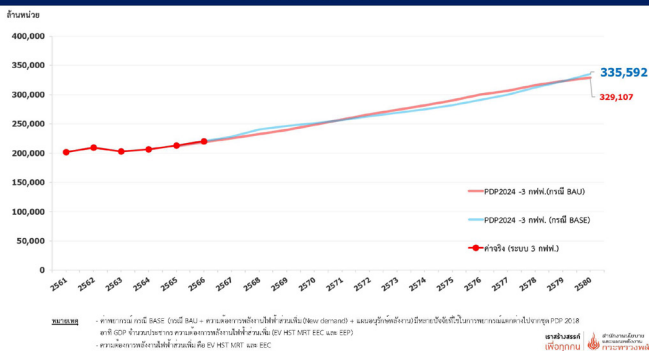


ค่าพยากรณ์ฯ พลังไฟฟ้าสูงสุด ในระบบไฟฟ้าไทย

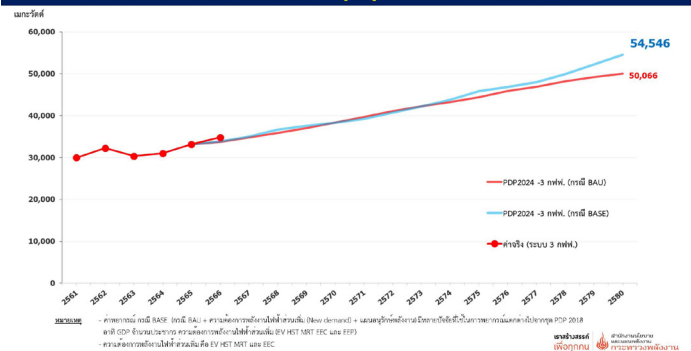


ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสุทธิของระบบไฟฟ้าไทย กรณี BAU

ค่าพยากรณ์ฯ พลังงานไฟฟ้า ในระบบ 3 การไฟฟ้า



ค่าพยากรณ์ฯ พลังไฟฟ้าสูงสุด ในระบบ 3 การไฟฟ้า



ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสุทธิของระบบ 3 การไฟฟ้า กรณี BASE

2. การวางแผนจัดหาไฟฟ้า

ในการจัดทำร่างแผน PDP2024 มีรายละเอียดสมมติฐานที่สำคัญ ดังนี้

2.1 การกำหนดเกณฑ์ความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ หรือ Loss of Load Expectation : LOLE ในระดับไม่เกิน 0.7 วัน/ปี มาใช้เป็นเกณฑ์ทดแทนการใช้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง หรือ Reserve Margin เนื่องจากปัจจุบันสถานการณ์การผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงไป โดยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผันผวนหรือ Variable Renewable Energy : VRE ในสัดส่วนที่สูงและไม่สามารถพึ่งพาได้ทุกช่วงเวลา เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ที่พึ่งพาได้ในเฉพาะช่วงเวลากลางวัน ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงมาเป็นช่วงเวลากลางคืนอย่างเห็นได้ชัด ดังนั้น การใช้เกณฑ์ LOLE จึงมีความเหมาะสมกว่าการใช้เกณฑ์ Reserve Margin ที่พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเฉพาะในช่วงเวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือ Peak ซึ่งไม่ครอบคลุมในทุกช่วงเวลา และไม่คำนึงถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้า

ที่ผ่านมาประเทศไทยได้กำหนดระดับ Reserve Margin ที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ร่วมกับการใช้เกณฑ์ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี ซึ่งอาจจะไม่สะท้อนกับสถานการณ์การจัดหาไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในปัจจุบัน

และอนาคต สนพ. จึงได้ร่วมกับสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยศึกษาเกณฑ์ที่เหมาะสมที่จะนำมาใช้กำหนดเป็นเกณฑ์ความมั่นคงในการวางแผนระบบไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์การผลิตและการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน และอนาคตที่ยอมรับได้ของประเทศไทย โดยสามารถกำหนดเกณฑ์ LOLE ที่เหมาะสมผ่านความคุ้มค่าจากการลดลงของมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Outage Cost) เปรียบเทียบกับเงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า จะพบว่า จุดที่มีความคุ้มค่าที่สุดคือ LOLE ไม่เกิน 0.7 วันต่อปี

2.2 สมมติฐานหลักในการพิจารณาจัดสรรโรงไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน แบ่งออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่

(1) ในช่วงปี พ.ศ. 2564 - 2573 โดยอ้างอิงจากแผนการรับซื้อไฟฟ้าตามแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ในช่วงปี พ.ศ. 2564 - 2573 (ปรับปรุงเพิ่มเติมครั้งที่ 2) ตามที่ กบง. ได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566

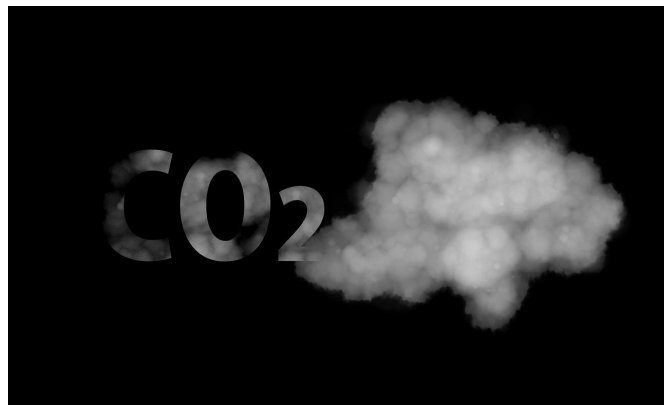
(2) ในช่วงปี พ.ศ. 2574 - 2580 กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดหรือพลังงานหมุนเวียนใหม่ ณ ปี พ.ศ. 2580 ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยอ้างอิงตามศักยภาพการผลิตพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

หน่วย : เมกะวัตต์											
	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	รวม
 พลังงานแสงอาทิตย์	45	10	34	300	400	898	800	1,300	1,600	1,700	7,087
 Solar Rooftop ปชช.		10	10	10	10	10	10	10	10	10	90
 Solar Floating	45		24			298	50		280	300	997
 Solar Farm + BESS				100	100	100	100	200	200	200	1,000
 Solar Farm				190	290	490	640	1,090	1,110	1,190	5,000
 พลังงานลม					250	250	250	450	650	650	2,500
 ก๊าซชีวภาพ						107	100				207
 ชีวมวล						150	150	90			390
 ขยะชุมชน					200	200					400
 ขยะอุตสาหกรรม						130	70				200
 เชื้อไฟฟ้า คปท.						469				1,400	1,869
 พลังน้ำขนาดเล็ก		11	4	1	10	5	5	7	3	5	51
รวมทั้งหมด	45	21	38	301	860	2,209	1,376	1,847	2,253	3,755	12,704

ตารางที่ 1: แผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี พ.ศ. 2564 - 2573 (ปรับปรุงเพิ่มเติมครั้งที่ 2) ตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566

2.3 การกำหนดเป้าหมายในการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resource : DER) เข้ามาทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภท Peaking Plant รวม 2,000 เมกะวัตต์ ซึ่งประกอบด้วยการใช้มาตรการ Demand response ตามเป้าหมายในแผน Smart Grid 1,000 เมกะวัตต์ และการจัดหา DER จากแหล่งอื่น ๆ เพิ่มเติมอีก 1,000 เมกะวัตต์ เพื่อเป็นการรองรับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น V2G เป็นต้น

2.4 เป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ในภาคการผลิตไฟฟ้า เป็นสมมติฐานหลักที่สำคัญที่ใช้เป็นเงื่อนไขในการพิจารณากำหนดปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานสะอาดในแต่ละช่วงเวลาของแผน PDP โดยมีเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ตามข้อเสนอการมีส่วนร่วมของประเทศ (Nationally determined contribution) หรือ NDC ซึ่งประเทศไทยได้กำหนดให้มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่ระหว่างร้อยละ 30 - 40 จากกรณีปกติ (Business-as-Usual: BAU) และภายหลังปี พ.ศ. 2573 ได้มีการกำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ให้เป็นไปตาม LT-LEDS ที่จัดทำโดยกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม



2.5 กำหนดให้มีการผสมไฮโดรเจน (H₂) กับก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลของโรงไฟฟ้าหลักในสัดส่วนร้อยละ 5 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า โดยจะเริ่มผสมในท่อก๊าซธรรมชาติต้นทางฝั่งตะวันออกตั้งแต่ปี พ.ศ. 2573 เป็นต้นไป ทั้งนี้ การกำหนดให้ผสมไฮโดรเจน (H₂) ในอัตราส่วนดังกล่าวนี้ เพื่อไม่ให้กระทบต่อต้นทุนค่าเชื้อเพลิงมากเกินไป และให้ผู้ที่เกี่ยวข้องมีระยะเวลาในการเตรียมความพร้อมการจัดการไฮโดรเจน (H₂) และโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ตลอดจนเพื่อให้ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในระบบสามารถปรับตัวได้นอกจากนี้ ยังทำให้ประเทศไทยมีความพร้อมในการเพิ่มสัดส่วนการใช้ไฮโดรเจนในอนาคตต่อไป



ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ PDP2024 พ.ศ. 2567-2580



เป้าหมาย

1. มุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายใน พ.ศ.2593
2. ปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายใน พ.ศ.2608



3 หลักการสำคัญ

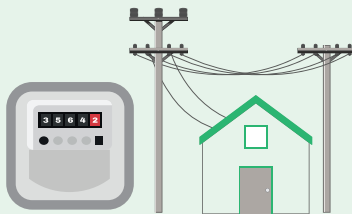
1.ระบบไฟฟ้ามั่นคง (Security)



- มีไฟฟ้าเพียงพอรองรับความต้องการใช้ ซึ่งคาดการณ์ว่าจะมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ 54,546 MW ในปี 2580
- รองรับการผลิตและการใช้รูปแบบใหม่ เช่น ผู้ใช้ผลิตไฟฟ้า (Prosumer), ยานยนต์ไฟฟ้า (EV), ระบบกักเก็บพลังงาน (BESS), ระบบสมาร์ตกริด (Smart Grid)
- ใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ไม่เกิน 0.7 วันต่อปี สร้างความมั่นใจให้นักลงทุนและภาคอุตสาหกรรมในการจ่ายไฟอย่างต่อเนื่อง

2.ราคาเหมาะสม (Economy)

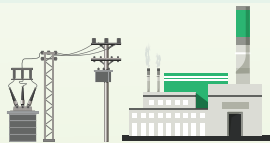
- ค่าไฟอยู่ระดับเหมาะสม มีเสถียรภาพ ไม่เกิน 4 บาท/หน่วย
- กระจายเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ามากขึ้น
- ใช้ไฮโดรเจนผสมในก๊าซธรรมชาติ ในการผลิตไฟฟ้า 5%



3. มีความยั่งยืน (Sustainable)

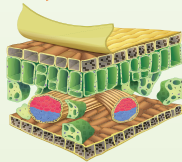


- เพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ปลายแผนปี 2580 เพิ่มขึ้น 51% (เดิม 36%)
- เทคโนโลยีพลังงานสะอาดรูปแบบใหม่
- ลดการปล่อย CO₂ ในภาคผลิตไฟฟ้าจาก 86 ล้านตัน CO₂ เป็น 61.8 ล้านตัน CO₂



กำลังผลิตไฟฟ้ารวม
ปี 2580
112,391 MW

Fossil
30,497 MW



RE ประกอบด้วย

Solar **33,269 MW**

Wind **9,339 MW**

Hydro, Biomass, Biogas, Waste **22,369 MW**

Other (SMR, BESS, PSH) **16,916 MW**



ประโยชน์ที่ได้รับจากแผน PDP2024

- ⚙️ เกิดการลงทุนของโรงไฟฟ้าที่มีข้อผูกพันไว้แล้ว และที่กำลังจะเปิดรับเพิ่มเติมถึงปี 2573 มากกว่า 650,000 ล้านบาท
- ⚙️ เกิดการลงทุนในเทคโนโลยีพลังงานสะอาดและเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ ๆ เช่น ระบบกักเก็บพลังงาน พลังงานไฮโดรเจน พลังงานนิวเคลียร์โมดูลขนาดเล็ก ระบบสมาร์ตกริด
- ⚙️ ช่วยพัฒนากลไกให้เอกชน นักลงทุนเข้าถึงพลังงานสีเขียวในอนาคต เช่น Green Tariff, Direct PPA

รวมเม็ดเงินลงทุนตลอดแผน PDP2024 **>2 ล้านล้านบาท**

ร่างแผนปฏิบัติการด้านก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024)

ความจำเป็นในการจัดทำ Gas Plan 2024

การจัดทำแผนปฏิบัติการด้านก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024) มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อจัดทำก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศ และบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ และเพิ่มการบริหารจัดการพลังงานให้มีความยืดหยุ่น ตลอดจนการทดแทนก๊าซธรรมชาติด้วยก๊าซไฮโดรเจนเพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ของภาคพลังงาน จากทิศทางของโลกที่มุ่งเน้นการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน และสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาดมากขึ้น

นายกรัฐมนตรีของประเทศไทยจึงได้แถลงเจตจำนงในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติ ว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศสมัยที่ 26 (Conference of the Parties : COP26) ที่เมืองกลาสโกว์ ประเทศสกอตแลนด์ ในปลายปี ค.ศ. 2021 โดยจะยกระดับการแก้ไขปัญหาภูมิอากาศอย่างเต็มที่และด้วยทุกวิถีทางเพื่อให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ได้ในปี ค.ศ. 2065 ประกอบกับ

กระทรวงพลังงานยังอยู่ระหว่างดำเนินการจัดทำแผนปฏิบัติการด้านไฟฟ้า พ.ศ. 2567 - 2580 เพื่อให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศสอดคล้องกับสถานการณ์การผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดยสะท้อนแนวนโยบายของรัฐบาลและการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตและสอดคล้องกับแนวทางของแผนปฏิรูปด้านพลังงานของคณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน รวมถึงนโยบายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาคพลังงานของประเทศไทยและแผนพลังงานชาติ ส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศในอนาคตเปลี่ยนแปลงไป

กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะหน่วยงานที่มีพันธกิจในการเสนอแนะนโยบายและบูรณาการแผนบริหารพลังงานของประเทศ ซึ่งมีเป้าประสงค์ระดับวิสัยทัศน์ในการมีนโยบายแผนและมาตรการด้านพลังงานเพื่อมุ่งสู่พลังงานสะอาดที่มั่นคงและยั่งยืนภายในปี พ.ศ. 2580 จึงได้ดำเนินการจัดทำ Gas Plan 2024 ให้รองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศในระยะยาวที่สอดคล้องกับการเติบโตทางเศรษฐกิจ ความมั่นคงด้านพลังงาน และส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศ ตลอดจนสอดคล้องกับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ตามแผนปฏิบัติการด้านไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567 - 2580 และแผนพลังงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง



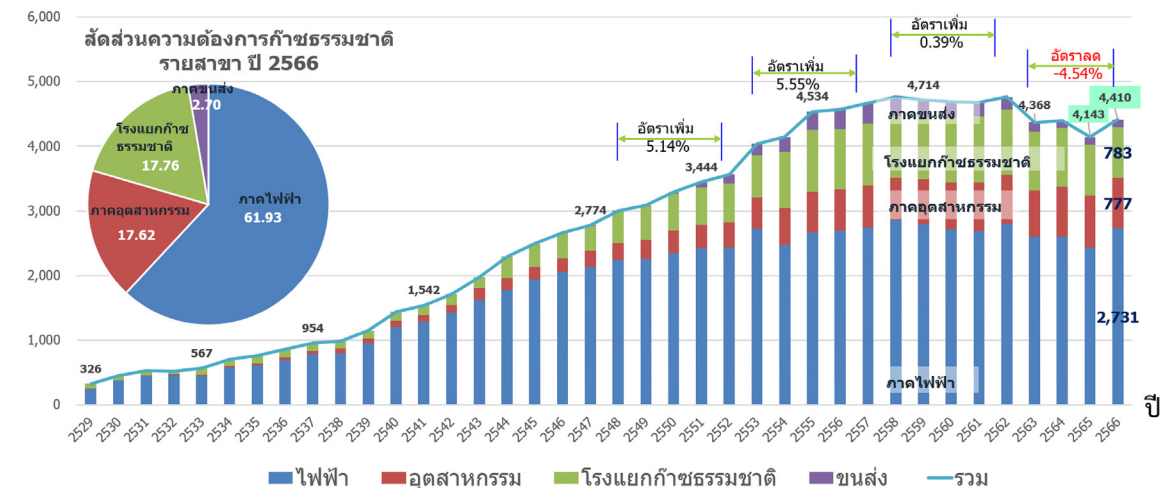


การจัดการและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

ก๊าซธรรมชาติมีบทบาทสำคัญในการช่วยเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทย หากพิจารณาในช่วง 20 ปีที่ผ่านมา อัตราการเติบโตของการใช้ (อุปสงค์) ก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณร้อยละ 5 และเริ่มเข้าสู่ภาวะทรงตัวตั้งแต่ปี พ.ศ. 2558 และมีการลดระดับ หรือถดถอยอย่างมีนัยสำคัญ จากสถานการณ์ Covid-19 และตามมาด้วยสงครามรัสเซียยูเครน รวมถึงการบริหารเชื้อเพลิงในภาคการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการใช้ Spot LNG ที่มีราคาสูง ณ ช่วงเวลานั้น

โดยในปี พ.ศ. 2566 มีการรับส่งก๊าซธรรมชาติไปยังผู้ใช้ในแต่ละภาคเศรษฐกิจ 4,410 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า 2,731 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 61.93) รองลงมาคือการใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ 777 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 17.76) ภาคอุตสาหกรรม 783 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 17.62) และการใช้ในภาคขนส่งเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) 119 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ร้อยละ 2.70

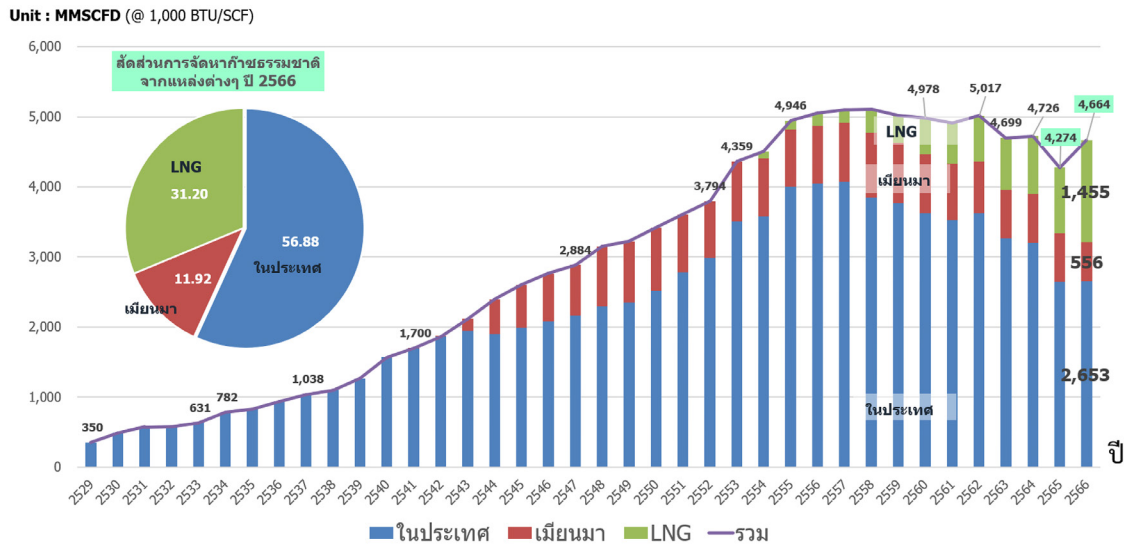
Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



รูปที่ 1 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2529 - 2566

ในอดีตที่ผ่านมาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในอ่าวไทยสามารถรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศได้ทั้งหมด แต่เนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเรื่อย ๆ จึงจำเป็นต้องมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้าน และเริ่มนำเข้าก๊าซธรรมชาติ (LNG) โดยในปี พ.ศ. 2566 การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

เท่ากับ 4,664 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน มาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ 2,653 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 56.88) และจากการนำเข้า 2,011 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 43.12) (แบ่งเป็น LNG นำเข้าที่ 1,455 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 31.20) และนำเข้าจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา อีก 556 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 11.92))



รูปที่ 2 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2529 - 2566

สมมติฐานที่ใช้ในการจัดทำร่าง Gas Plan 2024

การจัดทำร่าง Gas Plan 2024 ใช้สมมติฐานในการคำนวณปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติและปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในแต่ละรายสาขา ดังนี้

1) ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

การจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี พ.ศ. 2567 - 2580 ประกอบไปด้วยก๊าซธรรมชาติในประเทศจากอ่าวไทย จากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา จากการนำเข้า LNG จากแหล่งที่คาดว่าจะมีศักยภาพ และปริมาณก๊าซไฮโดรเจนที่จะผสมในก๊าซธรรมชาติ ซึ่งการจัดทำร่าง Gas Plan 2024 ได้มีสมมติฐานการจัดหาก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้มีก๊าซธรรมชาติเพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ดังนี้

(1) ก๊าซธรรมชาติในประเทศ ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและก๊าซธรรมชาติบนบก ซึ่งเหลือเพียงแหล่งสินภู่ออมและแหล่งน้ำพอง ในจังหวัดขอนแก่น

(2) ก๊าซธรรมชาติจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา ยังคงประกอบไปด้วย 3 แหล่ง คือ แหล่งยาดานา แหล่งเยตากุน และแหล่งซอติกา

(3) ก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า LNG เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการ โดยปัจจุบันมีทั้งสัญญาซื้อขาย LNG ทั้งสัญญาระยะสั้นและสัญญาระยะยาวรวมประมาณ 7.2 ล้านตันในปี พ.ศ. 2569

(4) ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่คาดว่าจะมีศักยภาพ (Potential Gas) จะมีทั้งจากอ่าวไทย และจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา

(5) ก๊าซไฮโดรเจน ประเมินจากร้อยละ 5 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าที่เชื่อมกับระบบสายส่งไฟฟ้า (On-grid system) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2573 (ตามร่างแผน PDP 2024) ทั้งนี้ ก๊าซไฮโดรเจนคิดเป็นสัดส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติในภาพรวมที่ร้อยละ 1



ขอบคุณภาพ : www.pttplc.com

2) ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ

(1) ภาคการผลิตไฟฟ้า : ประเมินการตาม PDP 2024 ที่ผสมก๊าซไฮโดรเจนร้อยละ 5 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้า On-grid system ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2573 เป็นต้นไป

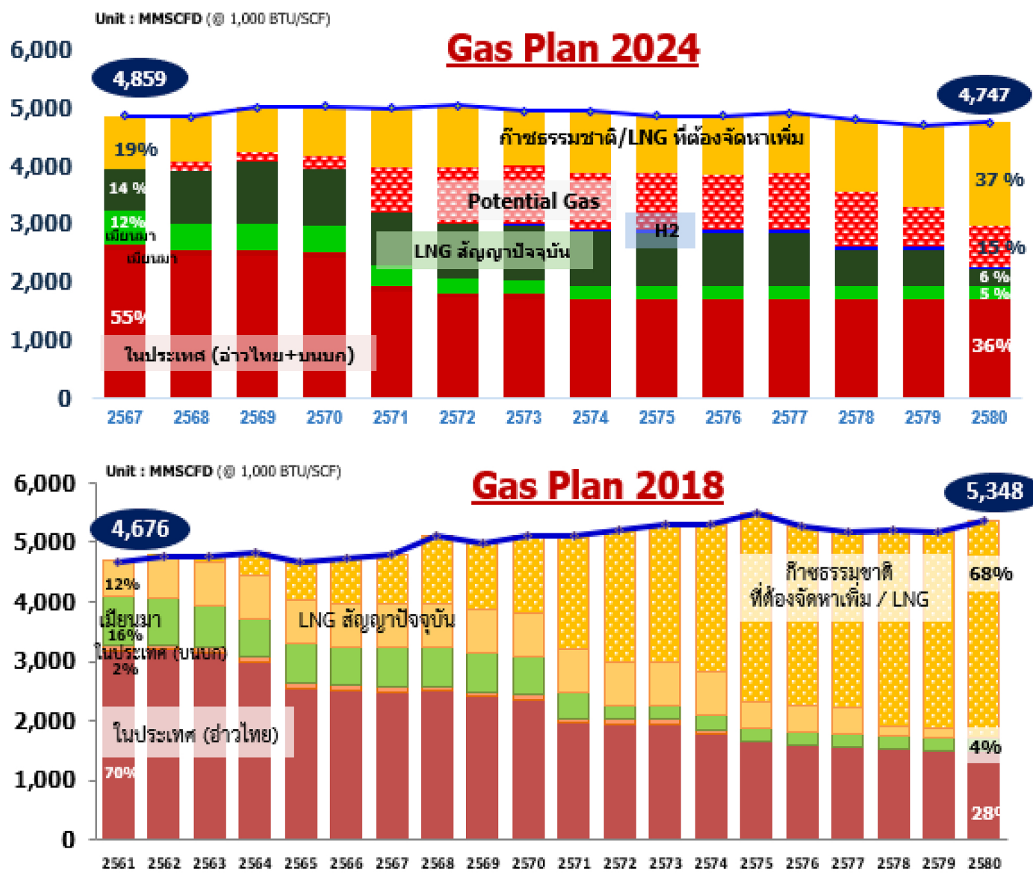
(2) โรงแยกก๊าซธรรมชาติ : ประเมินการตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย

(3) ภาคอุตสาหกรรม : ประเมินการตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ซึ่งสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) คาดการณ์ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product: GDP) ในปี พ.ศ. 2565 - 2580 ที่ขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 3.1 ต่อปี อย่างไรก็ตาม สนพ.ได้คำนึงถึงแผนการขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วย

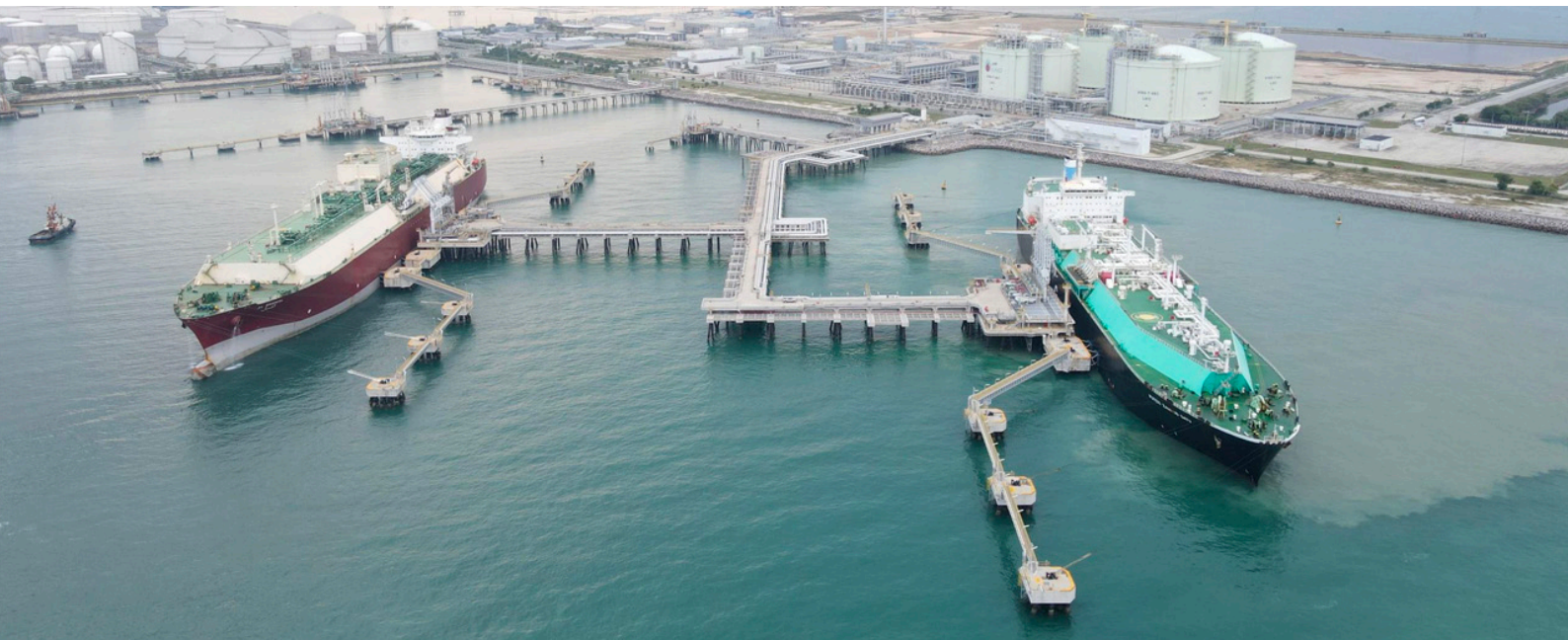
(4) ภาคขนส่ง : ประเมินการตามแนวโน้มจำนวนรถที่ใช้ NGV เป็นเชื้อเพลิง

3) เปรียบเทียบ ร่าง Gas Plan 2024 กับ Gas Plan 2018

ตัวเลขการพยากรณ์สัดส่วนการนำเข้า LNG ใน (ร่าง) Gas Plan 2024 ลดลงจาก Gas Plan 2018 เนื่องจากมีแหล่ง Potential Gas ในอ่าวไทยและจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาเพิ่มขึ้น และมีการใช้พลังงานจากก๊าซไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นอีกเล็กน้อย



รูปที่ 3 เปรียบเทียบความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศใน ร่าง Gas Plan 2024 กับ Gas Plan 2018



ขอบคุณภาพ : <https://procurement.ptplc.com/th/page/index/2092>

4) ระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

ระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยประกอบไปด้วย

(1) โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network)

ในปัจจุบันประเทศไทยมีความยาวท่อส่งก๊าซธรรมชาติทั้งสิ้น 4,570 กิโลเมตร แบ่งเป็นท่อในทะเลความยาว 2,133 กิโลเมตร ท่อบนบกความยาว 2,437 กิโลเมตร และโครงการที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง ได้แก่ โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากบางปะกงไปโรงไฟฟ้าพระนครใต้ และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลเชื่อมแหล่งอูบล (อ่าวไทย) ในอนาคต ซึ่งหากแล้วเสร็จระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยจะมีความยาวรวมทั้งสิ้น 4,904 กิโลเมตร

(2) โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดการและนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities)

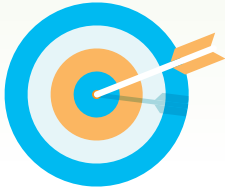
ในปัจจุบัน ได้แก่ (1) สถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 11.5 ล้านตันต่อปี (2) สถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 7.5 ล้านตันต่อปี ทำให้ปัจจุบันกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ รวมทั้ง 2 สถานี 19 ล้านตันต่อปี

(3) โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 [T-3]

ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จ.ระยอง ที่อยู่ในระหว่างดำเนินการ กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี ซึ่งหากสถานีที่ 3 แล้วเสร็จประเทศไทย จะมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ อยู่ที่ 29.8 ล้านตันต่อปี ในปี พ.ศ. 2570 และสามารถขยายกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซได้อีก ถึง 42.5 ล้านตันต่อปี

กล่าวโดยสรุป ปัจจุบันโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและ LNG Receiving Facilities เพียงพอสำหรับปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยเฉลี่ยของประเทศไทย ตามร่าง Gas Plan 2024 แต่อย่างไรก็ตาม ยังต้องพิจารณาถึงปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงสุด (Peak) รวมถึงต้องสอดคล้องกับแผนปฏิบัติการด้านไฟฟ้า พ.ศ. 2567 - 2580 (PDP2024) ซึ่งมีเป้าหมายหลักในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยหาก PDP2024 มีการเปลี่ยนแปลง Gas Plan 2024 ก็ต้องปรับปรุงแผนให้สอดคล้องไปด้วย ทั้งปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติและระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง และเหมาะสมกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป โดยมุ่งเน้นประโยชน์ในการเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน เพิ่มความยืดหยุ่นในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติ และสนับสนุนนโยบายส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติด้วย

ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ Gas Plan 2024 พ.ศ. 2567-2580



เป้าหมาย

1. จัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้
2. บริหารจัดการโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ
ให้มีความมั่นคง มีประสิทธิภาพ



1. จัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้

การจัดหา

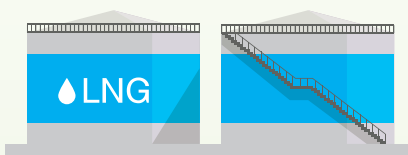
- ☀ เร่งสำรวจและผลิตก๊าซจากแหล่ง
ที่มีศักยภาพในอ่าวไทยและเมียนมา
- ☀ การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจ
และผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่
- ☀ การนำเข้า LNG เพื่อรองรับ
ความต้องการใช้ในประเทศ

ความต้องการใช้ **4,747** **ลดลง จาก 4,859**
ในปลายแผนปี 80 **ล้าน ลบ.ฟุต/วัน** **ในปี 67** **ล้าน ลบ.ฟุต/วัน**

สาเหตุจาก

1. ความต้องการใช้ก๊าซผลิตไฟฟ้าลดลงจากการเพิ่มสัดส่วน
พลังงานหมุนเวียนและการนำไฮโดรเจนมาผสมในท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
2. การใช้ของโรงแยกก๊าซลดลงตามปริมาณก๊าซอ่าวไทยที่ลดลง
3. ความต้องการใช้ในภาคขนส่ง (NGV) ลดลง

2. บริหารจัดการโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ให้มีความมั่นคง มีประสิทธิภาพ



- ☀ ปัจจุบัน ระบบท่อส่งและถังเก็บ **LNG** รองรับความต้องการใช้
ในภาคส่วนต่าง ๆ ได้เพียงพอในสถานการณ์ปกติ โดยมีความสามารถ
ในการแปลงสภาพก๊าซสูงสุดที่ **19 ล้านตันต่อปี**
และในปี **2570 ที่ 29.8 ล้านตันต่อปี**

- ☀ **เพิ่มการสร้างถังเก็บก๊าซและระบบรับส่งก๊าซ**ในอนาคต เพื่อ เพิ่มความยืดหยุ่นในการบริหารจัดการ
รองรับความต้องการใช้ในช่วงพีคไฟฟ้า , รองรับความต้องการใช้ของภาคอุตสาหกรรมที่ต้องการนำเข้า LNG
เพื่อใช้เอง และ รองรับการใช้เชิงพาณิชย์ และ **มุ่งสู่การเป็น Regional LNG Hub**

ประโยชน์ที่ได้รับจากแผน Gas Plan 2024

- ☀ เกิดการแข่งขันในราคายางของก๊าซ
มีจำนวน Shipper มากขึ้น เพิ่มทางเลือกผู้ใช้ก๊าซ
- ☀ ลดการพึ่งพานำเข้า LNG ที่ราคาผันผวนสูง
- ☀ สร้างความเป็นธรรมในราคาพลังงาน
- ☀ ลด CO₂ จับเคลื่อนการสำรวจและ
ประเมินแหล่งกักเก็บ CO₂



เกิดการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน ก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง

ประกอบด้วย **LNG Terminal แห่งที่ 3**
(ผ่านความเห็นชอบจาก ครม.แล้ว) และโครงการสถานี
เก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลว
เป็นก๊าซแบบลอยน้ำ (FSRU) มูลค่าประมาณ
55,000 ล้านบาท

สรุปความคืบหน้าการจัดทำร่างแผน PDP2024 และ Gas Plan 2024

1. สนพ. ได้นำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวตามที่ได้รับความเห็นชอบจาก กบง. มาใช้ในการจัดทำร่างแผน PDP ฉบับใหม่ภายใต้สมมติฐานในข้างต้นให้มีความเหมาะสม และเกิดความสมดุลทั้งด้านความมั่นคงระบบไฟฟ้า ราคาไฟฟ้า และสิ่งแวดล้อม และนำเสนอคณะกรรมการพิจารณาและจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (คณะกรรมการฯ) พิจารณาโดยคณะกรรมการฯ ในการประชุม ครั้งที่ 3/2567 (ครั้งที่ 7) เมื่อวันที่ 20 พฤษภาคม 2567 เห็นชอบร่างแผน PDP2024 กรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนร้อยละ 5 ตั้งแต่ปี 2573 - 2580 และมอบหมายให้นำร่างแผน PDP2024 ไปรับฟังความเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และรายงานผลการรับความเห็นให้คณะกรรมการฯ ทราบ

2. สนพ. ได้นำร่างแผน PDP2024 และ Gas Plan 2024 ไปรับฟังความคิดเห็น ดังนี้

2.1 จัดรับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผน PDP2024 และ Gas Plan 2024 สำหรับกลุ่มภาครัฐและรัฐวิสาหกิจ เมื่อวันที่ 12 มิถุนายน 2567 และกลุ่มภาคเอกชน ผู้ประกอบการ รวมทั้งภาคประชาสังคม เมื่อวันที่ 13 มิถุนายน 2567 ทั้งนี้ การรับฟังความคิดเห็นในวันที่ 13 มิถุนายน 2567 ได้มีการ

ถ่ายทอดสด (Live) ผ่านทาง Facebook EPPO Thailand เพื่อเปิดให้ประชาชนทั่วไปสามารถรับชม และร่วมแสดงความคิดเห็นหรือข้อเสนอแนะ

2.2 จัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผนรายภูมิภาค ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ โดยใช้โปรแกรม Zoom Webinar รวมทั้งสิ้น 4 ภูมิภาค ได้แก่

(1) ภาคกลาง เมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2567 ช่วงเช้า

(2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2567 ช่วงบ่าย

(3) ภาคใต้ เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2567 ช่วงเช้า

(4) ภาคเหนือ เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2567 ช่วงบ่าย

พร้อมทั้งเปิดให้ประชาชนทั่วไปสามารถร่วมแสดงความคิดเห็นต่อร่างแผนทั้ง 2 ฉบับ ผ่านทาง Facebook EPPO Thailand ระหว่างวันที่ 19-23 มิถุนายน 2567

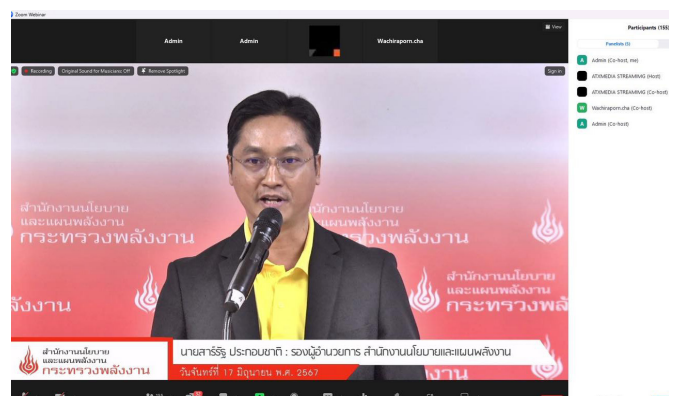
ปัจจุบัน สนพ. อยู่ระหว่างการรวบรวมความคิดเห็น และพิจารณารายละเอียดข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการรับฟังความคิดเห็น เพื่อประกอบการจัดทำแนวทางการดำเนินการตามข้อเสนอแนะ รวมถึงการพิจารณาปรับปรุงแผนร่าง PDP2024 และ Gas Plan 2024 ให้มีความสมบูรณ์มากขึ้น และจะได้นำเสนอให้คณะกรรมการฯ พิจารณาตามลำดับขั้นตอนต่อไป



จัดรับฟังความคิดเห็นสำหรับกลุ่มภาครัฐ วันที่ 12 มิถุนายน 2567



จัดรับฟังความคิดเห็นสำหรับภาคเอกชน วันที่ 13 มิถุนายน 2567



จัดรับฟังความคิดเห็นรายภูมิภาค โดยใช้โปรแกรม Zoom Webinar 4 ภูมิภาค วันที่ 17 และ 19 มิถุนายน 2567

สถานการณ์พลังงานปี 2566

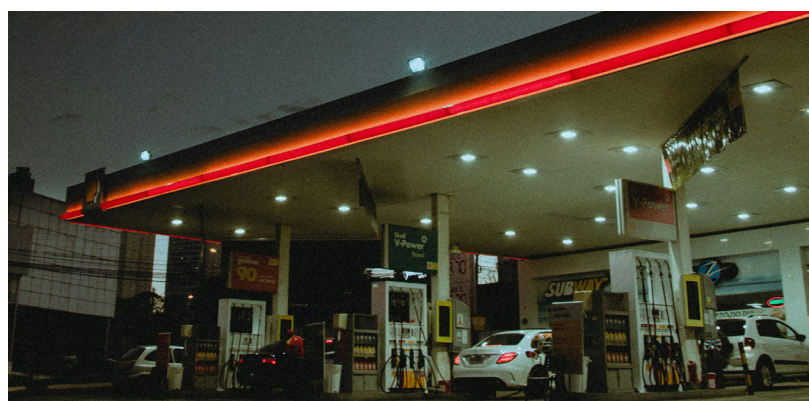
และแนวโน้มปี 2567

1. สถานการณ์พลังงานปี 2566

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดทำสถานการณ์พลังงานปี 2566 โดยในเบื้องต้นภาพรวมการใช้พลังงานขั้นต้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 เทียบกับปีก่อน จากสถานะเศรษฐกิจภายในประเทศที่ปรับตัวดีขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ที่สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานไว้ในปี 2566 เศรษฐกิจของประเทศไทยขยายตัวอยู่ที่ร้อยละ 1.9 โดยการอุปโภคบริโภคและการลงทุนภาคเอกชนมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 และ 3.2 ตามลำดับ ส่วนสาขาการขนส่งและการขายปลีกขยายตัวตามการใช้จ่ายในภาคครัวเรือนที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับการฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องของภาคการท่องเที่ยว สะท้อนจากจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เดินทางเข้ามาในประเทศไทย

ปี 2566 อยู่ที่ 28.2 ล้านคน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 11.1 ล้านคน อัตราการว่างงานอยู่ในระดับต่ำที่ร้อยละ 0.98 ในขณะที่การใช้จ่ายเพื่อการอุปโภคภาครัฐบาลและการลงทุนของภาครัฐลดลงเท่ากันที่ร้อยละ 4.6

ทั้งนี้ ในส่วนของมูลค่าการส่งออกสินค้า หดตัวในช่วง 3 ไตรมาสแรกของปี 2566 ตามการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศจีน ประกอบกับนโยบายของประเทศจีนในการพึ่งพาตนเองมากขึ้น อย่างไรก็ตาม การส่งออกสินค้าของไทยในไตรมาสที่ 4 ปรับตัวดีขึ้นโดยขยายตัวที่ร้อยละ 4.6 ส่งผลให้ทั้งปี 2566 มูลค่าการส่งออกสินค้าลดลงร้อยละ 1.7 ซึ่งจากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นส่งผลต่อสถานการณ์พลังงานของประเทศไทยในปี 2566 ดังต่อไปนี้



1.1 การใช้พลังงานขั้นต้น

การใช้พลังงานขั้นต้น ในปี 2566 อยู่ที่ระดับ 2,007 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 เทียบกับปีก่อน ตามสถานะเศรษฐกิจในประเทศที่ฟื้นตัว โดยเพิ่มขึ้นในส่วนของการใช้น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ การใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 และการใช้ก๊าซธรรมชาติปรับตัวเพิ่มขึ้นมากถึงร้อยละ 9.1 จากฐานที่ต่ำกว่าปกติของปีที่ผ่านมา โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับในปี 2566 ราคาการนำเข้า LNG ระยะสั้น (Spot LNG)

มีราคาปรับตัวลดลง จึงมีการนำเข้า Spot LNG มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อลดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า ลดลงร้อยละ 6.4 เนื่องจากมีปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากสปป.ลาวลดลงจากปัญหาวะกัยแล้ง และไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลดลงสอดคล้องกับปริมาณน้ำฝนเฉลี่ยที่ต่ำกว่าค่าปกติตั้งแต่เดือนมีนาคม-สิงหาคม 2566 ทั้งนี้ ในปี 2566 ปริมาณฝนเฉลี่ยมีค่าต่ำกว่าค่าปกติที่ร้อยละ 6 สำหรับการใช้น้ำมัน/ลิกไนต์ปรับตัวลดลงจากการใช้ที่ลดลงทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรม โดยการใช้ถ่านหินลดลงร้อยละ 16.1 และการใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 10.6

การใช้พลังงานขั้นต้น

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2563	2564	2565	2566	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)
ปริมาณการใช้	2,012	1,993	1,990	2,007	0.8
น้ำมัน	745	705	810	812	0.3
ก๊าซธรรมชาติ	844	849	768	838	9.1
ถ่านหิน	297	301	269	226	-16.1
ลิกไนต์	67	73	71	64	-10.6
ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	58	65	72	67	-6.4

1.2 สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

(1) น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปปี 2566 อยู่ที่ระดับ 138.4 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

■ **น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้เฉลี่ยในปี 2566 อยู่ที่ 68.9 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 5.7 จากฐานการใช้ที่สูงกว่าปกติในปี 2565 เนื่องจากมีนโยบายให้ใช้น้ำมันดีเซลในโรงไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติในช่วงที่ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มีราคาสูง ประกอบกับการส่งออกที่ชะลอตัวส่งผลให้มีการใช้ดีเซลในการขนส่งสินค้าลดลง

■ **น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์** ปริมาณการใช้เฉลี่ยปี 2566 อยู่ที่ 31.4 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 ซึ่งเป็นผลจากกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวดีขึ้น ประกอบกับการมีวันหยุดยาวที่ต่อเนื่องหลายวัน กระตุ้นให้เกิดการเดินทางท่องเที่ยวในประเทศมากขึ้น





ปริมาณการใช้น้ำมันเครื่องบิน เฉลี่ยในปี 2566 อยู่ที่ 13.7 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 49.9

■ **น้ำมันเครื่องบิน** มีปริมาณการใช้เฉลี่ยในปี 2566 อยู่ที่ 13.7 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 49.9 เนื่องจากความต้องการเดินทางของนักท่องเที่ยวทั้งชาวไทยและชาวต่างชาติกลับมาเพิ่มสูงขึ้น จากข้อมูลของกระทรวงการท่องเที่ยวและกีฬา พบว่าจำนวนนักท่องเที่ยวชาวต่างชาติที่เดินทางเข้าประเทศไทยในปี 2566 เพิ่มขึ้นอยู่ที่ 28.2 ล้านคน โดยร้อยละ 72 เป็นนักท่องเที่ยวจากภูมิภาคเอเชีย

แปซิฟิก (ส่วนใหญ่เป็นนักท่องเที่ยวจากประเทศมาเลเซีย ร้อยละ 16 และประเทศจีนร้อยละ 13) ส่วนนักท่องเที่ยวจากทวีปยุโรป อเมริกา ตะวันออกกลาง และแอฟริกาอยู่ที่ สัดส่วนร้อยละ 21, 5, 2 และ 0.4 ตามลำดับ

■ **น้ำมันเตา** มีปริมาณการใช้เฉลี่ยในปี 2566 อยู่ที่ 5.4 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 15.8 เมื่อเทียบกับปีก่อน

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย: ล้านลิตรต่อวัน

ปี	2563	2564	2565	2566	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	127.3	120.2	137.5	138.4	100
เบนซินและแก๊สโซฮอล์	31.7	29.0	30.2	31.4	22
ดีเซล	65.5	63.2	73.1	68.9	50
น้ำมันเครื่องบิน*	7.5	4.9	9.2	13.7	10
น้ำมันเตา	4.8	5.6	6.4	5.4	4
LPG**	17.8	17.5	18.6	19.0	14
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)					
เบนซินและแก๊สโซฮอล์	-0.1	-8.7	3.9	4.0	
ดีเซล	-2.7	-3.8	15.7	-5.7	
น้ำมันเครื่องบิน*	-61.6	-35.3	87.7	49.9	
น้ำมันเตา	-10.9	15.2	15.4	-15.8	
LPG**	-9.2	-1.5	6.3	1.7	

หมายเหตุ: * น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด

** ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

การใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน

หน่วย: พันตัน

ปี	2563	2564	2565	2566	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	5,740	6,105	6,448	6,542	100
ครัวเรือน	2,033	2,049	2,070	2,058	31
อุตสาหกรรม	612	664	689	691	11
รถยนต์	752	668	871	901	14
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	2,230	2,648	2,774	2,804	43
ใช้เอง	113	76	44	88	1
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	-12.5	6.4	5.6	1.5	
ครัวเรือน	-4.3	0.8	1.0	-0.6	
อุตสาหกรรม	-7.3	8.5	3.8	0.3	
รถยนต์	-26.5	-11.2	30.3	3.5	
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	-17.2	18.7	4.8	1.1	
ใช้เอง	97.9	-33.0	-41.5	97.9	

■ **LPG โพรเพน และบิวเทน** การใช้ในปี 2566 อยู่ที่ระดับ 6,542 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน ทั้งนี้ จำแนกเป็น การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็นร้อยละ 43 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 การใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ สัดส่วนร้อยละ 14 การใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 จากการที่

ผู้ใช้งานบางส่วนหนึ่งเลือกใช้ LPG ในช่วงที่น้ำมันมีราคาสูง การใช้ในภาคอุตสาหกรรม มีสัดส่วนร้อยละ 11 มีการใช้เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.3 และการใช้เอง ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 1 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 97.9 ในขณะที่ภาคครัวเรือน ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 31 มีการใช้ลดลงร้อยละ 0.6



ขอบคุณภาพ : FB OR คลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะ

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปี	2563	2564	2565	2566	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	4,368	4,395	4,143	4,410	100
ผลิตไฟฟ้า	2,598	2,603	2,437	2,731	62
อุตสาหกรรม	722	770	804	777	17
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	909	909	780	783	18
รถยนต์	139	112	122	119	3
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	-8.0	0.3	-5.7	6.4	
ผลิตไฟฟ้า	-6.7	-0.1	-6.4	12.0	
อุตสาหกรรม	-4.6	6.4	4.4	-3.3	
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	-10.2	-0.3	-14.2	0.4	
รถยนต์ NGV	-28.1	-19.3	8.8	-2.5	

(2) ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2566 มีปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 4,410 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 โดยมาจากการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.0 ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้นจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจในประเทศและราคการนำเข้า LNG ระยะสั้น (Spot LNG) ที่ปรับตัวลดลง จึงมีการนำเข้า Spot LNG เพิ่มขึ้น เพื่อลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า ประกอบกับฐานที่ต่ำกว่าปกติของปีก่อน สำหรับการใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4 ในขณะที่การใช้ในภาคอุตสาหกรรม

ลดลงร้อยละ 3.3 ตามการผลิตสินค้าในภาคอุตสาหกรรมที่ชะลอตัวลง สอดคล้องกับปริมาณการส่งออกสินค้าที่ลดลง และการใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ (NGV) ลดลงร้อยละ 2.5 ส่วนหนึ่งเป็นผลจากราคาขายปลีก NGV เริ่มทยอยปรับขึ้นภายหลังสิ้นสุดมาตรการคงราคาขายปลีก NGV สำหรับรถยนต์ทั่วไปที่ 17.59 บาทต่อกิโลกรัม เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนของประชาชน (ตั้งแต่วันที่ 16 ธันวาคม 2565 ถึง 15 มิถุนายน 2566) โดย ณ เดือนธันวาคม 2566 ราคา NGV อยู่ที่ 19.59 บาทต่อกิโลกรัม



ขอบคุณภาพ : FB PTTEP





ขอบคุณภาพ : FB กฟผ.แม่เมาะ

(3) ถ่านหิน / ลิกไนต์ ในปี 2566 มีการใช้รวมทั้งสิ้น อยู่ที่ระดับ 14,450 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 15.0 โดยการใช้ถ่านหินนำเข้า อยู่ที่ 11,271 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 16.1 จากการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่ลดลงร้อยละ 13.3 และการใช้ถ่านหินในโรงไฟฟ้า IPP ลดลงร้อยละ 31.4 เนื่องจากโรงไฟฟ้าแก๊สโค-วัน ได้รับคำสั่งจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้หยุดเดินเครื่องตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2566 และสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำกว่าทดแทน เพื่อไม่ให้กระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชน สำหรับการใช้ลิกไนต์ ในปี 2566

อยู่ที่ 3,179 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 10.6 ทั้งนี้ สัดส่วนการใช้ลิกไนต์ร้อยละ 99 เป็นการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแม่เมาะของ กฟผ. มีการใช้ลดลงร้อยละ 6.7 สำหรับสัดส่วนการใช้ลิกไนต์ที่เหลือร้อยละ 1 ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม ทั้งนี้ การใช้ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมปรับตัวลดลง ร้อยละ 87.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยไม่มีการใช้ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมตั้งแต่เดือนเมษายน 2566 เป็นต้นมา เนื่องจากการหมดอายุประทานบัตรของเหมืองลิกไนต์ในประเทศ

การใช้ถ่านหิน / ลิกไนต์

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปี	2563	2564	2565	2566	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	สัดส่วน
ความต้องการใช้	18,244	18,682	16,997	14,450	-15.0	
ปริมาณการใช้ถ่านหิน	14,877	15,033	13,440	11,271	-16.1	100
- ผลิตกระแสไฟฟ้า (IPP/SPP)	5,287	4,931	5,202	4,275	-20.5	38
- อุตสาหกรรม	9,591	10,102	8,239	6,996	-13.3	62
ปริมาณการใช้ลิกไนต์	3,367	3,650	3,557	3,179	-10.6	100
- ผลิตกระแสไฟฟ้า	3,278	3,528	3,383	3,157	-6.7	99
- อุตสาหกรรม	89	121	174	22	-87.1	1

(4) ไฟฟ้า

■ **ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้า¹ (System Peak)** ของปี 2566 เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2566 เวลา 21.41 น. อยู่ที่ระดับ 34,827 MW เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.0 เมื่อเทียบกับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้าของปีก่อน

■ **การผลิตไฟฟ้า²** ในปี 2566 อยู่ที่ 223,295 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนสูงสุด ร้อยละ 58 มีปริมาณการผลิตอยู่ที่ 129,402 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.9 เนื่องจากราคา LNG มีแนวโน้มปรับตัวลดลง จึงมีการนำเข้า LNG แบบตลาดจร (Spot LNG) มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 สอดคล้องกับนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนของกระทรวงพลังงาน

ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน / ลิกไนต์ลดลง ร้อยละ 14.3 โดยการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงลดลงร้อยละ 22.7 เนื่องจากโรงไฟฟ้าแก๊สโค-วันได้รับคำสั่งจาก กฟผ. ให้หยุดเดินเครื่อง และการผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะลดลงร้อยละ 6.9 สำหรับไฟฟ้านำเข้า/แลกเปลี่ยน ลดลงร้อยละ 7.5 เนื่องจากเกิดปัญหาภาวะภัยแล้งจึงทำให้น้ำเหนือเขื่อนของ สปป.ลาว มีปริมาณลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อน ส่วนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลดลงเช่นกันที่ร้อยละ 0.2 และการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันลดลงร้อยละ 48.7 จากฐานที่สูงกว่าปกติของปีก่อน

■ **การใช้ไฟฟ้า³** ในปี 2566 อยู่ที่ 203,923 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 โดยมาจากการใช้ไฟฟ้าในส่วน of สาธารณกิจที่เกี่ยวข้องกับการท่องเที่ยวและบริการ มีการ

ขยายตัวอย่างต่อเนื่อง จากเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวภายหลังสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด-19) คลี่คลาย ซึ่งส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าใน **สาขารัฐกิจ** เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.4 โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้ไฟฟ้าในโรงแรมที่เพิ่มขึ้นสูงถึงร้อยละ 22.5 สอดคล้องกับอัตราการเข้าพักแรมปี 2566 ซึ่งอยู่ที่ระดับร้อยละ 69 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนที่ร้อยละ 48 ส่วนการใช้ไฟฟ้าของอพาร์ทเมนต์และเกสต์เฮาส์ ห้างสรรพสินค้า ขยายปลีก และขายส่ง เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.0, 3.7, 6.9 และ 4.0 ตามลำดับ สำหรับการ **ใช้ไฟฟ้าในสาขาครัวเรือน** เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4 ส่วนหนึ่งเกิดจากสภาพอากาศที่ร้อน ส่งผลให้มีความต้องการไฟฟ้าในเครื่องปรับอากาศเพื่อทำความเย็นเพิ่มขึ้น และ **สาขาอื่นๆ** (องค์กรไม่แสวงหากำไร สุนัขเพื่อการเกษตร ไฟฟ้าชั่วคราว และไฟฟ้าสาธารณะ) เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.7

ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าใน **สาขาอุตสาหกรรม** ซึ่งมีสัดส่วนการใช้ถึงร้อยละ 42 มีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 2.6 จากภาวะเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว ส่งผลให้การผลิตสินค้าเพื่อส่งออกหดตัวในช่วง 3 ไตรมาสแรกของปี 2566 โดยข้อมูลจากสำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรมพบว่าอัตราการใช้กำลังผลิตสินค้าอุตสาหกรรมปี 2566 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับร้อยละ 59 ต่ำกว่าปีก่อนซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 63 สอดคล้องกับข้อมูลปริมาณและมูลค่าการส่งออกสินค้าที่ลดลงร้อยละ 2.9 และ 1.7 ตามลำดับ ทั้งนี้ การใช้ไฟฟ้าในกลุ่มอุตสาหกรรมที่สำคัญ ได้แก่ อาหาร เหล็กและโลหะพื้นฐาน พลาสติก และยานยนต์ มีการใช้ไฟฟ้าลดลง ขณะที่การใช้ไฟฟ้าในอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 สอดคล้องกับความต้องการใช้สินค้าอิเล็กทรอนิกส์ที่เพิ่มสูงขึ้น

การใช้ไฟฟ้า

หน่วย: ล้านหน่วย

ปี	2563	2564	2565	2566	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	187,046	190,468	197,256	203,923	3.4	100
อุตสาหกรรม	82,158	86,427	88,574	86,274	-2.6	42
ครัวเรือน	52,860	54,290	53,747	57,726	7.4	28
ธุรกิจ	43,950	41,529	46,097	49,962	8.4	25
อื่นๆ*	8,078	8,222	8,837	9,961	12.7	5

หมายเหตุ: * สาขาอื่น ๆ ได้แก่ องค์กรไม่แสวงหากำไร สุนัขเพื่อการเกษตร ไฟฟ้าชั่วคราว และไฟฟ้าสาธารณะ

¹ ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้า ไม่รวม Peak ของผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)

² การผลิตไฟฟ้า ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)

³ การใช้ไฟฟ้า ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)



■ ค่าเอฟที ในปี 2566 มีการเปลี่ยนแปลง ดังนี้

ครั้งที่ 1 : ช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566
มี 2 อัตรา ได้แก่ บ้านอยู่อาศัยอยู่ที่อัตรา 93.43 สตางค์ต่อหน่วย (คงที่เท่ากับช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565) และประเภทอื่นๆ อยู่ที่อัตรา 154.92 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 64.49 สตางค์ต่อหน่วย)

ครั้งที่ 2 : ช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566
อยู่ที่อัตรา 91.19 สตางค์ต่อหน่วย ในส่วนของบ้านอยู่อาศัย
ปรับลดลง 2.24 สตางค์ต่อหน่วย ส่วนประเภทอื่น ๆ
ปรับลดลง 63.73 สตางค์ต่อหน่วย

ครั้งที่ 3 : ช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566
อยู่ที่อัตรา 20.48 สตางค์ต่อหน่วย ปรับลดลง 70.71 สตางค์ต่อหน่วย

ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

หน่วย: สตางค์ต่อหน่วย

เดือนเรียกเก็บ	Ft ยายปลีก	เปลี่ยนแปลง
ม.ค. - เม.ย. 2564	-15.32	-2.89
พ.ค. - ส.ค. 2564	-15.32	0.00
ก.ย. - ธ.ค. 2564	-15.32	0.00
ม.ค. - เม.ย. 2565	1.39	16.71
พ.ค. - ส.ค. 2565	24.77	23.38
ก.ย. - ธ.ค. 2565	93.43	68.66
ม.ค. - เม.ย. 2566	บ้านอยู่อาศัย 93.43 / ประเภทอื่นๆ 154.92	บ้านอยู่อาศัย 0.00 / ประเภทอื่นๆ 64.49
พ.ค. - ส.ค. 2566	91.19	บ้านอยู่อาศัย -2.24 / ประเภทอื่นๆ -63.73
ก.ย. - ธ.ค. 2566	20.48	-70.71

2. แนวโน้มพลังงานปี 2567

ประมาณการความต้องการใช้พลังงานของประเทศ ปี 2567 มีการพิจารณาสมมติฐานสำหรับการประมาณการที่สำคัญ ได้แก่ แนวโน้มการขยายตัวของเศรษฐกิจภายในประเทศ (GDP) ปี 2567 ของ สศช. เมื่อวันที่ 19 กุมภาพันธ์ 2567 ที่คาดการณ์ว่าจะขยายตัวในช่วงร้อยละ 2.2 - 3.2 โดยมีปัจจัยสนับสนุนที่สำคัญ จากการขยายตัวของภาคการส่งออกสินค้าตามการฟื้นตัวของการค้าโลก การขยายตัวในเกณฑ์ดีของอุปสงค์ภายในประเทศทั้งการอุปโภคบริโภค และการลงทุนภาคเอกชน อีกทั้ง การฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องของภาคการท่องเที่ยว สำหรับราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2567 สศช. คาดว่าอยู่ที่ 80.0 - 90.0 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยนในปี 2567 คาดว่าอยู่ที่ 34.3 - 35.3 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ และคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจโลก ปี 2567 จะขยายตัวร้อยละ 2.7 ทั้งนี้ แนวโน้มความต้องการใช้พลังงานของประเทศปี 2567 สรุปได้ดังนี้

2.1 ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ปี 2567 คาดว่าอยู่ที่ระดับ 2,063 พันบาร์เรลเทียบเท่า



น้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 เมื่อเทียบกับปี 2566 จากการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานทุกประเภท สอดคล้องกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจในประเทศ จากการขยายตัวอย่างต่อเนื่องของการอุปโภคบริโภคภายในประเทศ การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวตามการเพิ่มจำนวนของนักท่องเที่ยวต่างชาติ รวมถึงการเพิ่มขึ้นของนักท่องเที่ยวไทย จากมาตรการกระตุ้นภาคการท่องเที่ยวของภาครัฐ อีกทั้ง การเดินทางภายในประเทศและการเดินทางระหว่างประเทศ กลับสู่สภาวะปกติ ทั้งนี้ ความต้องการใช้พลังงานขั้นต้น ปี 2567 มีรายละเอียด ดังนี้

แนวโน้มการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ปี 2567

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2563	2564	2565	2566	2567 ^f
การใช้พลังงานรวม	2,012	1,993	1,990	2,007	2,063
น้ำมัน	745	705	810	812	837
ก๊าซธรรมชาติ	844	849	768	838	859
ถ่านหิน/ลิกไนต์	365	374	341	290	296
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	58	65	72	67	71
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	-4.9	-1.0	-0.1	0.8	3.1
น้ำมัน	-11.8	-5.5	14.9	0.3	3.1
ก๊าซธรรมชาติ	-3.4	0.6	-9.6	9.1	2.5
ถ่านหิน/ลิกไนต์	6.6	2.7	-9.0	-15.0	2.4
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	6.7	11.4	11.1	-6.4	5.4

หมายเหตุ: f เป็นข้อมูลประมาณการ

■ **การใช้น้ำมัน** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 เมื่อเทียบกับปี 2566 โดยคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันทุกประเภท โดยเฉพาะการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมันเครื่องบิน คาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 25.7 จากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวทั้งภายในประเทศ และการเพิ่มขึ้นของจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติ ซึ่งมีปัจจัยสนับสนุนจากมาตรการยกเว้นการตรวจลงตราให้แก่กลุ่มนักท่องเที่ยวจากหลายประเทศสำคัญ ได้แก่ จีน รัสเซีย อินเดีย ไต้หวัน และมาตรการกระตุ้นการท่องเที่ยวของภาครัฐ เช่น งานเย็นทั่วหล้า มหาสงกรานต์ (Maha Songkarn World Water Festival) และโครงการ 365 วันมหัศจรรย์เมืองไทยเที่ยวได้ทุกวันของการท่องเที่ยวแห่งประเทศไทย เป็นต้น ทั้งนี้ สศช. คาดการณ์จำนวนนักท่องเที่ยวปี 2567 อยู่ที่ 35 ล้านคนหรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 24.5 เทียบกับปีก่อน

■ **ก๊าซธรรมชาติ** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 จากการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณที่จะกลับมาผลิตก๊าซธรรมชาติได้ตามสัญญาที่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในเดือนเมษายน 2567 และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดจร (Spot LNG) โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน คาดการณ์จะมีการนำเข้าใกล้เคียงกับปีก่อนหน้าประมาณ 6 ล้านตัน เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าในประเทศและโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่เข้าระบบเพิ่มขึ้นในปี 2567 (โรงไฟฟ้าของบริษัท หินกอง เพาเวอร์ จำกัด)

■ **การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 จากการนำเข้าถ่านหินที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนลิกไนต์ภายในประเทศ เนื่องจากหมดอายุประทานบัตรของเหมืองในประเทศ และการเพิ่มขึ้นของถ่านหินนำเข้าที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า IPP ในส่วนของโรงไฟฟ้าแก็คโค-วัน ที่จะกลับมาเดินเครื่องในปี 2567 ภายหลังจากหยุดผลิตไฟฟ้าไปตั้งแต่เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2566 เป็นต้นมา

■ **การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้า** คาดว่า จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4 จากฐานที่ต่ำในปี 2566 และความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากภาวะเศรษฐกิจที่ดีขึ้น โดยคาดว่าจะความต้องการนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว จะเพิ่มขึ้นเพื่อลดภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม คาดว่าการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำจะลดลงตามการผลิตที่ลดลงเนื่องจากปริมาณน้ำฝนที่ต่ำกว่าปกติของปีที่ผ่านมา ส่งผลให้ปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำขนาดใหญ่มีระดับกักเก็บน้อยกว่าปี 2566 ประกอบกับปรากฏการณ์เอลนีโญที่ยังส่งผลกระทบต่อประเทศไทย ทำให้ฝนตกน้อยกว่าค่าปกติ

2.2 น้ำมันสำเร็จรูป ปี 2567 คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 เมื่อเทียบกับปี 2566 โดย **การใช้เบนซินและแก๊สโซฮอล์** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 ตามการขยายตัวของเศรษฐกิจ และการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวจากนักท่องเที่ยวทั้งในประเทศและต่างประเทศ **การใช้น้ำมันดีเซล** คาดว่าจะมีความต้องการใช้ใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมา โดยเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.2 เนื่องจากการกลับมาขยายตัวของภาคการส่งออกสินค้าตามการฟื้นตัวของการค้าโลก

อย่างไรก็ตาม ปรากฏการณ์เอลนีโญที่ส่งผลให้อุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นกว่าปกติอาจกระทบต่อผลผลิตในภาคการเกษตร ทำให้การใช้ดีเซลในการขนส่งผลผลิตทางการเกษตรมีปริมาณลดลง **การใช้น้ำมันเครื่องบิน** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 25.7 จากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตามเศรษฐกิจโลกที่ปรับตัวดีขึ้นและนโยบายส่งเสริมภาคการท่องเที่ยวของภาครัฐ **การใช้ LPG** ในส่วนที่ไม่รวมการใช้ใน Feed stocks ของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 ตามเศรษฐกิจที่คาดว่าจะขยายตัวดีขึ้น รวมทั้งการส่งออกที่ขยายตัวดีขึ้นต่อเนื่อง สำหรับ**การใช้น้ำมันเตา** คาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4



แนวโน้มการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ปี 2567

หน่วย: ล้านลิตรต่อวัน

ปี	2563	2564	2565	2566	2567 ^f
การใช้น้ำมันสำเร็จรูป	127.3	120.2	137.5	138.4	142.5
เบนซินและแก๊สโซฮอล์	31.7	29.0	30.2	31.4	31.8
ดีเซล	65.5	63.2	73.1	68.9	68.9
เครื่องบิน*	7.5	4.9	9.2	13.7	17.2
น้ำมันเตา	4.8	5.6	6.4	5.4	5.5
LPG**	17.8	17.5	18.6	19.0	19.2
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	-11.5	-5.8	14.4	0.7	3.3
เบนซินและแก๊สโซฮอล์	-1.2	-8.7	3.9	4.0	1.7
ดีเซล	-2.7	-3.8	15.7	-5.7	0.2
เครื่องบิน*	-61.7	-35.1	87.7	49.9	25.7
น้ำมันเตา	-10.9	15.2	15.4	-15.8	1.4
LPG**	-9.2	-1.5	6.3	1.7	1.4

หมายเหตุ: *น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด ** ไม่รวมการใช้ LPG เป็น Feed stocks ในปิโตรเคมี
f เป็นข้อมูลประมาณการ

2.3 การใช้ไฟฟ้า ประมาณการความต้องการไฟฟ้าปี 2567 คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.1 ตามสถานะเศรษฐกิจที่ปรับตัวดีขึ้น และอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นตามที่กรมอุตุนิยมวิทยาคาดว่าอุณหภูมิปี 2567 จะสูงขึ้นประมาณ 1.2 องศาเซลเซียสเมื่อเทียบกับปีก่อน

แนวโน้มการใช้ไฟฟ้า ปี 2567

หน่วย: กิกะวัตต์ชั่วโมง

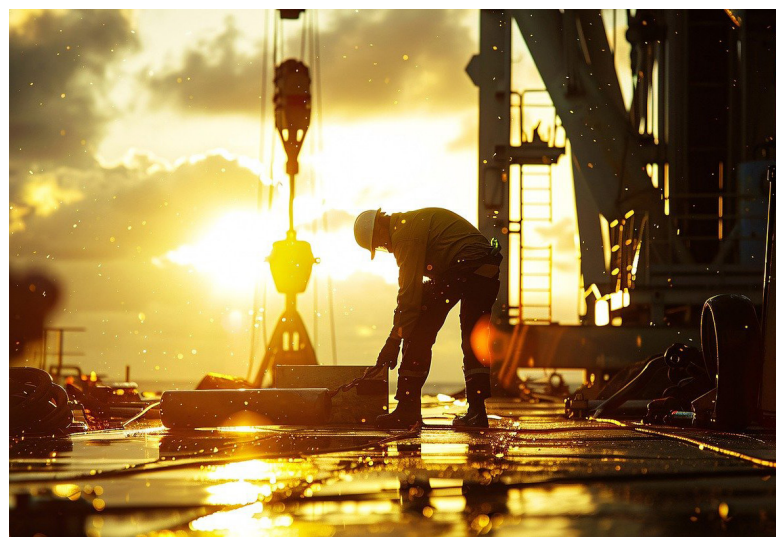
ปี	การใช้ไฟฟ้า (GWh)	การเปลี่ยนแปลง	
		GWh	ร้อยละ (%)
2563	187,046	-5,914	-3.1
2564	190,468	3,422	1.8
2565	197,256	6,788	3.6
2566	203,923	6,666	3.4
2567 ^f	210,170	6,247	3.1

หมายเหตุ: f เป็นข้อมูลประมาณการ

การปล่อยก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการใช้พลังงาน ปี 2566

การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานของประเทศไทย ปี 2566 ลดลงร้อยละ 2.4 เมื่อเทียบกับปีก่อน ถึงแม้ว่าเศรษฐกิจของประเทศไทยจะกลับเข้าสู่สภาวะปกติ โดยเฉพาะการบริโภคภาคเอกชน ภาคการท่องเที่ยวและบริการที่ฟื้นตัวอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม จากเศรษฐกิจโลกที่ยังมีความเปราะบาง อุปสงค์ในตลาดโลกมีความต้องการสินค้าลดลง

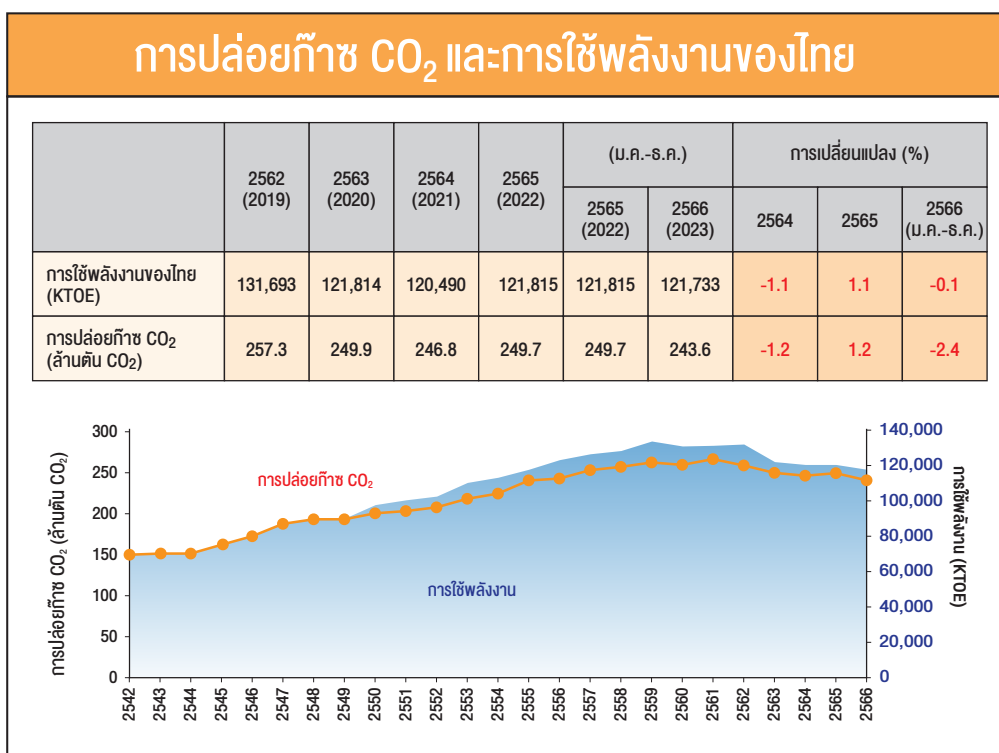
ส่งผลให้การผลิตในภาคอุตสาหกรรมและการส่งออกชะลอตัว ทำให้การใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมลดลง ทั้งนี้ การใช้พลังงานในปี 2566 ลดลงเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยการปล่อยก๊าซ CO₂ ในปี 2566 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้



1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานของประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานของประเทศไทย ในปี 2566 อยู่ที่ระดับ 243.6 ล้านตัน CO₂ ลดลง ร้อยละ 2.4 เมื่อเทียบกับปีก่อน ซึ่งสอดคล้องกับการใช้พลังงานของประเทศไทยที่ลดลงเล็กน้อย โดยในภาคอุตสาหกรรม และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ (ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม

พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ) มีการปล่อยก๊าซ CO₂ เมื่อเทียบกับปีก่อนลดลงที่ร้อยละ 9.7 และ 3.5 ตามลำดับ ในขณะที่ภาคการผลิตไฟฟ้าและภาคการขนส่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.8 และ 0.1 ตามลำดับ

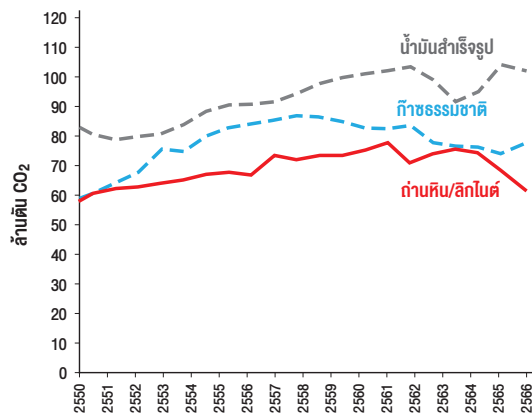


2. การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานแยกรายชนิด เชื้อเพลิงและรายภาคเศรษฐกิจ

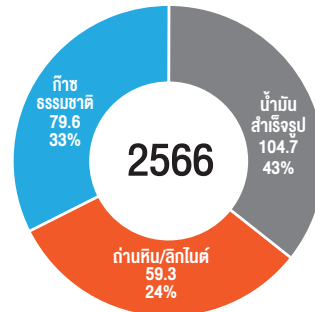
สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทย (GDP) ในไตรมาสที่ 4 ของปี 2566 ว่า ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ของไทยในไตรมาสที่ 4 ขยายตัวร้อยละ 1.7 เติบโตขึ้นจากการขยายตัวร้อยละ 1.4 ในไตรมาสถัดก่อน เมื่อรวมทั้งปี 2566 เศรษฐกิจไทยขยายตัวร้อยละ 1.9 โดยชะลอตัวลงจากการขยายตัวร้อยละ 2.5 ในปี 2565 ทั้งนี้ สาขาการบริโภคภาคเอกชน สาขาที่พักแรมและบริการด้านอาหาร และสาขาขนส่งขยายตัวในเกณฑ์ดี ส่วนด้านการอุปโภคภาครัฐบาล การผลิตในสาขาเกษตรกรรม สาขาอุตสาหกรรม และสาขาก่อสร้างหดตัว โดยปัจจัยดังกล่าวได้ส่งผลต่อการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงาน ดังนี้

การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง ในปี 2566 พบว่า การปล่อยก๊าซ CO₂ จากน้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการปล่อยสูงที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 43 รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ มีสัดส่วนร้อยละ 33 และ 24 ตามลำดับ ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ และน้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2566 เมื่อเทียบกับปีก่อน ลดลงร้อยละ 15.0 และ 1.1 ตามลำดับ ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 ซึ่งสอดคล้องกับปริมาณการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ในปี 2566 ที่ลดลง ในขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน

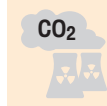
การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง



สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง



รวมทั้งสิ้น 243.6 ล้านตัน CO₂

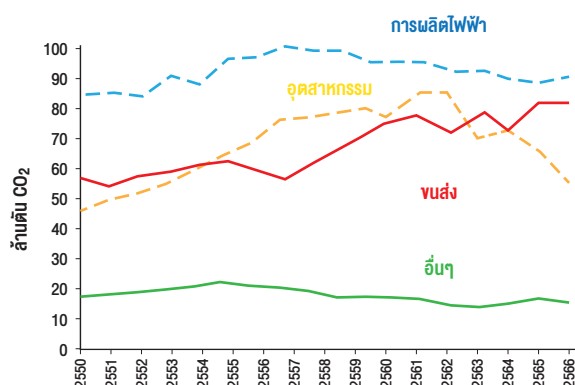


การปล่อยก๊าซ CO₂ ↓ 2.4% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยลดลงจากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ และน้ำมันสำเร็จรูป

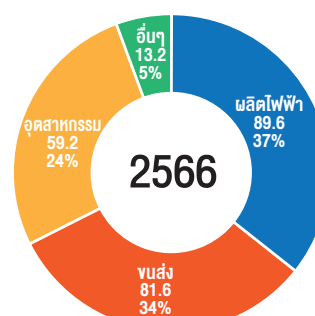
การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ ปี 2566 ในภาพรวมมีการปล่อย CO₂ ลดลงร้อยละ 2.4 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยภาคอุตสาหกรรม ที่มีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ร้อยละ 24 พบว่า ในปี 2566 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ลดลงร้อยละ 9.7 เมื่อเทียบกับปีก่อน ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ร้อยละ 5

มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ลดลงร้อยละ 3.5 ในขณะที่ภาคการขนส่ง ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ร้อยละ 33 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 และภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ร้อยละ 37 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับปีก่อน

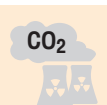
การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ



สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ



รวมทั้งสิ้น 243.6 ล้านตัน CO₂

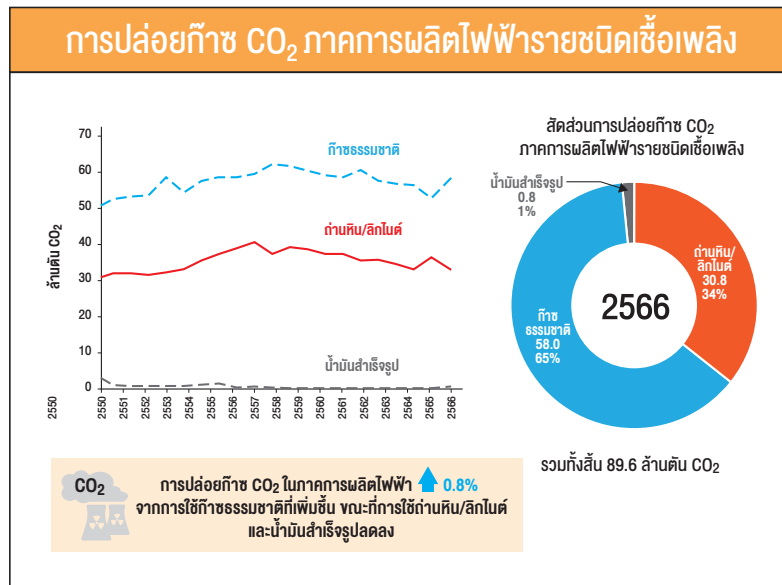


การปล่อยก๊าซ CO₂ ↓ 2.4% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยลดลงในภาคอุตสาหกรรม และภาคเศรษฐกิจอื่นๆ

หมายเหตุ : สาขาเศรษฐกิจอื่น ๆ หมายถึง ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ

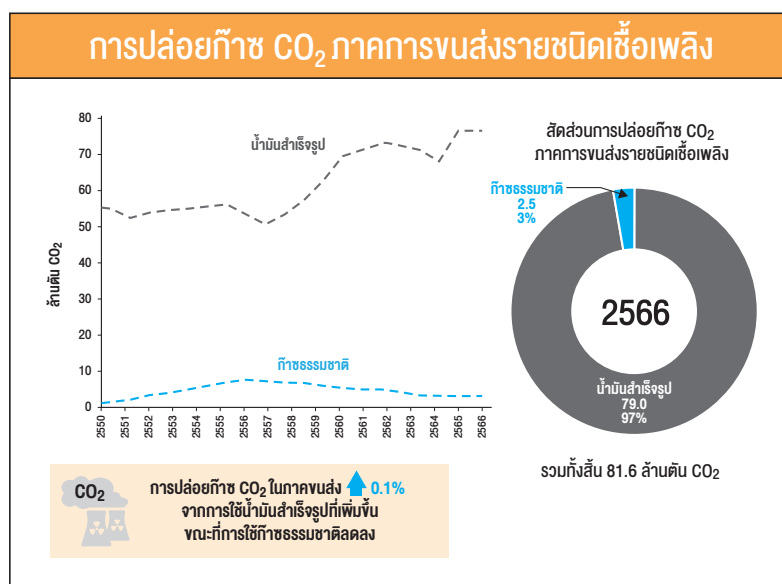
■ **ภาคการผลิตไฟฟ้า** มีการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยมาจากการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า (มีส่วนสูงถึงร้อยละ 65) เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.0 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ลดลงถึงร้อยละ 15.0 และการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ลดลงร้อยละ 6.8 เมื่อเทียบกับปีก่อน ซึ่งสอดคล้องกับการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากฐานที่ต่ำกว่าปกติของปีก่อน เนื่องจากมีนโยบายให้มีการใช้น้ำมันดีเซล

ในการผลิตไฟฟ้าทดแทน LNG ในช่วงที่มีราคาสูง ขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปผลิตไฟฟ้าลดลงจากฐานที่สูงกว่าปกติของปีก่อน ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ลดลงเนื่องจากโรงไฟฟ้าแก๊สโค-วันได้รับคำสั่งจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้หยุดเดินเครื่องตั้งแต่เดือนมีนาคม - ตุลาคม 2566 เป็นอย่างน้อย และสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำกว่าทดแทน เพื่อไม่ให้กระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชน



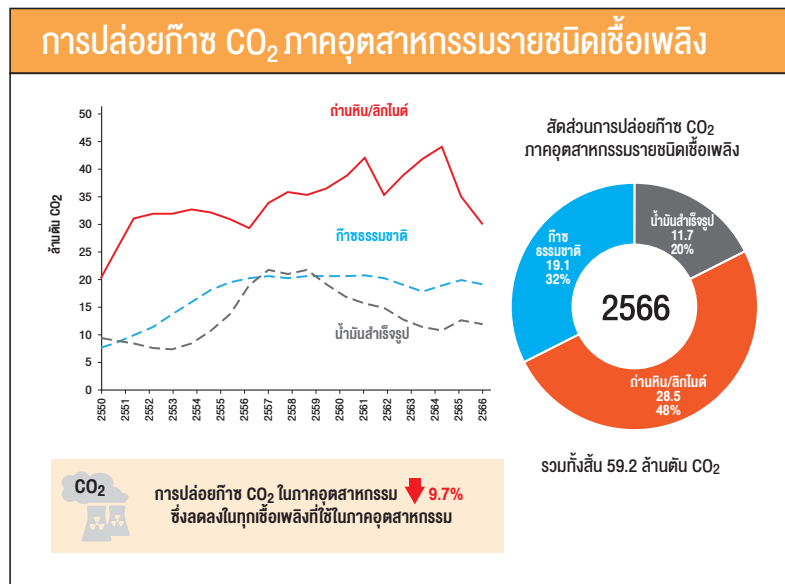
■ **ภาคการขนส่ง** มีการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.1 โดยเป็นการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลง ร้อยละ 2.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับการใช้ NGV ที่ลดลง ส่วนหนึ่งเป็นผลจากราคา

ขายปลีก NGV เริ่มทยอยปรับขึ้นภายหลังสิ้นสุดมาตรการคงราคาขายปลีก NGV สำหรับรถยนต์ทั่วไปที่ 17.59 บาทต่อกิโลกรัม เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนของประชาชน (ตั้งแต่วันที่ 16 ธันวาคม 2565 ถึง 15 มิถุนายน 2566) โดย ณ เดือนธันวาคม 2566 ราคา NGV อยู่ที่ 19.59 บาทต่อกิโลกรัม

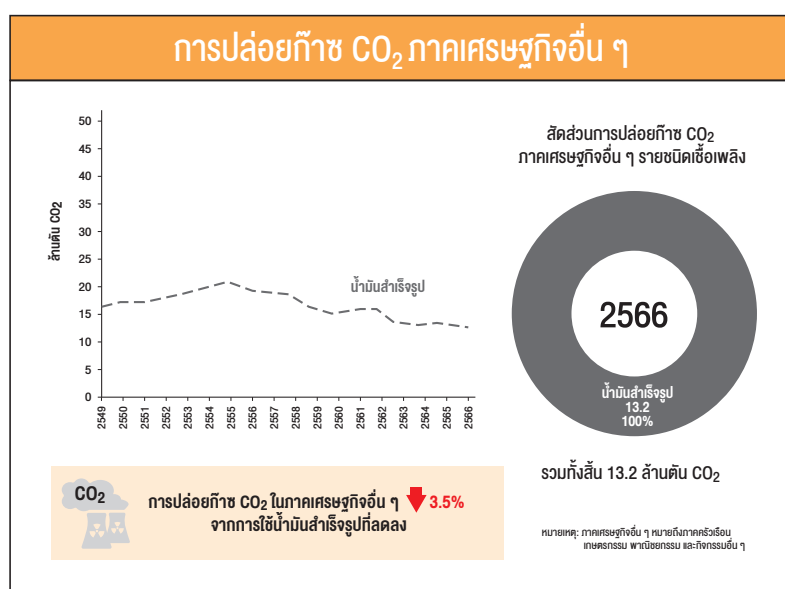


■ **ภาคอุตสาหกรรม** ในปี 2566 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 9.7 ซึ่งลดลงในทุกชนิดเชื้อเพลิง สอดคล้องกับข้อมูลอัตราการใช้กำลังผลิตสินค้าอุตสาหกรรม ปี 2566 เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 59 ต่ำกว่าปีก่อนที่ร้อยละ 63 เนื่องจากการผลิตสินค้าเพื่อส่งออกที่หดตัวในช่วง 3 ไตรมาสแรกของปี 2566 จากเศรษฐกิจโลกที่

ชะลอตัว โดยการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ (สัดส่วนการปล่อย CO₂ ร้อยละ 48) ลดลงถึงร้อยละ 15.0 ซึ่งสอดคล้องกับการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมที่ลดลงร้อยละ 14.8 ทั้งนี้ ในส่วนของการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 3.2 และ 5.8 ตามลำดับ



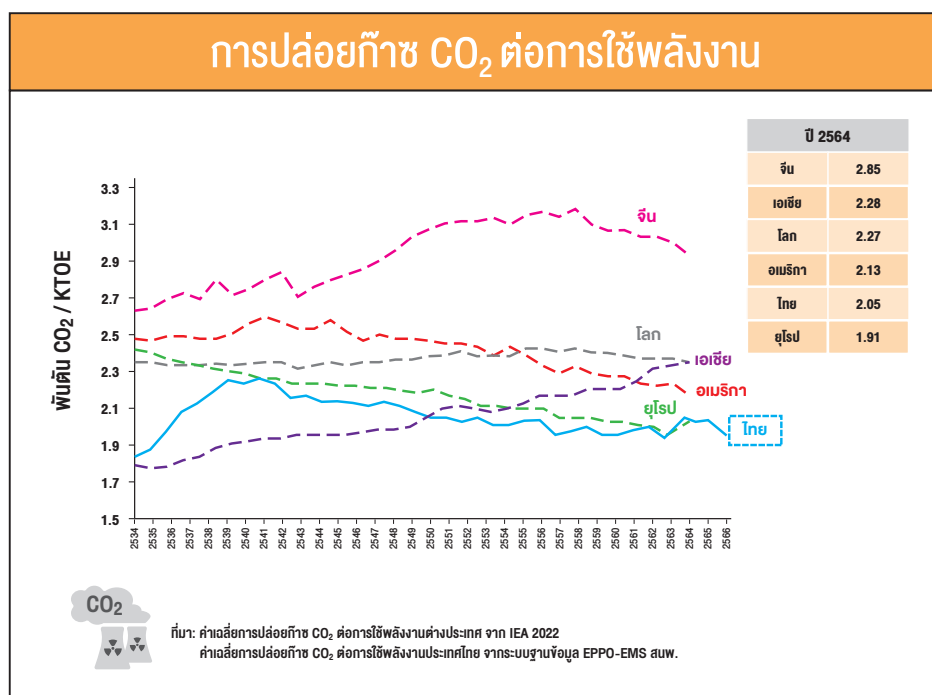
■ **ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ** การปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ได้แก่ ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ มาจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว โดยในปี 2566 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้้ำมันสำเร็จรูปในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ รวม 13.2 ล้านตัน CO₂ ลดลงร้อยละ 3.5%



3. ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคพลังงานของไทย

การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงาน ในปี 2566 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ย 2.00 พันตัน CO₂ ต่อ KTOE ลดลงจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 2.05 พันตัน CO₂ ต่อ KTOE สำหรับ การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 0.401 กิโลกรัม CO₂ ต่อ kWh ลดลงร้อยละ 2.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน ส่วนหนึ่งเกิดจากการใช้พลังงานที่สะอาดมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ พลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน ส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.9 ขณะที่การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ และน้ำมันในการผลิตไฟฟ้า ลดลงร้อยละ 14.3 และ 48.7 ตามลำดับ

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยเทียบกับต่างประเทศ จากข้อมูลของ International Energy Agency (IEA) ประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่า ในปี 2564 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานเฉลี่ย อยู่ที่ 2.05 พันตัน CO₂ ต่อ KTOE ซึ่งต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลก ภูมิภาคเอเชีย ประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศจีน ซึ่งอยู่ที่ 2.27 2.28 2.13 และ 2.85 พันตัน CO₂ ต่อ KTOE ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานสูงกว่าค่าเฉลี่ยของสหภาพยุโรป ซึ่งอยู่ที่ 1.91 พันตัน CO₂ ต่อ KTOE



สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (กันยายน – ธันวาคม 2566)

1. ราคาน้ำมันดิบ

กันยายน 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$93.31 และ \$89.58 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$6.85 และ \$8.11 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยตลาดกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบมากขึ้น หลังซาอุดีอาระเบียปรับลดกำลังผลิตน้ำมันดิบ ที่ระดับ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ขณะที่รัสเซียลดการส่งออกน้ำมันดิบ ที่ระดับ 0.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน จนถึงสิ้นปี 2566 การปรับลดกำลังการผลิตดังกล่าวสูงกว่าที่ตลาดคาดการณ์ว่าจะปรับลด จนถึงเดือน ต.ค. 2566 นอกจากนี้ กลุ่มผู้ผลิตน้ำมันดิบ คาดการณ์ว่าความต้องการใช้น้ำมันโลกยังคงมีแนวโน้มเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยจะปรับเพิ่มขึ้น 2.25 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2567

ตุลาคม 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$89.76 และ \$85.57 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$3.55 และ \$4.00 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากตลาดคลายความกังวลว่าความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาสยังไม่กระทบต่ออุปทานน้ำมัน ในตะวันออกกลาง หลังกลุ่มฮามาสเริ่มปล่อยตัวประกันชาวต่างชาติเพิ่มเติม ประกอบกับนักลงทุนมีความกังวลเกี่ยวกับการชะลอตัวของอุปสงค์น้ำมันจากข้อมูลเศรษฐกิจที่ซบเซาทั้งในสหรัฐฯ และยุโรป รวมทั้งดัชนีดอลลาร์พุ่งขึ้นแตะระดับสูงสุดในรอบ 10 เดือน ทำให้นักลงทุนกังวลว่าธนาคารกลางสหรัฐฯ (เฟด) อาจจะปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยในการประชุมเดือน พ.ย. 2566 ส่งผลให้ราคาน้ำมันมีความน่าสนใจน้อยลงสำหรับผู้นำเข้าน้ำมันที่ถือสกุลเงินอื่น



พฤศจิกายน 2566ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$83.56 และ \$77.44 ดอลลาร์ต่อบาร์เรลปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$6.20 และ \$8.13 ดอลลาร์ต่อบาร์เรลตามลำดับ แม้สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาสยังคงดำเนินต่อไปแต่ไม่ได้ลุกลามขยายวงกว้างเป็นสงครามภูมิภาคและไม่ส่งผลต่ออุปทานน้ำมันดิบ ประกอบกับอุปสงค์น้ำมันในสหรัฐฯ และจีนมีแนวโน้มชะลอตัวจากตัวเลขเศรษฐกิจ ทั้งจากภาคการผลิตและการจ้างงานที่อ่อนแอ ในขณะที่ด้านอุปทานมีแนวโน้มคลายความตึงตัวจากการผลิตที่เพิ่มขึ้นของสหรัฐฯ และเวเนซุเอลา และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นต่อเนื่องจนถึงปีหน้า ทั้งนี้ รายงานฉบับเดือน พ.ย. 2566 ของสำนักงานสารสนเทศด้านพลังงานของสหรัฐฯ (EIA) คาดการณ์ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐฯ ในปี 2566 เพิ่มขึ้น 1 ล้านบาร์เรลต่อวันอยู่ที่ 12.90 ล้านบาร์เรลต่อวัน และในปี 2567 เพิ่มขึ้น 0.25 ล้านบาร์เรลต่อวัน อยู่ที่ 13.15 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ธันวาคม 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$77.33 และ \$72.09 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$6.23 และ \$5.35 ดอลลาร์ต่อบาร์เรลตามลำดับ สวนทางกับผลการประชุมกลุ่มโอเปกและพันธมิตรที่ได้ประกาศอาสาปรับลดกำลังการผลิตรวมกันถึง 2 ล้านบาร์เรลต่อวัน สำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 หลังนักลงทุนมองว่าเป็นเพียงการอาสาสมัครไม่ใช่การบังคับให้ทำตามเป้าหมายร่วมกันจึงอาจไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งหลายประเทศในกลุ่มฯ ยังคงผลิตเกินกว่าเป้าหมายที่ตกลงกันไว้รวมกันเกือบ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน นอกจากนี้ เศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมยังคงชะลอตัวลงต่อเนื่อง โดยดัชนีผลผลิตภาคอุตสาหกรรม (PMI) สหรัฐฯ ในเดือน พ.ย. 2566 อยู่ที่ระดับ 46.7 ซึ่งต่ำกว่าระดับ 50 ขณะที่อุปสงค์น้ำมันของจีนมีแนวโน้มชะลอตัวอย่างต่อเนื่อง หลังดัชนีผู้จัดการฝ่ายจัดซื้อ (PMI) ภาคการผลิตหดตัวลงติดต่อกันเป็นเดือนที่ 2 นับจากเดือน พ.ย. 66 เป็นการส่งสัญญาณว่าเศรษฐกิจจีนยังไม่ฟื้นวิกฤตและอาจทำให้รัฐบาลจีนต้องใช้นโยบายกระตุ้นเศรษฐกิจเพิ่มเติม



2. ราคาพลังงานสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย

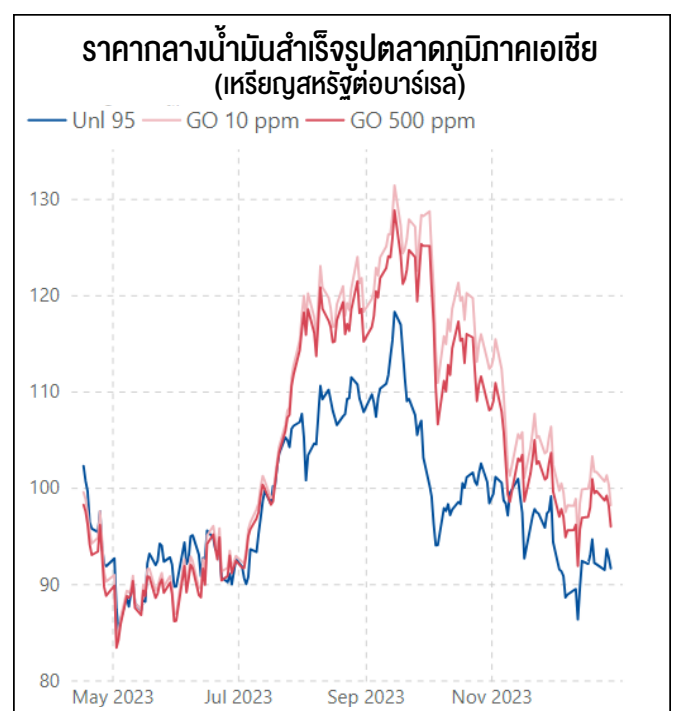
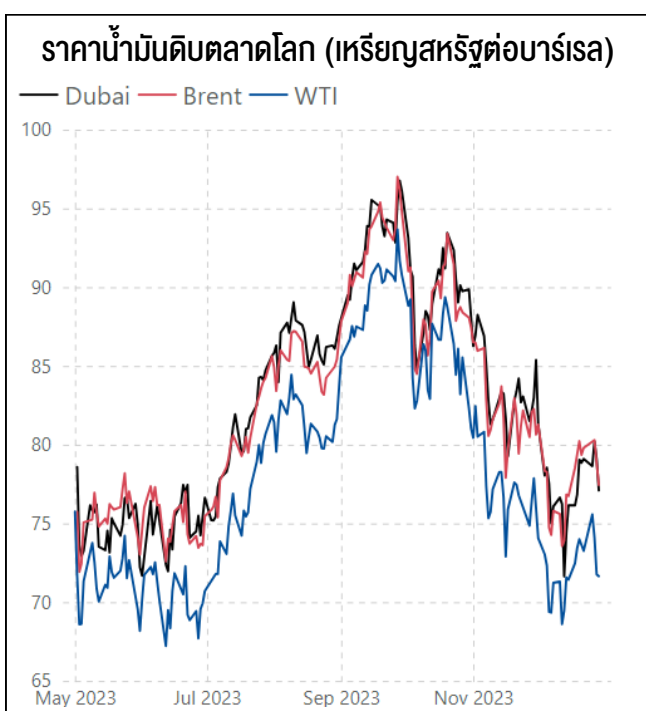
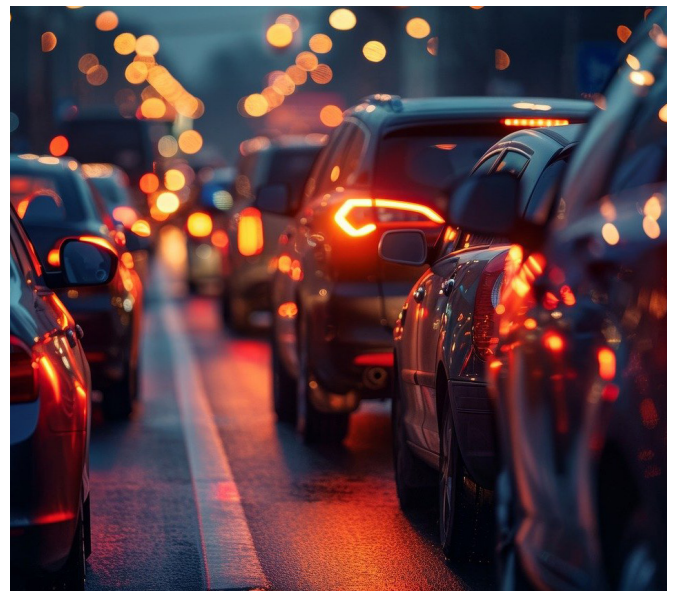
กันยายน 2566 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$110.28, \$104.54, \$106.58 และ \$125.41 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$2.61, \$2.61, \$0.51 และ \$6.05 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปทานที่มีแนวโน้มลดลงในช่วงการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่น กอปรกับอุปทานที่คาดว่าจะตึงตัวจากโควตาส่งออกน้ำมันที่จำกัดของรัฐบาลจีน ขณะที่รัสเซียออกมาตรึงการห้ามส่งออกน้ำมันเป็นการชั่วคราวเพื่อตอบสนองปัญหาการขาดแคลนภายในประเทศ และเรื่องปัญหาด้านราคาที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อเนื่อง รวมทั้งอุปทานในภูมิภาคมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นภายหลังใกล้เข้าสู่ฤดูกาลท่องเที่ยว

ตุลาคม 2566 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$98.93, \$93.78, \$95.14 และ \$117.55 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$11.35, \$10.76, \$11.44 และ \$7.86 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังได้รับแรงกดดันจากอุปทานน้ำมันเบนซินจากอินเดียที่ปรับตัวสูงขึ้นท่ามกลางการส่งออกน้ำมันเบนซินจากสิงคโปร์ เพิ่มขึ้นมากกว่า 2 เท่า อีกทั้งโรงกลั่นในญี่ปุ่นมีแผนกลับมาดำเนินการหลังปิดซ่อมแซมเนื่องจากเหตุขัดข้องทางเทคนิค ขณะที่อุปสงค์น้ำมันดีเซลของยุโรปก่อนเข้าสู่ช่วงฤดูหนาวยังอยู่ในระดับต่ำ อย่างไรก็ตาม การส่งออกน้ำมันดีเซลของจีน ประจำเดือน ต.ค. 2566 ปรับลดลง 6.3% เทียบกับเดือนก่อนหน้า

พฤศจิกายน 2566 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$98.05, \$92.41, \$93.45 และ \$106.54 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$0.87, \$1.37, \$1.69 และ \$11.01 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากการคาดการณ์เงินจะส่งออกน้ำมันเบนซินเพิ่มสูงขึ้น ขณะที่คาดการณ์ตัวเลขการนำเข้าน้ำมันกลุ่มเบนซินในอินโดนีเซียอาจปรับลดลงในเดือน ธ.ค. 2566 หลังจากโรงกลั่นน้ำมันที่ปิดซ่อมบำรุงมีแผนกลับมาดำเนินการผลิตอีกครั้ง นอกจากนี้ ราคาน้ำมันดีเซลได้รับแรงกดดันจากอุปสงค์การซื้อน้ำมันดีเซลในภูมิภาคยังคงไม่ชัดเจนจากราคาที่ผันผวนท่ามกลางอุปทานในภูมิภาคที่ปรับตัวลดลงจากการปิดหน่วยการกลั่นของโรงกลั่นในเกาหลีใต้จากปัญหาด้านอุปกรณ์ในหอกกลั่น



ธันวาคม 2566 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$91.31, \$87.28, \$89.42 และ \$99.78 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$6.74, \$5.13, \$4.03 และ \$6.76 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังตลาดคาดการณ์ตัวเลขส่งออกจากจีนในเดือน ม.ค. - ก.พ. 2567 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันเบนซินยังได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้ในอินโดนีเซียที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในเดือน ธ.ค. 2566 ขณะที่อุปสงค์ในภูมิภาคที่เริ่มชะลอตัวลงในช่วงใกล้วันหยุดยาวปลายปี ขณะที่ราคาน้ำมันดีเซลได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่เพิ่มสูงขึ้นจากการส่งออกของจีนและเกาหลี ขณะที่อุปสงค์จากตะวันตกยังคงทรงตัวในช่วงวันหยุดยาวสิ้นปี



3. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

กันยายน - ธันวาคม 2566 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ยังคงทรงตัวในระดับสูง และการจัดเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็ว B7, ดีเซลหมุนเร็ว B10, ดีเซลหมุนเร็ว B20 และดีเซลพรีเมียม ณ วันที่ 31 ธ.ค. 66 ยังทรงตัวในระดับสูงที่ 43.14, 35.25, 33.14, 33.29, 33.48, 29.94, 29.94, 29.94 และ 41.54 บาท/ลิตร ตามลำดับ



ขอบคุณภาพ : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2564	2565	2566	2566						
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	มี.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
น้ำมันดิบ (หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ / บาร์เรล)										
คูโบ	69.39	96.38	82.09	74.99	80.45	86.46	93.31	89.76	83.56	77.33
เบรนท์	71.04	99.14	82.35	75.09	80.14	85.21	92.80	88.81	82.26	77.54
เวสต์เท็กซัส	68.10	94.59	77.67	70.27	76.44	81.47	89.58	85.57	77.44	72.09
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจอร์สคโปร (หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ / บาร์เรล)										
เบนซินออกเทน 95	80.50	115.12	98.76	92.66	98.99	107.67	110.28	98.93	98.05	91.31
เบนซินออกเทน 92	78.48	110.98	94.03	87.58	93.20	101.93	104.54	93.78	92.41	87.28
เบนซินออกเทน 91 Non-oxy	79.60	113.02	96.33	89.63	95.75	106.07	106.58	95.14	93.45	89.42
ดีเซลหมุนเร็ว (S 10 PPM)	77.77	135.54	106.41	92.23	101.75	119.36	125.41	117.55	106.54	99.78
	2564	2565	2566	2566						
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	30 มี.ย.	31 ก.ค.	31 ส.ค.	30 ก.ย.	31 ต.ค.	30 พ.ย.	31 ธ.ค.
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย: บาท / ลิตร)										
เบนซินออกเทน 95	35.87	44.99	44.52	42.94	46.14	47.84	47.24	46.34	43.94	43.14
แก๊สโซฮอล์ 95 (E10)	28.46	37.59	36.74	35.15	38.35	40.05	39.45	38.55	36.05	35.25
แก๊สโซฮอล์ 91	28.18	37.32	36.24	34.88	38.08	39.78	39.18	38.28	34.28	33.48
แก๊สโซฮอล์ 95 (E20)	26.94	36.38	34.50	32.84	36.04	37.74	37.14	36.24	33.94	33.14
แก๊สโซฮอล์ 95 (E85)	22.07	32.14	34.83	33.29	36.49	38.19	36.79	36.39	34.09	33.29
ดีเซลหมุนเร็ว B7	27.97	32.91	32.10	31.94	31.94	31.94	29.94	29.94	29.94	29.94
ดีเซลหมุนเร็ว	25.65	32.91	32.10	31.94	31.94	31.94	29.94	29.94	29.94	29.94
ดีเซลหมุนเร็ว B20	25.43	32.91	32.10	31.94	31.94	31.94	29.94	29.94	29.94	29.94
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม	32.78	41.44	41.73	41.06	40.44	42.24	40.24	41.54	41.54	41.54

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน

หน่วย: บาทต่อลิตร

	2564	2565	2566	2566						
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	มี.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เบนซินออกเทน 95	3.09	1.89	3.46	3.36	3.27	3.36	2.62	3.22	3.62	4.19
แก๊สโซฮอล์ 95 (E10)	2.30	2.67	3.40	3.33	3.37	3.34	3.12	3.51	3.83	3.64
แก๊สโซฮอล์ 91	2.45	2.85	3.57	3.51	3.55	3.52	3.31	3.71	3.98	3.77
แก๊สโซฮอล์ 95 (E20)	3.95	3.51	3.55	3.35	3.49	3.72	3.58	3.70	3.91	3.63
แก๊สโซฮอล์ 95 (E85)	3.56	4.25	3.78	3.09	3.76	5.44	5.32	3.86	3.20	2.39
ดีเซลหมุนเร็ว B7	1.76	1.27	1.88	1.96	1.88	1.95	1.92	1.98	2.01	1.97
ดีเซลหมุนเร็ว B10	2.00	1.27	1.88	1.96	1.88	1.95	1.92	1.98	2.01	1.97
ดีเซลหมุนเร็ว B20	1.74	1.27	1.88	1.96	1.88	1.95	1.92	1.98	2.01	1.97
เฉลี่ยรวม	2.14	1.78	2.39	2.41	2.40	2.45	2.36	2.49	2.60	2.48

4. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 66 มีสินทรัพย์
รวม 29,347 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 107,904 ล้านบาท
ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ -78,557 ล้านบาท แยกเป็นบัญชี
น้ำมัน -32,444 ล้านบาท และบัญชี LPG -46,113 ล้านบาท

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ
ณ วันที่ 31 ธ.ค. 66
มีสินทรัพย์
รวม 29,347 ล้านบาท



SAF

เชื้อเพลิงแห่งอากาศยานอย่างยั่งยืน

Sustainable Aviation Fuel (SAF) หรือเชื้อเพลิงอากาศยานแบบยั่งยืน เป็นน้ำมันหล่อเลี้ยงที่ใช้เป็นแหล่งพลังงานในการขับเคลื่อนเครื่องบิน แต่ถูกผลิตจากวัตถุดิบที่ทำมาจากแหล่งที่มีอยู่ที่สามารถย่อยสลายและใช้งานได้อย่างยั่งยืนและมีคุณสมบัติทางเคมีที่คล้ายคลึงกับน้ำมันที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต SAF ได้แก่ น้ำมันทำอาหารที่ใช้แล้ว ไขมันจากสัตว์ ของเสียจากการเกษตรและขยะหมัก ซึ่งเชื้อเพลิง SAF จะเป็นอีกหนึ่งทางเลือกของกลุ่มอุตสาหกรรมการบินที่จะช่วยในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้

เนื่องจากเชื้อเพลิง SAF สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนได้มากถึง 80% ตลอดวัฏจักรชีวิตของเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับน้ำมันเจ็ทที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบเดิม ซึ่ง SAF จะถูกผสมเข้าไปกับน้ำมันเจ็ทประมาณ 50-100% ขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพหรือเทคโนโลยีของเครื่องยนต์เพื่อให้เครื่องบินทำงานได้โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนหรือปรับปรุงอุปกรณ์เครื่องยนต์ ซึ่งเป็นหลักการเกี่ยวกับการผสมเอทานอลเข้าไปในน้ำมันเบนซิน หรือการผสมไบโอดีเซลเข้ากับน้ำมันดีเซล^{1,5}

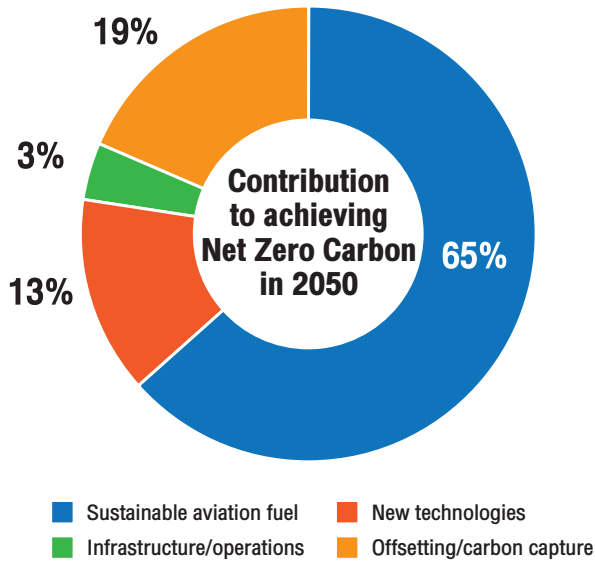


¹ กรุงเทพธุรกิจ. (2564). “น้ำมันอากาศยานแบบยั่งยืน” โอกาสอุตสาหกรรม ชีวภาพ-การบิน. ข้อมูลวันที่ 14 เมษายน 2564 จาก: <https://www.bangkokbiznews.com/business/932227>

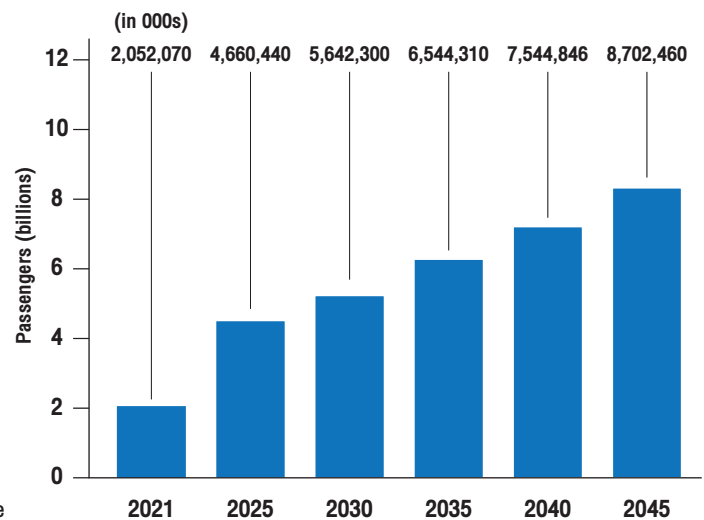
⁵ ประชาชาติธุรกิจ. (2567). เทรนด์น้ำมันเครื่องบิน SAF โอกาสหรือความท้าทาย. ข้อมูลวันที่ 4 มกราคม 2567 จาก: <https://www.prachachat.net/economy/news-1471302>

ในการประชุมขององค์การการบินพลเรือนระหว่างประเทศ (International civil Aviation Organization: ICAO) ครั้งที่ 41 ได้มีการผลักดันในการออกกฎระเบียบและมาตรฐานข้อปฏิบัติด้านการบินพลเรือนระหว่างประเทศ ได้แสดงเจตนารมณ์ชัดเจนที่จะ “มุ่งสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ (net zero goal) ในอุตสาหกรรมการบินพลเรือนภายในปี ค.ศ. 2050” ในเป้าหมายเดียวกัน คณะกรรมาธิการยุโรปได้พิจารณาออกกฎหมาย Re Fuel

EU Aviation initiative โดยกำหนดให้มีการใช้เชื้อเพลิง SAF ซึ่งจะเริ่มมีผลบังคับใช้ในปี 2568 สำหรับสายการบินที่จะลงจอดในสนามบินของกลุ่มประเทศสมาชิก EU โดยกำหนดให้สายการบินต้องเพิ่มสัดส่วนของเชื้อเพลิง SAF ร้อยละ 2 ในปี 2568 ร้อยละ 5 ในปี 2573 ร้อยละ 20 ในปี 2578 ร้อยละ 32 ในปี 2583 ร้อยละ 38 ในปี 2588 และร้อยละ 63 ในปี 2593 ตามลำดับ⁶



Forecasted evolution of air transport passenger traf



ในปัจจุบันจึงทำให้ธุรกิจการบินของหลาย ๆ ประเทศ ต้องมีการปรับตัวที่จะมาใช้เชื้อเพลิง SAF เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะในแถบยุโรป สหรัฐอเมริกา และญี่ปุ่น แต่เชื้อเพลิง SAF ก็ยังมีการใช้งานน้อยและนำไปผสมกับน้ำมันเจ็ทในสัดส่วนที่น้อย⁴ เนื่องจากเชื้อเพลิง SAF มีต้นทุนค่อนข้างสูงมากกว่าน้ำมันเจ็ท จึงต้องให้หน่วยงานภาครัฐเข้ามาผลักดันให้เกิดการผลิตและการใช้เชื้อเพลิง SAF ให้มากยิ่งขึ้น รวมถึงการสนับสนุนให้เกิดการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่ทันสมัยที่ช่วยทำให้เชื้อเพลิง SAF มีต้นทุนที่ลดลงสามารถแข่งขันกับน้ำมันเจ็ทได้ ในด้านผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับสายการบินกำลังร่วมมือกันเพื่อพัฒนาและลงทุนในโรงงานผลิตเชื้อเพลิง SAF ซึ่งในปัจจุบันภาคอุตสาหกรรมเชื้อเพลิงอากาศยานในประเทศไทย

เริ่มให้ความสำคัญกับการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง SAF เพื่อรองรับการให้บริการแก่สายการบินระหว่างประเทศมากขึ้น และสนับสนุนอุตสาหกรรมการบินของไทยให้ลดการปล่อยก๊าซ CO₂ ซึ่งสอดคล้องกับเป้าหมายในการลดก๊าซ GHGs



⁴ ลงทุนแมน, (2566). “SAF: Sustainable Aviation Fuel” เชื้อเพลิงอากาศยานชีวภาพแบบยั่งยืน สำคัญต่อโลกของเราขนาดไหน? ข้อมูลวันที่ 23 มิถุนายน 2566 จาก: <https://www.longtunman.com/46034>

⁶ DFT กรมการต่างประเทศ. (2566) EU เตรียมออกกฎหมายลดการปล่อย CO₂ จากอุตสาหกรรมการบิน ข้อมูลวันที่ 28 มีนาคม 2566 จาก <https://www.dft.go.th/th-th/NewsList/News-DFT/Description-News-DFT/ArticleId/26107/26107>

ประเทศที่เริ่มมาตรการบังคับใช้เชื้อเพลิง SAF

- สหรัฐอเมริกาเป็นประเทศแรกที่ใช้เชื้อเพลิง SAF เชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี 2558 มีเป้าหมายที่จะผสมเชื้อเพลิง SAF ในสัดส่วนที่ 5% ในเชื้อเพลิงเครื่องบินทั้งหมดภายในปี 2573
- สหภาพยุโรปได้กำหนดให้สายการบินที่ลงจอดในสนามบินของสหภาพยุโรปต้องผสมเชื้อเพลิง SAF ในสัดส่วนที่ 2% ในเชื้อเพลิงเครื่องบินทั้งหมดภายในปี 2568 และจะมีการเพิ่มขึ้นเป็น 5% ภายในปี 2573 และเพิ่มเป็น 63% ภายในปี 2593
- ประเทศฝรั่งเศส บังคับให้ทุกเที่ยวบินที่ออกจากประเทศ ต้องใช้เชื้อเพลิง SAF อย่างต่ำ 1% ของการใช้เชื้อเพลิงอากาศยาน ในปี 2563 และจะปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5% ในปี 2573 มากถึง 50% ภายในปี 2593
- ประเทศเยอรมนี ได้ตั้งเป้าหมายให้สายการบินที่ออกจากประเทศต้องใช้เชื้อเพลิง SAF ในสัดส่วนที่ 2% ในเชื้อเพลิงเครื่องบินทั้งหมดภายในปี 2568 และมีการเพิ่มสัดส่วนเป็น 5% ภายในปี 2573
- ประเทศญี่ปุ่น มีเป้าหมายที่จะผสมเชื้อเพลิง SAF ในสัดส่วนที่ 10% ในเชื้อเพลิงเครื่องบินทั้งหมดภายในปี 2573 เช่นเดียวกัน

ประโยชน์ของการใช้เชื้อเพลิง SAF

- เชื้อเพลิง SAF สามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ได้มากถึง 80% เมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเจ็ทแบบดั้งเดิม ซึ่งจะทำให้บรรลุเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของภาคการบิน
- เชื้อเพลิง SAF ผลิตจากวัตถุดิบชีวมวล เช่น น้ำมันพืช ไขมันสัตว์ เศษวัสดุเหลือจากการเกษตร ซึ่งจะทำให้สร้างรายได้ให้เกษตรกรและชุมชน
- เชื้อเพลิง SAF ผลิตจากวัตถุดิบทดแทนที่ไม่จำเป็นต้องใช้ฟอสซิลซึ่งเป็นการลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและเป็นการเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน

ข้อเสียของการใช้เชื้อเพลิง SAF

- กระบวนการผลิตเชื้อเพลิง SAF ในปัจจุบันมีความซับซ้อนทำให้มีปริมาณที่จำกัด ไม่เพียงพอต่อความต้องการเนื่องจากเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตยังใหม่ ทำให้โรงงานผลิตมีจำนวนน้อย และวัตถุดิบบางชนิดมีจำกัด
- เชื้อเพลิง SAF มีราคาที่สูงกว่าเชื้อเพลิงเครื่องบินแบบดั้งเดิม 3 - 5 เท่า เนื่องจากเทคโนโลยีการผลิตที่ยังใหม่ ทำให้กำลังการผลิตน้อยและวัตถุดิบบางชนิดมีราคาสูง ส่งผลต่อต้นทุนการดำเนินงานของสายการบิน ทำให้ราคาตั๋วเครื่องบินสูงขึ้น
- โครงสร้างพื้นฐานสำหรับการจัดเก็บและขนส่งเชื้อเพลิง SAF ยังไม่มีการพัฒนาเนื่องจากเชื้อเพลิง SAF เป็นเชื้อเพลิงที่ใหม่ ยังไม่มีมาตรฐานการจัดเก็บและขนส่งที่ชัดเจนทำให้ไม่สะดวกในการใช้งาน
- จำเป็นต้องมีการพัฒนาระบบหรือเทคโนโลยีในการผลิตเชื้อเพลิง SAF ที่ไม่ใช่พืชผลทางการเกษตร หรือใช้พืชผลทางการเกษตรน้อยเพื่อที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางด้านอาหาร³



³ หนังสือพิมพ์ทันหุ้น. (2566). BCP รุกธุรกิจเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน SAF เป็นรายแรกในไทย. ข้อมูลวันที่ 28 มิถุนายน 2566 จาก: <https://thunhoon.com/article/275204>

อุตสาหกรรม SAF ในประเทศไทย

ทอท.² มีเป้าหมายในใช้ SAF ในประเทศไทย ดังนี้
เพิ่มสัดส่วนการใช้น้ำมัน SAF ในฝูงบินของการบินไทย
โดยได้เริ่มต้นใช้น้ำมัน SAF ในปี 2566 ปริมาณ 1.6 ล้านตัน
และจะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องในปี 2568 ปริมาณ 2.2 ล้านตัน
ซึ่งผลแตกต่างของการใช้น้ำมัน SAF และน้ำมันเชื้อเพลิงปกติ
คือ หากใช้น้ำมัน SAF 1% จะมีส่วนต่างต้นทุนเพิ่มขึ้น 1.5
พันล้านบาท ดังนั้น หากการบินไทยเพิ่มปริมาณน้ำมัน SAF
10% ก็ต้องมีต้นทุนเพิ่มขึ้น 1.5 หมื่นล้านบาท

บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)³ ร่วมมือ
กับ บริษัท ธนโชคคอยล์ โลหะ จำกัด และ บริษัท บีบีจีไอ จำกัด
(มหาชน) ร่วมทุนกันจัดตั้งบริษัท บีเอสจีเอฟ จำกัด (BSGF)
เพื่อดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายเชื้อเพลิงอากาศยานชีวภาพ
แบบยั่งยืน (Sustainable Aviation Fuel) หรือ SAF
จากน้ำมันใช้แล้วจากการทำอาหาร (Used Cooking Oil)
ด้วยงบประมาณ 8,000-10,000 ล้านบาท โดยมีการคาดการณ์
ว่าจะพร้อมให้บริการอุตสาหกรรมการบินทั้งในและต่างประเทศ
ในไตรมาส 4 ของปี 2567 โดยเริ่มจากกำลังการผลิตเริ่มต้น
1 ล้านลิตรต่อวัน จะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
จากการเดินทางและขนส่งทางอากาศลงได้ราว 80,000 ตัน
คาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี



แนวทางสำหรับการนำเชื้อเพลิง SAF ไปใช้

รัฐบาลควรมีการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิง SAF
ผ่านนโยบายด้านราคา เช่น การให้เงินอุดหนุน การลดภาษี
หรือการกำหนดราคาเชื้อเพลิงแบบผสม (blended price)
รวมไปถึงสนับสนุนการขยายกำลังการผลิตเชื้อเพลิง SAF
ผ่านนโยบายต่าง ๆ เช่น การให้เงินลงทุน การสนับสนุน
การวิจัยและพัฒนา หรือการออกกฎหมายเพื่อส่งเสริม
การลงทุนในโรงงานผลิตเชื้อเพลิง SAF ซึ่งการใช้เชื้อเพลิง
SAF ต้องอาศัยความร่วมมือจากทุกภาคส่วน ทั้งภาครัฐ
ภาคเอกชน และประชาชน โดยการออกนโยบายที่
สนับสนุน พัฒนาเทคโนโลยี และสร้างความรู้ความเข้าใจ
จะช่วยให้เชื้อเพลิง SAF เป็นเชื้อเพลิงทางเลือกที่ยั่งยืน
สำหรับภาคการบิน



ลงนามความร่วมมือ ธุรกิจด้านเชื้อเพลิง SAF³

² กรุงเทพธุรกิจ. (2566). อุตฯ การบินขจัดอเนกเชื้อเพลิง SAF หันเร่งเทคโนโลยีสู่เป้าหมาย Net Zero. ข้อมูลวันที่ 17 กันยายน 2566 จาก: <https://www.bangkokbiznews.com/business/economic/1088734>

³ หนังสือพิมพ์ทันหุ้น. (2566). BCP รุกธุรกิจเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน SAF เป็นรายแรกในไทย. ข้อมูลวันที่ 28 มิถุนายน 2566 จาก: <https://thunhoon.com/article/275204>

เทคโนโลยีในภาคพลังงาน เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ณ ประเทศญี่ปุ่น

การอบรมหลักสูตร Formulating Zero Emission policies Based on Quantitative Approach จัดโดย องค์การความร่วมมือระหว่างประเทศของญี่ปุ่น (Japan International Cooperation Agency: JICA) ซึ่งได้รับ

การสนับสนุนจากรัฐบาลญี่ปุ่นให้เข้าร่วมศึกษาดูงานเกี่ยวกับ เทคโนโลยีในภาคพลังงาน เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ณ ประเทศญี่ปุ่น ดังนี้



1. การศึกษาดูงาน ณ บริษัท Yamanashi Hydrogen

ซึ่งเป็นบริษัทผู้ผลิตไฮโดรเจนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งอยู่ในจังหวัด Yamanashi อยู่ใจกลางหมู่เกาะญี่ปุ่น ติดกับฝั่งตะวันตกของโตเกียว มีสภาพแวดล้อมทางธรรมชาติ ที่อุดมสมบูรณ์ โดยมีป่าไม้ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 78% มีการใช้ไฟฟ้าพลังงานน้ำเป็นหลัก และเป็นแหล่งการผลิต น้ำแร่เพื่อส่งออกใหญ่ที่สุดของญี่ปุ่น บริษัท Yamanashi Hydrogen เป็นบริษัทผู้ผลิต จัดหา ขาย และให้บริการ เกี่ยวกับไฮโดรเจนที่มาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน โดยได้เริ่ม ดำเนินงานเต็มรูปแบบตั้งแต่เดือนเมษายนปี 2022 โดยมี 3 องค์กรหลักที่ช่วยในการขับเคลื่อนธุรกิจ ได้แก่ เทศบาล จังหวัด Yamanashi บริษัท Toray (บริษัทศึกษาวิจัยพัฒนา นวัตกรรมการผลิตไฮโดรเจน) และ บริษัท TEPCO: Tokyo Electric Power Company Holdings (บริษัทผู้เชี่ยวชาญ การผลิตไฟฟ้าของประเทศญี่ปุ่น)

รูปแบบการผลิตไฮโดรเจนของบริษัทใช้ระบบส่งกำลัง เป็นก๊าซ Power-to-Gas Systems: P2G เป็นเทคโนโลยี สำหรับการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า โดยใช้ไฟฟ้าที่ได้มาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน โดยใช้

พลังงานแสงอาทิตย์ในเวลากลางวัน และพลังงานน้ำในเวลา กลางคืน กระบวนการผลิตแบ่งเป็นขั้นหลัก ๆ ได้แก่

การผลิต เลือกใช้อิเล็กโทรไลเซอร์ ชนิด Polymer Electrolyte Membrane (PEM) หรือ Proton Exchange Membrane โดยมีกำลังผลิตไฮโดรเจน 300-400 ลูกบาศก์ เมตรต่อชั่วโมง

การจัดเก็บ บริษัทฯ เลือกใช้โลหะทั้งสแตนเป็นตัว ยึดเกาะของก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตได้

การขนส่ง จัดส่งโดยรถบรรทุก ที่ความดัน 19.6 megapascal มีลูกค้านำใหญ่ที่สำคัญคือ Suntory Group ซึ่งเป็นบริษัทผู้ผลิตสินค้าเครื่องดื่มและน้ำแร่ โดย Suntory ซื้อไฮโดรเจนเพื่อใช้เป็นพลังงานสำหรับ Boiler และส่งต่อ พลังงานที่ได้ใช้ในกระบวนการผลิตในโรงงาน

ทั้งนี้ ลูกค้าส่วนใหญ่ของบริษัทจะซื้อไฮโดรเจน และนำไปใช้ในการผลิตความร้อนเป็นหลัก ซึ่งในแง่มุม การนำไฮโดรเจนมาผลิตไฟฟ้า ยังคงมีต้นทุนสูงกว่าการใช้ พลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ มาผลิตไฟฟ้าโดยตรง เช่น พลังงานน้ำ หรือพลังงานแสงอาทิตย์



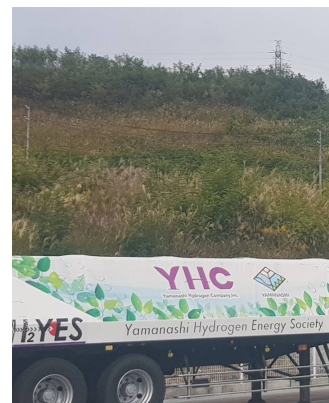
บรรยากาศบริเวณบริษัท Yamanashi Hydrogen



ส่วนการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า



ถังจัดเก็บไฮโดรเจน



รถขนส่งไฮโดรเจน



2. การศึกษาดูงาน ณ บริษัท Farm-do Group ตั้งอยู่ในจังหวัด Gunma

ซึ่งดำเนินธุรกิจการเพาะปลูกพืชผลทางการเกษตร เช่น สตรอว์เบอร์รี มะม่วง สับปะรด กาแฟ ผักสลัด ร่วมกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายในบริเวณพื้นที่โดยรอบบริษัท ด้วยการใช้เทคโนโลยีแผงโซลาร์แบบโปร่งแสงเป็นหลังคาของโรงเรือนเพาะปลูก เรียกว่า Solar farm® ซึ่งเป็นรูปแบบการเกษตรแบบใหม่ที่ Farm Land พัฒนาขึ้นโดยการผสมผสานระหว่างการเกษตรและการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เป็น “เกษตรกรรมแบบผสมผสาน” ที่สามารถสร้างมูลค่าให้กับพื้นที่เพาะปลูกได้มากขึ้นหลายเท่าและเปลี่ยนเกษตรกรรมให้เป็นอุตสาหกรรมที่น่าสนใจ

ลักษณะของแผงโซลาร์แบบโปร่งแสงที่เป็นหลังคาของโรงเรือนนั้น เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเพอร์รอฟสไกต์ (perovskite solar cell) ซึ่งมีกระบวนการผลิตที่ไม่ซับซ้อน ไม่จำเป็นต้องอาศัยเทคโนโลยีขั้นสูงในการผลิต และมีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้าที่สูงเทียบเท่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอน โดยธุรกิจของ Farmdo ในประเทศญี่ปุ่นทั้งหมดมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 120,000 kW สามารถจำหน่ายไฟฟ้าครอบคลุม 45,000 ครัวเรือน สัดส่วนรายได้ของบริษัท ณ ปี 2022 มาจากการจำหน่ายไฟฟ้าคิดเป็น ประมาณ 70% ของรายได้รวมทั้งหมด นอกจากนี้ Farmdo ได้นำ business model นี้ขยายธุรกิจไปยังประเทศอื่น ๆ ด้วย เช่น มองโกเลีย ชิลี เคนยา อินเดีย และสิงคโปร์ โดยในปี 2026 บริษัทตั้งเป้าหมายที่จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมกันให้ได้ 278,000 kW ซึ่งมาจากการดำเนินธุรกิจทั้งภายในและต่างประเทศ



หลังคาโรงเรือนเพาะปลูกที่ติดตั้งแผงโซลาร์แบบโปร่งแสง



ภายในโรงเรือนเพาะปลูก โดยบนหลังคาโรงเรือนได้ติดตั้งแผงโซลาร์แบบโปร่งแสง

เคล็ดลับประหยัดพลังงาน

ชวน “ปลูกต้นไม้” ลดใช้พลังงาน

ลดการปล่อยก๊าซ CO₂

ท่านทราบหรือไม่ว่า ต้นไม้เพียง 1 ต้น สามารถดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้เฉลี่ย 9-15 กิโลกรัม/ปี และช่วยดักจับฝุ่นและมลพิษในอากาศได้ 1.4 กิโลกรัม/ปี ฉบับนี้เข้าสู่หน้าฝน เหมาะแก่การชวนกันไปปลูกต้นไม้เพื่อโลก เพื่อเรา มากเลยนะครับ มาดูกันซิว่า ประโยชน์ของการปลูกต้นไม้มีอะไรบ้าง จะช่วยลดการใช้พลังงานและรักษาสิ่งแวดล้อมได้อย่างไรบ้าง

1. ลดอุณหภูมิรอบบ้านได้ 2-4 องศา

ต้นไม้ให้ร่มเงา ลดความร้อนสะสมรอบบ้านได้ ทำให้เย็นสบายขึ้น โดยไม่ต้องใช้เครื่องปรับอากาศมากเท่าที่เคย



2. ดักจับฝุ่นและมลพิษได้ถึง 1.4 กิโลกรัม/ปี

ต้นไม้สามารถดักจับฝุ่นละอองและมลพิษจากอากาศ ช่วยให้เรามีอากาศที่สะอาด และสดชื่นต่อระบบหายใจ

3. เก็บกักคาร์บอนเฉลี่ย 1-1.7 ตันคาร์บอน

ต้นไม้ดูดซับ CO₂ จากอากาศและกักเก็บไว้ในรูปแบบของคาร์บอน ช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก และชะลอการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

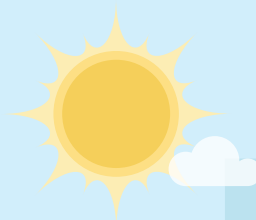


4. ช่วยผลิตออกซิเจน

ต้นไม้จะผลิตก๊าซออกซิเจนผ่านการสังเคราะห์แสง ช่วยเพิ่มปริมาณอากาศบริสุทธิ์ได้เพียงพอสำหรับ 2 คนต่อปี

5. ป้องกันความร้อนจากดวงอาทิตย์

การปลูกต้นไม้รอบบ้านช่วยป้องกันความร้อนจากแสงแดด ลดการใช้พลังงานในการทำมาความเย็น



คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความพึงพอใจของท่านผู้อ่านเพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุงวารสารนโยบายพลังงานให้ดียิ่งขึ้น ผู้ร่วมแสดงความคิดเห็น 10 ท่านแรกจะได้รับของที่ระลึกจากคณะทำงานฯ เพียงแค่ท่านตอบแบบสอบถามในรูปแบบออนไลน์ และระบุชื่อ – ที่อยู่ให้ชัดเจน



หากท่านใดต้องการสมัครสมาชิกวารสารฯ รูปแบบไฟล์ pdf สมัครได้ที่ e-mail : eppojournal@gmail.com

ชื่อ-นามสกุลหน่วยงาน.....
 อาชีพ/ตำแหน่งโทรศัพท์.....
 ที่อยู่.....อีเมล.....

กรุณากำเครื่องหมาย ลงในช่อง และเติมข้อความที่สอดคล้องกับความต้องการของท่านลงในช่องว่าง

1. ท่านอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” จากที่ใด

- ☐ ที่ทำงาน/หน่วยงานที่สังกัด ☐ ห้องสมุด
☐ ที่บ้าน ☐ www.eppo.go.th
☐ หน่วยงานราชการ/สถานศึกษา ☐ อื่น ๆ

2. ท่านอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” เพราะเหตุใด

- ☐ ข้อมูลเป็นประโยชน์ต่อการทำงาน ☐ ข้อมูลอยู่ในความสนใจ
☐ ข้อมูลหาได้ยากจากแหล่งอื่น ☐ อื่น ๆ
☐ มีคนแนะนำให้อ่าน

3. ท่านใช้เวลาอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” กี่นาที

- ☐ 0 - 10 นาที ☐ 31 - 40 นาที ☐ มากกว่า 60 นาที
☐ 11 - 20 นาที ☐ 41 - 50 นาที
☐ 21 - 30 นาที ☐ 51 - 60 นาที

4. ความพึงพอใจต่อรูปแบบ “วารสารนโยบายพลังงาน”

เกณฑ์การให้คะแนน ระดับ

- 5 = มากที่สุดหรือดีมาก
 4 = มากหรือดี
 3 = ปานกลางหรือพอใช้
 2 = น้อยหรือต่ำกว่ามาตรฐาน
 1 = น้อยที่สุดหรือต้องปรับปรุงแก้ไข

รายการ	5	4	3	2	1
1.หน้าปก มีความน่าสนใจ สอดคล้องกับเนื้อหา					
2.เนื้อหา มีความทันสมัย น่าสนใจ ตรงตามความต้องการ นำไปใช้ประโยชน์ได้					
3.ภาพประกอบ มีความน่าสนใจ สอดคล้องกับเนื้อหา ทำให้เข้าใจเนื้อเรื่องได้ดีขึ้น					
4.ส่วนการเขียน ทำความเข้าใจได้ง่าย					
5.ขนาดตัวอักษร มีความเหมาะสม					
6.รูปแบบตัวอักษร อ่านง่าย					
7.การใช้สี ดูสบายตา น่าอ่าน					

ความพึงพอใจต่อคอลัมน์ภายใน “วารสารนโยบายพลังงาน”

รายการ	5	4	3	2	1
เรื่องจากปก					
บทความด้านสถานการณ์พลังงาน					
บทความด้านปิโตรเลียม					
บทความด้านอนุรักษ์พลังงานฯ					
บทความด้านพลังงานต่างแดน					
เคล็ดลับประหยัดพลังงาน					
เกมพลังงาน					

5. ความพึงพอใจภาพรวมของ “วารสารนโยบายพลังงาน”

- ☐ มาก ☐ ปานกลาง ☐ น้อย

6. วารสารนโยบายพลังงาน มีประโยชน์อย่างไร (ตอบได้มากกว่า 1 ข้อ)

- ☐ ทำให้รู้และเข้าใจเรื่องพลังงาน ☐ ได้ความรู้รอบตัว
☐ ทำให้รู้สถานการณ์พลังงาน ☐ อื่น ๆ
☐ นำไปใช้ในชีวิตประจำวันได้

7. ท่านต้องการให้ “วารสารนโยบายพลังงาน” เพิ่มคอลัมน์เกี่ยวกับอะไรบ้าง

.....

8. ระยะเวลาการเผยแพร่ “วารสารนโยบายพลังงาน” ที่ท่านต้องการ

- ☐ ราย 1 เดือน ☐ ราย 2 เดือน ☐ ราย 3 เดือน

9. ท่านเคยอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” บนเว็บไซต์ของสำนักงานหรือไม่

- ☐ เคย ☐ ไม่เคย

10. ท่านสนใจรับ “วารสารนโยบายพลังงาน” รูปแบบใด

- ☐ แบบไฟล์ PDF (ส่งอีเมล) ☐ แบบ E-Magazine (อ่านทางเว็บไซต์)

11. ท่านสนใจรับไฟล์ “วารสารนโยบายพลังงาน” ทางอีเมลหรือไม่

- ☐ สนใจ ☐ ไม่สนใจ

12. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

.....

เกมพลังงาน

3 หลักการที่สำคัญ ในการจัดทำ แผนPDP2024 คืออะไร

คำตอบ

ชื่อ- นามสกุล

ที่อยู่

โทรศัพท์ อีเมล

ตอบถูกกันไปเลย !!!

Vacuum Cleaner XC-2 เครื่องดูดฝุ่นในรถแบบพกพา

เป็นเครื่องดูดฝุ่นขนาดเล็ก และเป่าฝุ่นขนาดเล็ก

พกพาง่าย ใช้งานง่ายไม่ยุ่งยาก ทั้งดูดฝุ่น, เป่าฝุ่น, เป่าลม

มีแบตเตอรี่ในตัว พอร์ตชาร์จแบบ Type-C

เปลี่ยนหัวดูดได้ 2 แบบ ปรับความแรงได้ 2 ระดับ

กำลังวัตต์เต็มที 120 วัตต์ น้ำหนักเบาขนาด 320 กรัม

มูลค่า 599 บาท จำนวน 5 รางวัล (สำหรับ 5 ท่าน ที่ร่วมสนุกเท่านั้น)

ส่งคำตอบพร้อมชื่อ-ที่อยู่ และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง) มาที่ อีเมล ivjai@outlook.co.th

หรือ บริษัท ไวส์ 32 มิติ แอนด์ คอนซัลแตนท์ จำกัด

105/16 หมู่ 11 ถนนสวนผัก แขวงตลิ่งชัน เขตตลิ่งชัน กรุงเทพมหานคร 10170

วงเล็บมุมซองว่า “เกมพลังงาน”







สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน